

UNIVERSIDADE DE LISBOA
FACULDADE DE CIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA GEOGRÁFICA, GEOFÍSICA E ENERGIA



Validação de um modelo 3D de potencial solar fotovoltaico

João Pedro Dornelas Segadães

Mestrado Integrado em Engenharia da Energia e do Ambiente

Dissertação orientada por:
Professor Doutor Miguel Centeno Brito
Mestre Sara Regina Teixeira Freitas

Agradecimentos

Parte desta dissertação está inserida nos projetos PVCITY PTDC/EMS-ENE/4525/2014 e SUCITY MITP-TB/CS/0026/2013, financiados pela fundação para a Ciência e Tecnologia.

Ao Professor Doutor Miguel Brito, orientador desta dissertação, pela oportunidade que me deu para desenvolver este trabalho, por toda ajuda e disponibilidade que demonstrou.

À minha coorientadora Sara Freitas, por todo o apoio, esclarecimentos prestados, incentivos e por toda a disponibilidade e acessibilidade que demonstrou ao longo de todos estes meses para que este trabalho fosse realizado.

Ao Carlos Rodrigues e António Joyce pela disponibilização dos dados que permitiram a realização deste trabalho.

A Batzelis, por se ter disponibilizado a explicar o seu modelo e algumas componentes importantes para que conseguisse usar e realizar esta validação.

À minha família, por todo o apoio incansável, por todos os sacrifícios feitos para que nunca me faltasse nada, para que eu conseguisse ter todas as oportunidades, competências e possibilidades para conseguir atingir tudo o que ambiciono com o maior dos sucessos e para superar todos os desafios que tive ao longo da minha vida. Fica sempre o sentimento de que um obrigado não chega, terei sempre que dar o meu melhor e por em prática o que aprendi. Mãe, Pai, muito obrigado!

À Teresa, a minha namorada, que tantas horas passou comigo, incansável, sempre com energia que chegava para os dois nos momentos mais difíceis. Muito obrigado por todo o apoio, carinho e aconselhamento que tive para superar este desafio, sem ti não seria possível.

À minha segunda família, a que escolhi, os meus amigos que fiz ao longo desta aventura, tanto na faculdade como no JAME e como os que vêm muito antes, e que me acompanharam não só nas gargalhadas mas também nos momentos mais complicados. Que o futuro nos mantenha próximos e que sejam vividas mais aventuras, serão sempre família!

Obrigado Sandra e João, por todo o apoio e companhia neste caminho e por serem uma ajuda muito importante. Obrigado ao André, por passados meses deste trabalho, me compreender como ninguém e por todo o apoio apesar do meu “desaparecimento”, meu irmão emprestado!

Um obrigado muito especial ao João, ao André, ao Dário, à Rita, ao Francisco e ao Zé, por todas as aventuras que partilhamos e por todos os momentos, que deixam saudade certa e nostalgia.

Resumo

O aproveitamento da envolvente dos edifícios para geração fotovoltaica pode contribuir para o desempenho energético de Net Zero Energy Buildings (NZEB). Para o efeito importa desenvolver ferramentas para estimar o potencial solar das fachadas dos edifícios.

A presente dissertação tem como objetivo principal a validação do modelo SOL, um modelo de determinação do potencial solar de telhados e fachadas que utiliza dados provenientes de levantamentos Light Detection And Ranging (LiDAR) para construir o modelo digital dos edifícios. Considerou-se o caso de estudo referente à instalação fotovoltaica numa fachada do edifício Solar XXI, situado no Laboratório Nacional de Energia e Geologia (LNEG), em Lisboa para os meses de junho e novembro de 2012 e 2013, considerando dados da energia produzida (Wh), potência (W), tensão e corrente contínua (DC) e alterna (AC) agrupados por inversor, assim como medidas de temperaturas do módulo e ambiente (°C) e irradiância no plano vertical (W/m^2), com resolução temporal de 15min. Foram também utilizados dados de irradiação (Wh/m^2) no plano horizontal medidos na estação Gago Coutinho do Aeroporto de Lisboa, pertencente ao Instituto Português do Mar e da Atmosfera (IPMA).

Partindo da irradiação estimada pelo modelo SOL, desenvolveu-se uma metodologia para a conversão de irradiação em potência fotovoltaica (Método Base) que tem em conta três aspetos: o efeito da temperatura na eficiência dos módulos, o aumento da refletividade nos módulos com o aumento do ângulo de incidência e uma resolução espacial do modelo digital do edifício de $1m^2$. Os resultados validam o modelo, apresentando desvios da ordem de 5% para junho e 9% para novembro entre os valores registados e os simulados.

Uma análise de sensibilidade mostrou que o efeito da temperatura é mais impactante em junho, havendo apenas períodos de subestimação, e que a correção do efeito do ângulo de incidência, contrariamente ao esperado, melhora o modelo nos momentos em que o sol se encontra mais na normal ao plano da fachada. Uma resolução espacial mais elevada aumenta ligeiramente o erro num plano geral, mas permite uma representação mais correta dos fenómenos de sombreamento parcial e do seu impacto na produção de energia nas várias strings. O modelo de radiação difusa isotrópica integrado no SOL revelou-se mais apropriado para condições de fração difusa > 0.85 devendo por isso ser implementado um modelo anisotrópico para valores inferiores.

Palavras-chave: BIPV, modelos de potencial solar, LiDAR, modelo de um díodo, Solar XXI

Abstract

The exploitation of building envelopes for photovoltaic generation can contribute to the energetic performance of Net Zero Energy Buildings (NZEB). For that, it's important to develop tools that can estimate the solar potential in building façades.

The present dissertation has as its main objective the validation of the model SOL, a model for solar potential determination in roofs and façades that uses data from Light Detection and Ranging (LiDAR) surveys to build a digital model of buildings.

The case study was the photovoltaic installation on the Solar XXI's building façade, situated in the Laboratório Nacional de Energia e Geologia (LNEG), in Lisbon for the months of June and November of 2012 and 2013, considering data of produced energy (Wh), power (W), continuous (DC) and alternating (AC) voltage and current grouped by inverter, as for module and environment temperature (°C) and irradiance on a vertical plane (W/m^2), with a temporal resolution of 15 minutes. Irradiation data (Wh/m^2) on the horizontal plane measured at the Gago Coutinho weather station in the Airport of Lisbon, belonging to the Instituto Português do Mar e da Atmosfera (IPMA).

Starting from the estimated irradiation from the model SOL, a method for the conversion of irradiation into photovoltaic power (Base method) was developed that takes into account three aspects: temperature's effect on the model's efficiency, the raise of reflectivity in modules with the raising of the incidence angle and a spatial resolution of the building's digital model of $1m^2$. The results validate the model, presenting deviation of 5% for June and 9% for November between the registered values and the simulated ones.

A sensitivity analysis showed that the temperature's effect is more impactful in June, presenting only underestimation periods, and that the correction of the incidence angle's effect, contrarily to the expected, improves the model in moments that the sun is closer to the façade plane's normal. A higher spatial resolution slightly raises the error on a general plane, but it allows a more correct representation of the partial shading phenomena and its energy production on the various strings. The isotropic diffuse radiation model integrated in SOL revealed to be more appropriate for conditions of diffuse radiation fraction > 0.85 , thus being needed an implementation of an anisotropic model for inferior values.

Keywords: BIPV, estimation models, SOL, LiDAR, one diode model, Solar XXI

Índice

1. Introdução.....	1
1.1. Modelação de potencial solar	2
1.2. Objetivos	4
1.3. Estrutura da dissertação.....	4
2. Metodologia.....	5
2.1. Caso de estudo.....	5
2.1.2 Dados meteorológicos e de operação	6
2.2. Metodologias para estimar produção de um sistema PV.....	7
2.2.1. Método com efeito de temperatura.....	8
2.2.2. Método simples de conversão	12
2.3. Extração de dados de irradiação.....	13
2.4. Interpolação espacial da irradiação solar.....	14
2.5. Extração dos mínimos de irradiação.....	15
2.6. Correção com o ângulo de incidência	18
2.7. Cálculo do erro das metodologias aplicadas	19
3. Resultados e discussão	21
3.1. Irradiação solar.....	21
3.2. Produção PV – Método Base.....	22
3.3. Produção PV – Método 1	28
3.4. Produção PV – Método 2	31
3.5. Produção PV – Método 3	33
3.6. Produção total.....	35
4. Conclusão.....	37
5. Referências	39
6. Anexos.....	41
Anexo A Dados meteorológicos para o ano de 2013	41
Anexo B Resultados da metodologia base para o ano 2013.....	43

Índice de Figuras

Figura 1.1. Edifícios com tecnologia fotovoltaica incorporada em várias cidades da Europa [2],[3],[4]	1
Figura 1.2. Posição do sol nos solstícios de verão e de inverno.....	2
Figura 1.3. Esquema de funcionamento do SOL [6] para o cálculo da irradiação em fachadas.	3
Figura 2.1. Fachada do edifício Solar XXI [21].....	5
Figura 2.2. Esquema de ligação dos módulos em strings [22] e localização do sensor de radiação (ponto amarelo entre os módulos 3.14 e 3.15).	5
Figura 2.3. Irradiação no plano vertical e no plano horizontal em junho de 2012 (cima) e 2013 (baixo).	6
Figura 2.4. Valores da temperatura ambiente registados para as horas de sol em junho (cima) e novembro (baixo) de 2012. É de notar que as horas correspondentes ao período noturno foram excluídas.....	7
Figura 2.5. Modelo elétrico de uma célula PV de acordo com o modelo de um díodo.....	8
Figura 2.6. Esquema do processo de cálculo aplicado com a metodologia de Batzelis [24].	11
Figura 2.7. Representação do edifício Solar XXI com os vários pontos da irradiação acumulada de junho no MDS(esquerda) e representação dos hiper-pontos sobrepostos com imagem realista da fachada do Solar XXI (direita).	13
Figura 2.8. Representação da irradiação na fachada com sombreamento dia 7 de junho de 2012 10h-11h.....	14
Figura 2.9. Representação da irradiação na fachada com sombreamento no dia 7 de junho de 2012 às 11h após interpolação a 2 dimensões com média móvel.....	15
Figura 2.10. Representação da central PV na fachada com resolução de 1m ²	16
Figura 2.11. Esquema representativo do processo de da extração dos mínimos.....	17
Figura 2.12. Representação da irradiação no sistema PV no dia 6 de novembro de 2012 às 16h com sombreamento parcial (em cima) e mapa de produção corresponde ao mesmo momento (em baixo). c.f. figura 2.2.	17
Figura 2.13. Variação do fator de perdas angulares com o ângulo de incidência para módulos multicristalinos [33].	18
Figura 3.1. Representação da irradiação calculada pelo SOL na fachada do Solar XXI, a 4 de junho de 2012 para a resolução de 1m ² (em cima) e para a interpolação da grelha com média móvel (em baixo).....	21
Figura 3.2. Representação da irradiação calculada pelo SOL na fachada do Solar XXI a 6 de novembro de 2012 para a resolução de 1m ² (em cima) e para a interpolação da grelha com média móvel (em baixo).....	21
Figura 3.3. Desvio dos valores da irradiação calculada pelo SOL relativamente aos valores registados pelo sensor instalado na fachada do Solar XXI para junho de 2012 e 2013 (coluna da esquerda) e novembro dos mesmos anos (coluna da direita).....	22
Figura 3.4. Dispersão dos resultados do modelo e dos dados experimentais. Cada gráfico corresponde a um dos meses em estudo: junho e novembro de 2012, em cima, junho e novembro de 2013. As cores correspondem aos diferentes inversores.	23
Figura 3.5. Energia calculada e registada nos três inversores para os dias 6 e 7 de junho e 3 e 4 de novembro de 2012 (em cima) e a respetiva diferença entre os valores (em baixo).....	23
Figura 3.6. Erro por inversor para junho (coluna esquerda) e novembro (coluna direita) de 2012. Nota: para efeitos de representação a escala vertical não pode ser igual.	24
Figura 3.7. Dispersão do erro relativamente ao ângulo de incidência, inversor 1, inversor 2 e inversor 3. Estão representados os quatro meses (junho à esquerda e novembro à direita).....	25

Figura 3.8. Dispersão do erro relativamente à fração de radiação difusa, inversor 1, inversor 2 e inversor 3. Estão representados os quatro meses (junho à esquerda e novembro à direita)	25
Figura 3.9. Histograma com a distribuição do erro para os inversores, erro médio e desvio padrão para os meses de junho (esquerda) e novembro (direita) de 2012 e 2013, metodologia base.....	27
Figura 3.10. Diferença do erro entre a metodologia base (YB) e a metodologia sem efeito de temperatura (Y1) relativamente ao ângulo de incidência (linha de cima) e à fração de radiação difusa (linha de baixo) para junho (esquerda) e novembro (direita) de 2012 e 2013.....	29
Figura 3.11. Diferença do erro entre a metodologia base (YB) e a metodologia sobre o efeito do ângulo de incidência (Y2) relativamente ao ângulo de incidência (linha de cima) e à fração de radiação difusa (linha de baixo) para junho (esquerda) e novembro (direita) de 2012 e 2013.....	31
Figura 3.12. Diferença do erro entre metodologia base (YB) e a metodologia com efeito na resolução espacial (Y3) relativamente ao ângulo de incidência (linha de cima) e fração de radiação difusa (linha de baixo) para junho (esquerda) e novembro (direita) de 2012 e 2013	33
Figura 3.13. Erro médio total para os meses de junho (esquerda) e de novembro (direita)	35
Figura 3.14. Erro médio total para todos os Métodos estudados.....	36
Figura A.1. Irradiação no plano vertical e no plano horizontal para novembro de 2012 (cima) e 2013 (baixo)	41

Índice de Tabelas

Tabela 2.1. Parâmetros elétricos relevantes fornecidos pelo fabricante	6
Tabela 3.1. Erro médio (esquerda) e desvio padrão (direita) para os três inversores nos quatro meses estudados, método base	26
Tabela 3.2. Erro absoluto médio para todos os meses e inversores (esquerda), desvio padrão (meio) e RMSE (Direita), método base	28
Tabela 3.3. Erro relativo médio (esquerda) e respectivo desvio padrão (direita) para todos os meses e inversores segundo o método sem efeito da temperatura	30
Tabela 3.4. Erro absoluto médio para todos os meses e inversores (esquerda), desvio padrão (meio) e RMSE (Direita) segundo o método sem efeito da temperatura.....	30
Tabela 3.5. Erro relativo médio (esquerda) e desvio padrão (direita) para todos os meses e inversores, metodologia do efeito do ângulo de incidência.....	32
Tabela 3.6. Erro absoluto médio para todos os meses e inversores (esquerda), desvio padrão (meio) e RMSE (Direita) segundo o método do efeito do ângulo de incidência.....	32
Tabela 3.7. Erro relativo médio (esquerda) e desvio padrão (direita) para todos os meses e inversores, metodologia do efeito da resolução espacial.....	34
Tabela 3.8. Erro absoluto médio para todos os meses e inversores (esquerda), desvio padrão (meio) e RMSE (Direita) segundo o método do efeito da resolução espacial	34

Acrónimos

BIPV	<i>Building Integrated Photovoltaics</i>
MDS	Modelo digital de superfície
EU	União Europeia
FF	<i>Fill Factor</i>
IPMA	Instituto Português do Mar e da Atmosfera
LiDAR	<i>Light Detection And Ranging</i>
LNEG	Laboratório Nacional de Energia e Geologia
MPP	Máximo ponto de potência
NOCT	<i>Nominal Operating Cell Temperature</i>
NZEB	<i>Net Zero Energy Building</i>
PV	Fotovoltaico
SEBE	<i>Solar Energy on Building Envelopes</i>
STC	<i>Standard Test Conditions</i>

Simbologia e Notações

a	Fator de idealidade do díodo
a_T	Coefficiente de temperatura relativo
a_{Isc}	Coefficiente de temperatura de corrente de curto-circuito
α	Ângulo de incidência
α_r	Fator de perdas pelo ângulo
β_{Voc}	Coefficiente de temperatura de tensão de circuito aberto
δ	Coefficiente para o modelo de um díodo
ε	Erro absoluto normalizado
η	Eficiência
E_g	Energia da <i>bandgap</i>
$f(\Delta T_c)$	Fator de desvio da temperatura da célula
GI	Irradiação incidente
GVI	Irradiação incidente no plano vertical
G_{ref}	Irradiação de referência
I	Corrente de saída
I_{mp}	Corrente no ponto máximo de potência
I_{ph}	Corrente fotogerada
I_s	Corrente de saturação do díodo
k	Constante de <i>Boltzmann</i>
N_p	Número de <i>strings</i> em paralelo
n_{ref}	Fator de idealidade do díodo de referência
N_s	Número de <i>strings</i> em série
μ	Erro absoluto para a energia
q	Carga do elétron
R_s	Resistência série
R_{sh}	Resistência shunt
T_0	Temperatura da célula em STC
T_{amb}	Temperatura ambiente
T_c	Temperatura de operação da célula
T_{cel}	Temperatura da célula
V_{mp}	Tensão no ponto máximo de potência
V_{oc}	Tensão em circuito aberto
ω	Erro absoluto para a irradiação no sensor
W	Parâmetro auxiliar W de Lambert
ΔT_c	Diferença de temperatura da célula com T_0
X_0	Parâmetro genérico X para STC
X_{ref}	Parâmetro genérico X de referência
Y	Erro relativo

1. Introdução

O aproveitamento da envolvente dos edifícios para geração fotovoltaica pode contribuir para o desempenho energético de Net Zero Energy Buildings (NZEB). Os edifícios são responsáveis por 40% do consumo energético total na União Europeia (EU) [1], apresentando-se as cidades como os maiores focos de consumo deste sector, dado que a maioria da população reside nas mesmas. Em resposta a estes grandes focos populacionais torna-se necessário um controlo do consumo energético porque o fornecimento é feito atualmente em parte com fontes fósseis, poluidoras e não renováveis.

Entre as tecnologias de produção de energia alternativa existentes, a energia solar fotovoltaica (PV) e a energia solar térmica podem ser aplicadas ao ambiente urbano. É aí que o conceito de integrar tecnologia fotovoltaica nos edifícios, com a designação habitual de *Building Integrated Photovoltaics* ou BIPV, para efeitos de autoconsumo começa a surgir como uma solução, mediante a subida do preço da energia elétrica e da descida dos custos da tecnologia. Para além do já comum e utilizado método de integração de um sistema PV no telhado, começa também a surgir a integração a nível de outros elementos de um edifício, como por exemplo nas fachadas, onde o sistema pode assumir uma função de revestimento na fachada do edifício em vez dos elementos tradicionais, e em átrios, onde se pode aproveitar o sistema como elemento de sombreamento. Atualmente esta adaptação da tecnologia fotovoltaica já é visível em várias cidades europeias como se pode ver na figura 1.1.



Figura 1.1. Edifícios com tecnologia fotovoltaica incorporada em várias cidades da Europa [2],[3],[4]

Em Portugal o conceito de BIPV ainda não é significativo e não são encontrados muitos elementos que divirjam da típica instalação de telhado, porém, com a Lei do autoconsumo em 2014 [5] a possibilidade de explorar um edifício como possível central PV começa a tornar-se uma opção. O Artigo 2º desta Lei é um bom exemplo para instalações com menores dimensões: “2 — O presente decreto-lei aplica-se ainda à produção de eletricidade através de unidade de pequena produção a partir de energias renováveis, baseada em uma só tecnologia de produção, cuja potência de ligação à rede seja igual ou inferior a 250kW, destinada à venda total de energia à rede”.

Porém, surge o problema da adaptação à paisagem urbana, que se trata de um ambiente complexo e onde a radiação solar toma uma distribuição pouco uniforme devido a efeitos de sombreamento causado por outros elementos, como edifícios mais elevados ou até mesmo alguma vegetação urbana, que irão afetar

diretamente o potencial para utilização da energia solar [6], principalmente a nível das fachadas dos edifícios. Apresenta-se então um dos problemas mais evidentes e abordado nesta dissertação que é a estimativa da eletricidade gerada por um sistema PV integrado numa fachada, que vai ver a sua produção influenciada de uma forma diferente ao que se verifica numa instalação típica de telhado. Isto é, os níveis de produção serão, à partida, mais elevados no inverno do que no verão em dias de céu limpo, dado que os raios solares incidem de forma mais direta no plano dos módulos devido às posições aparentes do sol mais baixas no horizonte (figura 1.2). Este facto influenciará também a temperatura de operação dos módulos instalados.

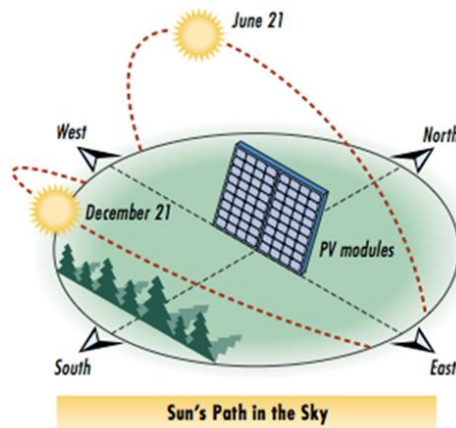


Figura 1.2. Posição do sol nos solstícios de verão e de inverno

1.1. Modelação de potencial solar

Dada a existência destas aplicações e dos exemplos apresentados é necessário estudar o potencial solar num ambiente urbano. Para este fim, foram criados ao longo dos anos vários modelos de potencial solar, destacando-se os modelos mais completos com representações 3D e que combinam modelos de radiação com modelos de Sistemas de Informação Geográfica (SIG). Os modelos mais sofisticados para a avaliação do potencial solar, os modelos baseados em SIG, são capazes de estimar o potencial solar à escala das grandes cidades. Trata-se de uma análise mais complexa que requer a utilização de modelos digitais 3D das zonas urbanas, apresentando um dos problemas mais desafiantes para as ferramentas dos SIG no que toca à representação dos elementos verticais e o armazenamento dessa informação [7]. Muitos dos métodos de construção de modelos digitais de áreas urbanas consistem na utilização de dados LiDAR (*Light Detection And Ranging*) aéreo, ou através da extrusão em altura a partir de dados vectoriais das plantas dos edifícios apresentadas em 2D, resultando assim num modelo 2.5D [8]. Dependendo da metodologia seguida e das ferramentas computacionais, poderá existir ou não informação discreta a nível da 3ª dimensão, que é essencial no cálculo e na análise da irradiação solar ao nível das fachadas. No caso da utilização de dados LiDAR por levantamento aéreo, vai haver uma descontinuidade no modelo de superfície digital [6], pois os pontos são recolhidos num plano horizontal.

Um exemplo de um modelo de potencial solar 3D que utiliza dados LiDAR é o modelo *SOL*, que será objeto de validação nesta dissertação. É um algoritmo criado em MatLab capaz de calcular a irradiação em todos os pontos de telhados, solo e fachadas para qualquer hora e recorrendo a um ano meteorológico típico [6]. O algoritmo utiliza dados LiDAR da região em estudo, sendo um dos *inputs* um modelo digital

de superfície (MDS) do qual são gerados um mapa de declives e um mapa de orientações. A resolução espacial e temporal deste modelo varia com base nos dados que estão a ser utilizados.

O mapa para as fachadas é criado através do mapa de declives onde cada *pixel* da fachada corresponde a um hiper-ponto, que é composto por um certo número de pontos com as mesmas coordenadas XY e com diferentes coordenadas Z e representa pontos ao longo de uma coluna vertical da fachada, partilhando a sua inclinação [6]. Em cada instante, cada hiper-ponto XY pode estar total ou parcialmente sombreado ou exposto ao sol. O algoritmo para as sombras é obtido através do MDS e da posição do sol no céu e avalia as zonas por valores de altura no MDS. O valor da altura da sombra a ser atribuído ao *pixel* da fachada é igual ao valor da altura do MDS daquele local [6].

Numa versão anterior, as componentes difusa e direta da radiação eram obtidas através do modelo de radiação de Kumar et.al[9]. Na versão atual, o modelo recorre a valores horários de radiação global e radiação direta ou então valores de um ano típico de referência da base de dados SolTerm [10]. No que toca à obtenção da radiação difusa, é também utilizada uma metodologia de *Sky View Factor* de Ratti & Richens [11]. Os resultados são guardados na forma de tabelas, podendo a partir daí ser visualizados recorrendo às capacidades gráficas do próprio MatLab ou exportadas para uma base de dados num software SIG, por exemplo ArcGIS.

Para uma melhor compreensão do processo de cálculo do algoritmo relativamente às fachadas dos edifícios é apresentado o fluxograma na Figura 1.3 [6].

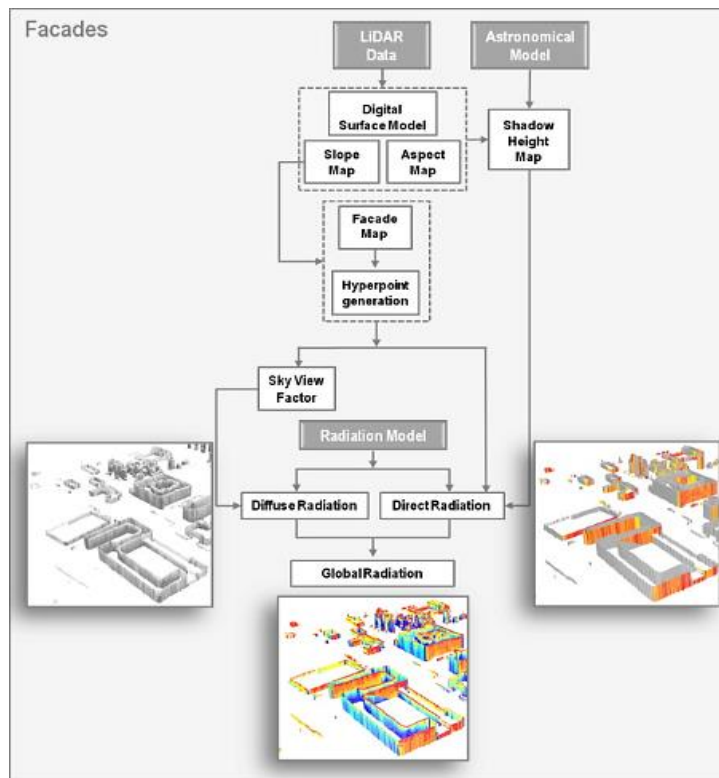


Figura 1.3. Esquema de funcionamento do SOL [6] para o cálculo da irradiação em fachadas.

Existem outros modelos que, tal como o SOL, utilizam dados LiDAR para estimar o potencial solar, nomeadamente o modelo de Carneiro et al.[12] que utiliza um MDS 2.5D, o modelo de Jakubiec & Reinhart [13] que recorre ao programa de *raytracing* RADIANCE e ao Dayism para cálculos horários, e o modelo SEBE (*Solar Energy on Building Envelopes*) de Lindberg et.al [14] que utiliza uma ferramenta própria também desenvolvida em MatLab e um MDS com resolução inferior a 1m². Todos estes modelos apresentam uma resolução temporal de 1 hora, diferindo nos *inputs* de radiação com bases

dados diferentes onde é utilizado uma média mensal de irradiação no caso de Carneiro et al, um ano típico medido no aeroporto Boston Logan para Jakubiec & Reinhart e o modelo de Perez para o SEBE. Outra diferença observada é a resolução espacial dos modelos, onde uma maior resolução irá resultar num tempo de computação superior. Um elemento importante na avaliação do potencial é o sombreamento. Há modelos que consideram um sombreamento completo pela existência de árvores no MDS (Jakubiec e SOL) em oposição ao modelo de Lindberg, em que os valores de sombreamento são referentes à área inferior da vegetação que não vão causar tanta sombra como a parte superior.

Outras ferramentas de modelação do potencial solar são discutidas em Freitas et al [7]. São vários modelos numéricos e conceptuais que são importantes para a estimação do potencial solar. Uns são destinados apenas a análise de sombreamento de forma mais simples [15] ou utilizando o *Sky View Factor*, em que se consegue obter a percentagem de céu visível (sem obstrução) para cálculos de radiação difusa através de uma divisão do hemisfério do céu em vários segmentos [16]. A nível de modelos de radiação observou-se nesta revisão do estado de arte que há diferentes modelos de radiação como o RADIANCE [17], um algoritmo de *ray-tracing* baseado no método híbrido determinístico/estocástico de Monte Carlo para calcular a radiação direta, difusa e refletida num modelo 3D e como o Dayism [19], que aplica o modelo de radiação de Perez [18] para estudar o perfil de iluminância (i.e., o fluxo luminoso que incide sobre uma superfície) pontual nos edifícios e zonas circundante.

1.2. Objetivos

O objetivo principal deste trabalho é proceder à validação experimental do modelo SOL descrito anteriormente. Para o efeito utiliza-se como caso de estudo uma instalação real na fachada do edifício Solar XXI no Laboratório Nacional de Geologia e Energia (LNEG).

Utilizando o SOL estima-se a irradiação solar na fachada. Os resultados do modelo são convertidos em energia fotovoltaica, com um modelo desenvolvido no âmbito desta tese, e comparados com medidas experimentais no local. Do processo de validação espera-se identificar as limitações do algoritmo SOL e propor sugestões de melhorias.

1.3. Estrutura da dissertação

Esta dissertação está organizada em 4 capítulos. Após o capítulo introdutório, no capítulo 2 apresenta-se o caso de estudo e descrevem-se as metodologias de conversão da irradiação solar em produção fotovoltaica. Em seguida, no capítulo 3, apresentam-se os resultados relativamente às metodologias aplicadas e respetiva discussão. Finalmente, no capítulo 4, apresentam-se as conclusões e recomendações para trabalho futuro.

2. Metodologia

2.1. Caso de estudo

O edifício Solar XXI localizado no Laboratório Nacional de Energia e Geologia (LNEG), em Lisboa, trata-se de um edifício de Serviços que vai de encontro ao conceito de *Nearly Zero Energy Building* (NZEB). O Solar XXI é composto por 3 pisos e possui uma central fotovoltaica integrada na fachada Sul (Fig.2.1), tornando o edifício num dos pioneiros no conceito de *Building Integrated Photovoltaics* (BIPV) em Portugal [20].



Figura 2.1. Fachada do edifício Solar XXI [21]

A central PV na fachada (Fig. 2.2) é constituída por 76 módulos, configurados em diferentes *strings* e ligados a 3 inversores. O primeiro inversor apresenta 4 *strings* com 7 módulos ligados em série, ligadas entre si em paralelo. O segundo e o terceiro inversores têm a mesma configuração: cada um está ligado a 24 módulos, 3 *strings* em paralelo de 8 módulos cada.

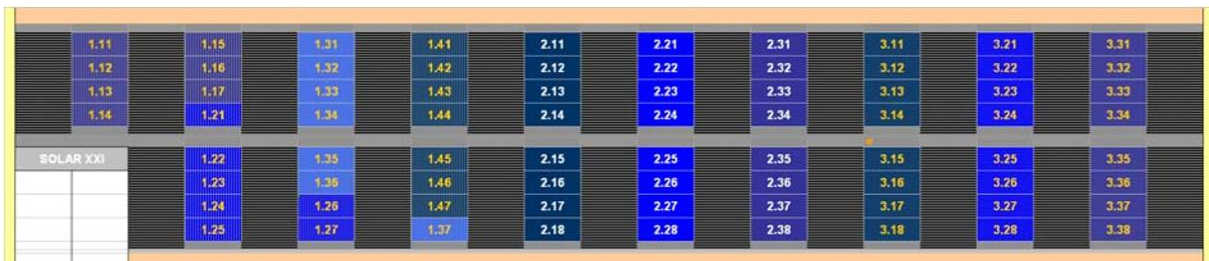


Figura 2.2. Esquema de ligação dos módulos em *strings* [22] e localização do sensor de radiação (ponto amarelo entre os módulos 3.14 e 3.15).

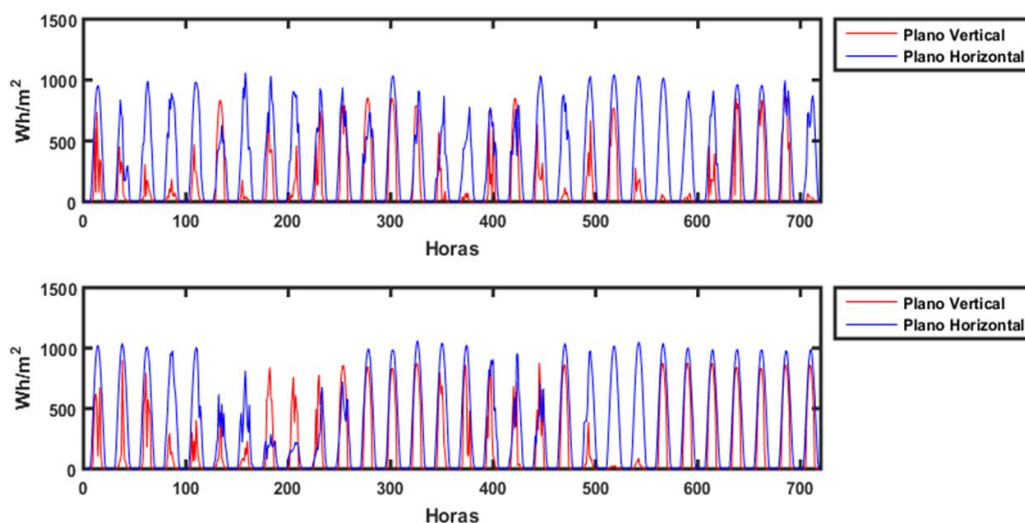
Os módulos instalados são do modelo BP3160, de silício multicristalino, com uma potência pico de 160W, área de 1.26m² e possuem díodos de *bypass*. Para a aplicação dos modelos de conversão, os parâmetros elétricos relevantes fornecidos pelo fabricante são os indicados na tabela 2.1.

Tabela 2.1. Parâmetros elétricos relevantes fornecidos pelo fabricante

Parâmetro	Valor	Unidade
V_{mp}	35,1	V
I_{mp}	4,55	A
NOCT	47	°C
α_{isc}	(0.065±0.015)	%/ °C
β_{voc}	-(160±20)	mV/°C

2.1.2 Dados meteorológicos e de operação

Foram considerados dados medidos para os meses de junho e novembro de 2012 e 2013, permitindo assim de certa forma analisar a variabilidade sazonal e inter-anual. Este conjunto de dados contempla medições, por inversor, de energia produzida (Wh), potência (W), tensão e corrente contínua (DC) e alterna (AC), temperaturas do módulo e ambiente (°C) e irradiância no plano vertical (W/m^2) na instalação PV da fachada do Solar XXI, com resolução temporal de 15min. Utilizaram-se também dados horários medidos na estação meteorológica Gago Coutinho do Aeroporto de Lisboa, nomeadamente irradiação global horizontal, irradiação direta no plano horizontal e a fração de radiação difusa, que, dada a proximidade ao caso de estudo serviram como *input* para as simulações com o modelo *SOL*. A figura 2.3 apresenta os valores de irradiação medidos para o plano horizontal (Aeroporto de Lisboa) e vertical (fachada do Solar XXI) para junho.

**Figura 2.3.** Irradiação no plano vertical e no plano horizontal em junho de 2012 (cima) e 2013 (baixo).

Relativamente à temperatura, cujos dados são apresentados na figura 2.4, como esperado a temperatura ambiente em média nos dias de junho é superior a novembro, atingindo o pico de 40°C.

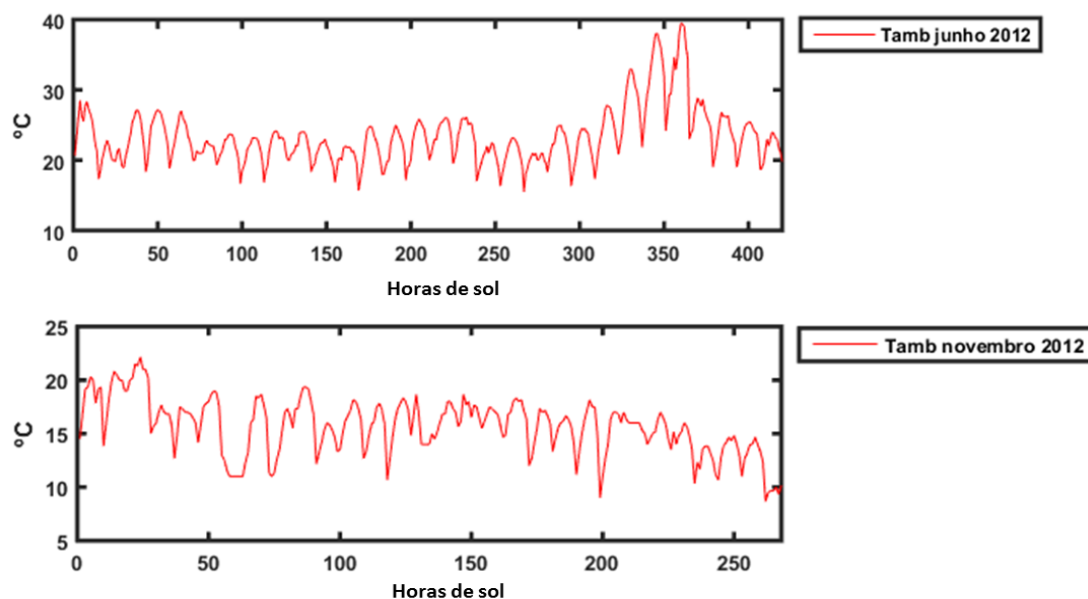


Figura 2.4. Valores da temperatura ambiente registados para as horas de sol em junho (cima) e novembro (baixo) de 2012. É de notar que as horas correspondentes ao período noturno foram excluídas.

2.2. Metodologias para estimar produção de um sistema PV

A partir de séries de irradiância ou irradiação solar pode estimar-se a produção de eletricidade a partir de sistemas fotovoltaicos através de diversos métodos. Estes podem ser simplificados e considerar apenas a eficiência de conversão típica de uma célula PV e a radiação recebida, ou detalhar o comportamento das células solares no que toca às suas características físicas, que normalmente não são fornecidas nos folhetos informativos dos módulos solares. Uma célula PV pode ser simulada com o modelo de um díodo, que foi o escolhido para o presente estudo; porém para valores reduzidos de irradiação um modelo de 2 ou mais díodos deverá produzir resultados mais precisos [23].

O presente estudo aborda duas destas metodologias: 1) modelo de um díodo que contabiliza o efeito da temperatura da célula, e 2) a modelo simples considerando somente a eficiência dos módulos. Ambas foram programadas e executadas em MatLab, assim como a análise dos seus resultados.

De modo a compreender as equações que descrevem as duas metodologias, apresentadas nas secções 2.2.1 e 2.2.2, é necessário rever os parâmetros-base de uma célula PV que são utilizados para os cálculos realizados. Estes parâmetros são a corrente de curto-circuito (I_{sc}) que é a corrente gerada pela célula quando a tensão aos seus terminais é nula, e o seu valor mais elevado. A tensão em circuito aberto (V_{oc}) é a tensão aos terminais da célula e ocorre quando a corrente é nula; e é o valor mais elevado de tensão na curva IV. A corrente e a tensão em ponto máximo de potência (I_{mp} e V_{mp} , respetivamente) correspondem aos valores na curva IV em que se irá obter a potência máxima da célula PV. A resistência em série (R_s), determinada sobretudo pela resistência de contacto entre o metal dos contactos e o silício, reduz o fator de preenchimento ou Fill Factor (FF) que por sua vez irá reduzir a potência máxima da célula. A resistência shunt (R_{sh}) devido a defeitos de fabrico, também irá afetar a produção. Valores mais baixos desta resistência irão causar perdas devido ao caminho alternativo fornecido para a corrente foto-gerada.

2.2.1. Método com efeito de temperatura

A metodologia para a contabilização do efeito da temperatura na eficiência de conversão fotovoltaica de um módulo PV é baseada no trabalho de Batzelis et al [24], na sequência do trabalho de de Tian et.al [25] para estimar os valores de corrente no ponto máximo de potência (I_{mp}) e a tensão no ponto máximo de potência (V_{mp}). Começamos por assumir o modelo elétrico de uma célula PV (fig. 2.5).

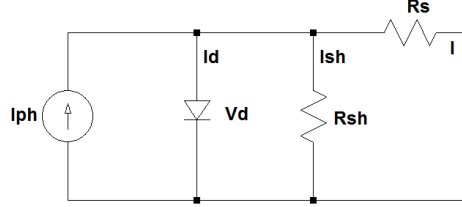


Figura 2.5. Modelo elétrico de uma célula PV de acordo com o modelo de um díodo.

A equação da corrente elétrica de saída (I na equação 2.1) é determinada pela Lei de Kirchoff e da tensão do painel (V):

$$I = I_{ph} - I_s \left(e^{\frac{V+IR_s}{a}} - 1 \right) - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad (2.1)$$

Para obter o valor de corrente de saída é necessário aferir os valores de I_{ph} , corrente fotogerada na célula, e I_s , corrente de saturação do díodo:

$$I_{ph} = I_{ph,ref} \left(\frac{GVI}{G_{ref}} \right) [1 + \alpha_T (T_{cel} - T_{ref})] \quad (2.2)$$

Adicionado aos elementos já referidos e conhecidos há α_T , que se trata do coeficiente de temperatura relativo em termos da corrente de curto circuito I_{sc} e que normalmente consta das especificações dos módulos fornecidas pelo fabricante. Passa-se então a analisar I_s :

$$I_s = I_{s,ref} \left[\frac{T_{cel}}{T_{ref}} \right]^3 e^{\left[\frac{Eg,ref}{kT_{ref}} - \frac{Eg}{kT} \right]} \quad (2.3)$$

onde Eg , é a energia da *bandgap* [eV] e k a constante de Boltzmann.

A parte final desta abordagem inclui a definição de um conjunto de equações pertencentes a um sistema de 5 equações a 5 incógnitas: V_{oc} , I_{sc} , I_{mp} , V_{mp} e $\beta_{V_{oc}}$.

A primeira equação (Eq. 2.4) trata-se de uma derivada de condições em circuito aberto para STC, onde N_p é o número de *strings* em paralelo, N_s o número de *strings* em série, q a carga do elétron, n o fator de idealidade do díodo, R_s a resistência em série e R_{sh} a resistência *shunt*.

$$0 = N_p I_{ph,ref} - N_p I_{s,ref} \left[e^{\left(\frac{qV_{oc,ref}}{N_s n_{ref} k T_{ref}} \right)} - 1 \right] - \frac{V_{oc,ref}}{\frac{N_s}{N_p} R_{sh,ref}} \quad (2.4)$$

A segunda equação do modelo (Eq. 2.5) ocorre em condições de curto circuito onde I_{sc} é a corrente de curto circuito.

$$I_{sc,ref} = N_p I_{ph,ref} - N_p I_{s,ref} \left[e^{\left(\frac{q I_{sc,ref} R_{s,ref}}{N_s n_{ref} k T_{ref}} \right)} - 1 \right] - \frac{I_{sc,ref} \frac{N_s}{N_p} R_{s,ref}}{\frac{N_s}{N_p} R_{sh,ref}} \quad (2.5)$$

A terceira e quarta equações são referentes às condições de máximo ponto de potência (MPP). A equação 2.6 tem como finalidade saber o valor da corrente no ponto máximo de potência (I_{mp}), e, uma vez obtido o valor é possível calcular o valor da tensão no ponto máximo de potência (V_{mp}) (c.f. Eq. 2.7).

$$I_{mp,ref} = N_p I_{ph,ref} - N_p I_{s,ref} \left[e^{\left(\frac{q(V_{mp,ref} + I_{mp,ref} \frac{N_s}{N_p} R_{s,ref})}{N_s n_{ref} k T_{ref}} \right)} - 1 \right] - \frac{V_{mp,ref} + I_{mp,ref} \frac{N_s}{N_p} R_{s,ref}}{\frac{N_s}{N_p} R_{sh,ref}} \quad (2.6)$$

$$\frac{I_{mp,ref}}{V_{mp,ref}} = \frac{\frac{q N_p I_{s,ref}}{N_s n_{ref} k T_{ref}} e^{\left(\frac{q(V_{mp,ref} + I_{mp,ref} \frac{N_s}{N_p} R_{s,ref})}{N_s n_{ref} k T_{ref}} \right)} + \frac{1}{\frac{N_s}{N_p} R_{sh,ref}}}{1 + \frac{q I_{s,ref} R_{s,ref}}{n_{ref} k T_{ref}} e^{\left(\frac{q(V_{mp,ref} + I_{mp,ref} \frac{N_s}{N_p} R_{s,ref})}{N_s n_{ref} k T_{ref}} \right)} + \frac{R_{s,ref}}{R_{sh,ref}}} \quad (2.7)$$

Finalmente, a quinta equação representada (Eq. 2.8) serve para assegurar que o coeficiente de temperatura em tensão de circuito aberto (β_{Voc}) é devidamente previsto no modelo.

$$V_{oc} = V_{oc,ref} + \beta_{Voc} (T_{cel} - T_{ref}) \quad (2.8)$$

Uma vez que este modelo descrito se trata de um processo iterativo e complexo, optou-se por utilizar a metodologia simplificada de Batzeli [24]. Dos aspetos mais relevantes deste método destacam-se a introdução do coeficiente δ (equação 2.9), definido por um rácio entre α (fator de idealidade de um díodo) e V_{oc} :

$$\delta_0 = \frac{\alpha_0}{V_{oc0}} = \frac{1 - 298.15 \beta_{Voc}}{V_{oc} + f(\Delta T_c)} = \frac{1 - 298.15 \beta_{Voc}}{V_{oc} + 3 - 298.15 \alpha_{Isc}} \quad (2.9)$$

A aferição deste coeficiente recorre à informação sobre os coeficientes de temperatura em I_{sc} e V_{oc} (α e β , respetivamente). Destaca-se ainda $f(\Delta T_c)$ como sendo o fator de desvio da temperatura da célula, sendo este parâmetro definido por um limite que irá variar para valores tipo do coeficiente de temperatura para a corrente de curto-circuito com valores realistas de temperatura também apresentado em [24]. É introduzida também a matriz conhecida como W de Lambert (eq. 2.17), parâmetro auxiliar que assiste na estimativa da produção e mostra erros muito reduzidos, a sua aplicação resulta no grupo de expressões que se apresentam em seguida:

$$V_{mp} = \left(1 + \frac{R_s}{R_{sh}}\right) \alpha (w - 1) - R_s I_{ph} \left(1 - \frac{1}{w}\right) \quad (2.10)$$

$$I_{mp} = I_{ph} \left(1 - \frac{1}{w}\right) - \frac{\alpha (w - 1)}{R_{sh}} \quad (2.11)$$

$$\alpha_0 = \delta_0 V_{oc0} \quad (2.12)$$

Posto isto, é então calculado o valor de α , necessário para as equações das resistências em série e shunt (equações (2.13) e (2.14), respetivamente). Os valores de I_{mp0} e V_{mp0} (corrente e tensão em ponto máximo de potência, ou mp) apresentados para aferir os valores das resistências são os valores para STC.

$$R_{s0} = \frac{[\alpha_0 (w_0 - 1) - V_{mp0}]}{I_{mp0}} \quad (2.13)$$

$$R_{sh0} = \frac{\alpha_0 (w_0 - 1)}{\left[I_{sc0} \left(1 - \frac{1}{w_0}\right) - I_{mp0}\right]} \quad (2.14)$$

Uma vez obtidas as resistências, é então calculada a corrente foto-gerada I_{ph0} (equação 2.15) e a corrente de saturação do díodo I_{s0} (equação (2.16)). Todas as equações apresentadas, à exceção da equação (2.18), são para condições STC em que se assume a temperatura da célula igual à de referência (25°C). Para o ajuste às condições reais de operação da célula é necessário calcular o novo valor de δ segundo a equação (2.18) e seguidamente seguir os mesmos passos anteriormente explicados.

$$I_{ph0} = \left(1 + \frac{R_{s0}}{R_{sh0}}\right) I_{sc0} \quad (2.15)$$

$$I_{s0} = I_{ph0} e^{-1/\delta_0} \quad (2.16)$$

$$w_0 = W\left\{e^{\frac{1}{\delta_0+1}}\right\} \quad (2.17)$$

$$\delta = \frac{\alpha}{V_{oc}} = \frac{\alpha_0 T_c / T_0}{V_{oc}} = \delta_0 \frac{V_{oc0} T_c}{V_{oc} T_0} \quad (2.18)$$

Perante alguns problemas apresentados pela função lambert W contida no MatLab, optou-se por utilizar uma aproximação simplificada da função apresentada com a equação 2.17 e que consta no apêndice A [24]. Apresenta-se a equação 2.19 onde $\lambda = 1/\delta_0$ e $B=1$ e que será utilizada para os cálculos a efetuar.

$$W\{e^{\lambda+B}\} = \lambda \left(1 - \frac{\ln \lambda + B}{\lambda + 1}\right) \quad (2.19)$$

Outra dificuldade que se apresentou foi a transição da aplicação do modelo em STC (*Standard Test Conditions*), no que diz respeito à correlação entre as variáveis I_{ph0} (corrente fotogerada), I_{s0} (corrente de saturação do díodo), R_{s0} (resistência em série) e R_{sh0} (resistência *shunt*) com as condições de

operação do painel. No sentido de superar este problema, alteraram-se as equações das respetivas variáveis aquando da realização do cálculo para as condições de operação (equações 2.13 a 2.16), utilizando-se como base as equações apresentadas por De Soto [26], em conformidade com Batzelis, onde a equação 2.22 se apresenta como uma simplificação para o fator de idealidade do díodo. Apresentam-se então as equações utilizadas para obter os valores dos parâmetros necessários em condições de operação.

$$I_{ph} = I_{ph0}G(1 + \alpha I_{sc}\Delta T) \quad (2.20)$$

$$I_s = I_{s0} \left(\frac{T_c}{T_0}\right)^3 e^{\left(\frac{V_{oc}\Delta T}{T_c}\right)} \quad (2.21)$$

$$\alpha = a_0 \frac{T_c}{T_0} \quad (2.22)$$

$$R_s = R_{s0} \quad (2.23)$$

$$R_{sh} = \frac{R_{sh0}}{G} \quad (2.24)$$

O processo de cálculo dos pontos de máxima potência para a tensão e corrente (V_{mp} e I_{mp}) inicia-se com os cálculos em STC. De notar que esta fase da metodologia não requer inserção de dados medidos de temperatura nem de radiação uma vez que é calculado com base nos dados fornecidos especificações do fabricante [27]. Começa-se pelo coeficiente para um díodo δ_0 (Equação 2.9), o w de Lambert (Equação 2.19) e o fator de idealidade do díodo α (Equação 2.12), procedendo então para o cálculo das resistências em série e *shunt* (Equação 2.13 e Equação 2.14, respetivamente) que serão utilizadas para calcular as correntes foto-geradas I_{ph0} (Equação 2.15) e de saturação do díodo I_s (Equação 2.16). Uma vez obtidos todos estes parâmetros, é feito o cálculo de V_{mp} e I_{mp} pela Equação 2.10 e pela Equação 2.11, respetivamente. A fig. 2.6 representa esquematicamente o processo descrito:

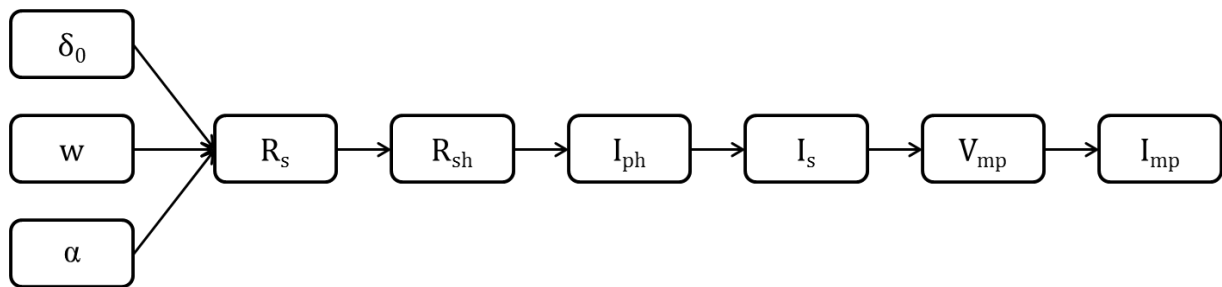


Figura 2.6. Esquema do processo de cálculo aplicado com a metodologia de Batzelis [24].

Ao transitar para as condições de operação, é considerada a temperatura ambiente medida (proveniente da série representada na fig. 2.4) para calcular a temperatura do painel e a radiação global incidente nos módulos (estimada pelo modelo *SOL*). O modo como se processam os cálculos segue exatamente a mesma ordem que o processo para condições STC apresentado no esquema ilustrado na figura 2.6.

A temperatura nominal de operação de uma célula (NOCT) é um elemento muito importante para aferir a produção de um sistema PV, dado que a temperatura da célula é diretamente influenciada por este parâmetro e se trata de um *input* para o modelo a utilizar. Há então que avaliar se este se trata de um bom modelo para averiguar a temperatura de operação da célula [28] e se corresponde ao que é apresentado nas especificações do fabricante. Num estudo com sistemas BIPV de várias inclinações, Frontini (2016) demonstra que o NOCT é satisfatório, apresentando desvios que variam com o tipo de instalação, mais concretamente com diferentes inclinações e tipos de módulos, mostrando que para inclinações de 30° de módulos de silício cristalino o desempenho do módulo é afetado e os coeficientes de temperatura são reduzidos face às elevadas temperaturas obtidas. Já em instalações de 90° são esperados melhores resultados.

Para o caso de estudo do Solar XXI, uma análise do NOCT feita em [22] revela uma diferença no valor da temperatura nominal da célula que substitui o valor do NOCT, tomando valores de aproximadamente 56°C, que leva ao aumento da temperatura das células dos módulos na instalação da fachada. Definiu-se então este valor como o valor utilizado para ao aplicar os modelos de cálculo. O cálculo da temperatura da célula pode ser obtido pela seguinte expressão:

$$T_{cell} = T_{amb} + \frac{NOCT - 20}{800} \quad (2.25)$$

O vento é outro agente que também pode ter um efeito relativamente importante no funcionamento dos módulos numa instalação fotovoltaica, devido à redução na temperatura de operação do painel por convecção forçada, aumentando a potência de saída dos módulos [29], exigindo um ajuste ao cálculo da temperatura de operação [30]. No caso particular de sistemas BIPV, Trinuruk et al [31] observaram que o modelo NOCT subestima a temperatura de funcionamento num edifício na Tailândia, argumentando que se trata de um efeito da configuração da instalação e não das condições climáticas particulares do local. No presente estudo o efeito da velocidade de vento não é levado em consideração.

2.2.2. Método simples de conversão

Este método que considera apenas a eficiência de conversão fotovoltaico dos dispositivos, é uma forma simples de avaliar o recurso solar e convertê-lo em valores de produção PV.

Se não for dado nas especificações do fabricante, para o cálculo da eficiência é necessário o fator de preenchimento. Não é tomado em conta o efeito da temperatura da célula ou do módulo PV. O FF é um parâmetro definido como um rácio entre a potência máxima de uma célula solar e o produto entre a tensão de circuito aberto (V_{oc}) e a corrente de curto-circuito (I_{sc}) (equação 2.26):

$$FF = \frac{V_{mp} \times I_{mp}}{V_{oc} \times I_{sc}} \quad (2.26)$$

Nestas condições, a eficiência η é, portanto

$$\eta = \frac{V_{oc} \times I_{sc} \times FF}{G_A} \quad (2.27)$$

2.3.Extração de dados de irradiação

Atendendo ao descrito no subcapítulo 1.1, o algoritmo *SOL* foi desenvolvido para estimar e visualizar o potencial solar de edifícios, a nível de fachadas e telhados. Para o efeito é necessário ter-se um modelo digital de superfície (MDS) da região de estudo. O MDS utilizado neste estudo provém de um levantamento LiDAR feito em 2006 reamostrado para uma resolução de 1m^2 . Representa-se todo o edifício partindo do MDS ilustrado na figura 2.7.

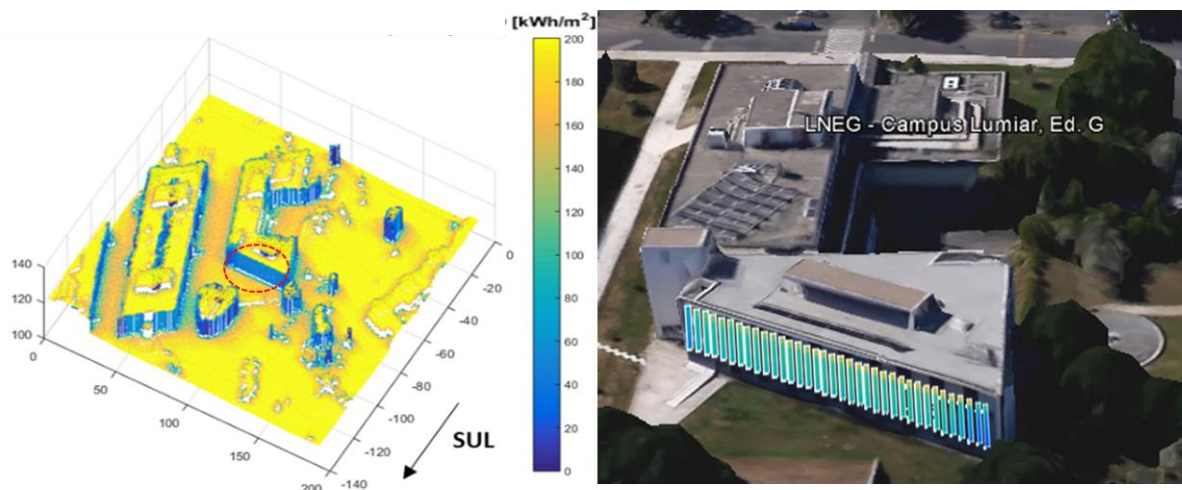


Figura 2.7. Representação do edifício Solar XXI com os vários pontos da irradiação acumulada de junho no MDS(esquerda) e representação dos hiper-pontos sobrepostos com imagem realista da fachada do Solar XXI (direita).

Apresenta-se então o composto de vários edifícios do LNEG, destacando a fachada do edifício Solar XXI marcada a vermelho. Estes são obtidos através do ficheiro do MDS que contém as coordenadas x , y e z , e valor de irradiação associado a cada conjunto de coordenadas proveniente das tabelas de *output* do *SOL*. Para que seja possível obter apenas as coordenadas respetivas à fachada do edifício solar XXI, é necessário fazer uma extração manual dos pontos de interesse no gráfico, apenas uma primeira vez, e guardar os valores das coordenadas da fachada, para automatizar o processo. Posto isto, tem-se então a fachada base para representar os valores correspondentes de radiação global para todas as horas dos meses de junho e novembro de 2012 e 2013 (1440 horas). Para tal, é necessário fazer corresponder os valores de irradiação do ficheiro calculado pelo *SOL* à matriz de coordenadas da fachada. De notar a importância do eixo zz , uma vez que estamos na presença de hiper-pontos, isto é, para um par de coordenadas xy existem vários valores de z e cada conjunto das 3 coordenadas terá um valor de irradiação associado.

Uma vez feita a correspondência, tem-se então todos os valores apenas pertencentes à fachada do Solar XXI com os valores de radiação global e pode então seguir-se o próximo passo que se trata de um reajuste dos dados para que estes consigam ser representados com a forma da fachada. Isto consegue-se recorrendo à função *reshape*, tomando então uma dimensão de $9\text{m} \times 36\text{m}$.

Aplicando então estas medidas obtém-se a distribuição da radiação global incidente ao longo da fachada para todas as horas de sol nos 4 meses analisados. Na imagem (figura 2.8) é ilustrado um exemplo da irradiação na fachada às 11h do dia 7 de junho de 2012. Destaca-se o sombreamento na parte inferior da fachada (denotado pelos tons azulados correspondentes a valores mais reduzidos de irradiação) e alguma discrepância na irradiação nos limites da fachada entre as 10h e as 11h.

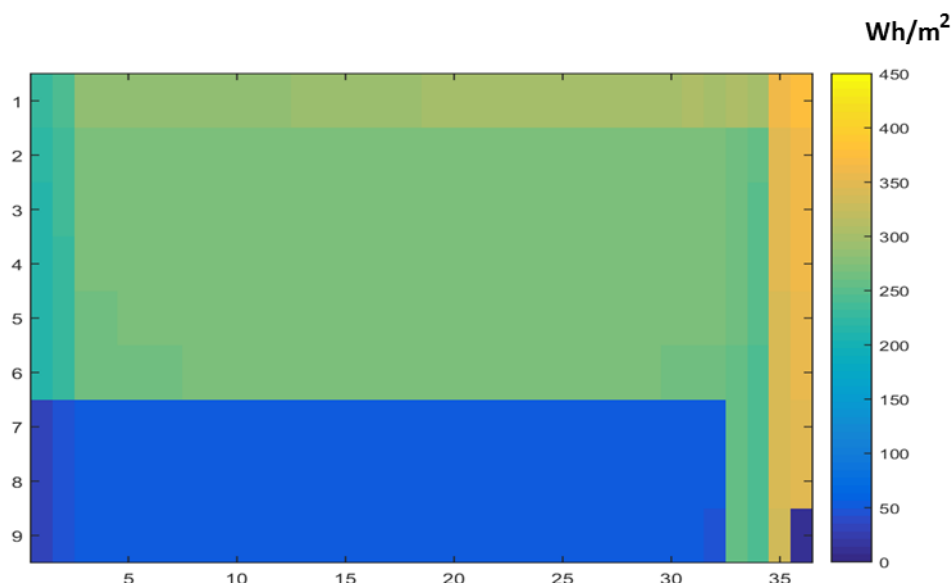


Figura 2.8. Representação da irradiação na fachada com sombreamento dia 7 de junho de 2012 10h-11h

A partir deste processo, é necessário identificar a localização onde os módulos estão instalados e estimar a produção, o que será explicado no subcapítulo 2.6.

2.4. Interpolação espacial da irradiação solar

Uma vez criadas as grelhas de 1m^2 , e verificando-se a natureza “quadrada” pouco realista do sombreamento resultante, que não caracteriza com grande detalhe situações de sombreamento parcial nos módulos, interpolou-se a grelha original criando uma nova grelha com maior resolução, nomeadamente $0.125\text{m} \times 0.125\text{m}$, a dimensão de uma célula do painel BP 3160, para futura comparação. Foi feita uma interpolação com a função *interp2*¹, de modo a ficar com uma grelha com a resolução desejada dos valores de irradiação, aplicando um filtro com a função *smooth* que aplica uma média móvel ao longo de cada linha da nova matriz. Este filtro é aplicado à interpolação feita da grelha com as novas medidas, gerando consequentemente uma nova grelha de valores de irradiação. Este procedimento, além de suavizar e homogeneizar os valores de irradiação na fachada, permite detalhar a sombra e atribuir-lhe um aspeto semitransparente nos limites, portanto mais realista. Após a aplicação dos filtros descritos, a Fig. 2.8 altera-se para a representação na Fig. 2.9.

¹ Retorna os valores interpolados a 2 dimensões numa grelha mais fina formada pela divisão do intervalo entre valores de amostra em cada dimensão.

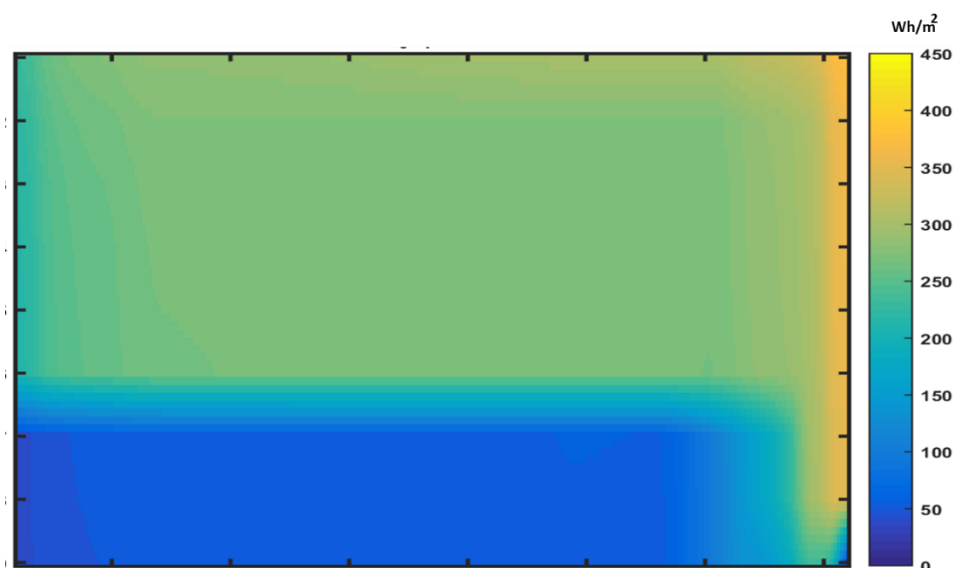


Figura 2.9. Representação da irradiação na fachada com sombreamento no dia 7 de junho de 2012 às 11h após interpolação a 2 dimensões com média móvel.

Ao estimar a produção teve que haver o cuidado acrescido de manter o número de células do painel (72 células) e considerar dimensões o mais próximas possível das dimensões reais do painel. Assim, cada entrada na matriz de irradiação para esta situação corresponde a uma célula devido à resolução de $0.125\text{m} \times 0.125\text{m}$ escolhida. Relativamente ao distanciamento entre os módulos e uma vez que esta nova resolução se aplica à totalidade da grelha, este é mantido o mais próximo da realidade sendo múltiplo da dimensão da célula.

Uma nota importante a apontar sobre a aplicação desta interpolação é o seu efeito sobre o sombreamento parcial, porque ao estar a ser aumentada a resolução estará também a ser mais detalhado o sombreamento parcial presente na fachada, o que levará a uma influência direta na produção devido a sombreamentos que passam a existir em zonas que com uma resolução pior não existia, conseqüentemente reduzindo a produção. Outro aspeto interessante de referir é que tal como os valores de irradiação que podem ser representados com estes métodos também outros dados de radiação provenientes do SOL podem ser utilizados e representados de igual forma.

2.5.Extração dos mínimos de irradiação

Ainda antes de se aplicar o modelo de um díodo, o *input* dos valores de irradiação global incidente deve ser preparado, mais concretamente há que extraí-los das matrizes criadas para todos os instantes pelos vários métodos. Primeiramente, há que aferir na matriz qual o local aproximado das várias *strings* de módulos fotovoltaicos, com as respetivas dimensões atendendo que se respeitam as dimensões da fachada do Solar XXI. Na Fig. 2.10 estão representadas as delimitações escolhidas para as *strings* no caso da resolução de 1m^2 . É de notar que os valores da primeira linha não são escolhidos por pertencerem a uma zona de ligação entre fachada e telhado, e também por não existir a presença de módulos ou parte deles. Todos estes valores de irradiação provêm de cálculos efetuados pelo algoritmo *SOL*.

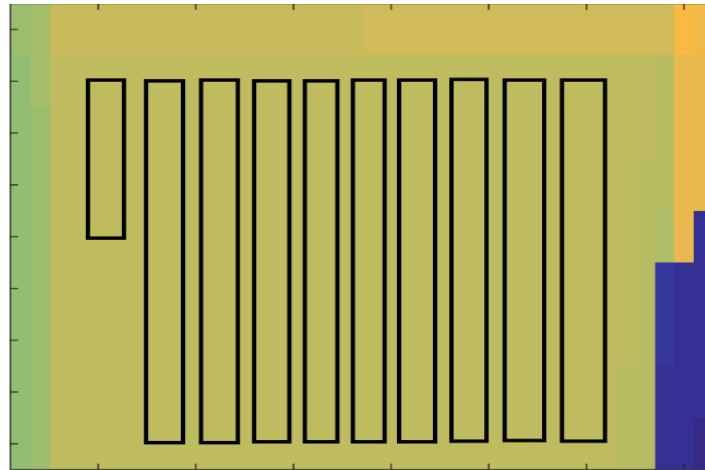


Figura 2.10. Representação da central PV na fachada com resolução de 1m^2

Esta aproximação é a mais rudimentar em que se vai considerar que o painel tem uma área de 1m^2 , por imposição da resolução do MDS. É tomado também 1m de afastamento entre séries de módulos para se aproximar ao que acontece na instalação real.

Relativamente à extração dos valores de irradiação em si, é considerado que o valor de cada *string* será o valor mínimo obtido do conjunto de módulos. Ao seguir esta abordagem está a fazer-se uma subestimação da produção, para além disso há que contar com a incerteza do alinhamento do painel com o respetivo hiper-ponto introduzindo um erro que pode ser relevante no que diz respeito à produção do sistema PV.

Foi feita a avaliação dos mínimos para todas as *strings* e para todas as horas dos meses em estudo. Posto isto, são criados os vetores *input* da irradiação para utilizar no modelo de conversão de irradiação em potência fotovoltaica.

O mesmo procedimento é aplicado para a grelha interpolada, sendo um pouco mais complexo devido ao maior número de entradas da matriz de irradiação. Porém, é muito mais completo porque se consegue analisar o sistema PV ao nível da célula aumentando a precisão do cálculo e possibilitando que se leve em conta os díodos de *bypass* dos módulos nas estimativas de produção. Para tal, a análise terá que ser feita painel a painel onde cada um será subdividido em 3 secções, devido à ligação dos díodos de *bypass* que funciona como se cada módulo fosse dividido em 3, e serão selecionados os valores de irradiação de cada secção. De cada uma destas três secções do painel é criado um vetor com os mínimos de irradiação nas células incluídas em cada uma e selecionado o valor mais alto das 3, para se extrair a secção determinante. Daí é escolhido o mínimo desses três valores, obtendo-se assim o valor do mínimo para o painel. Este processo é feito para todos os módulos do sistema PV e para a seleção do mínimo da *string* é feito um vetor com os mínimos pertencentes a cada *string* e o valor da irradiação a utilizar será o mínimo desses valores obtidos de todos os módulos. Uma vez feita a extração dos valores de irradiação, a produção PV é calculada através dos modelos apresentados nos subcapítulos 2.2.1 e 2.2.2. De modo a facilitar a explicação deste processo complexo, apresenta-se o esquema na seguinte Fig. 2.11.

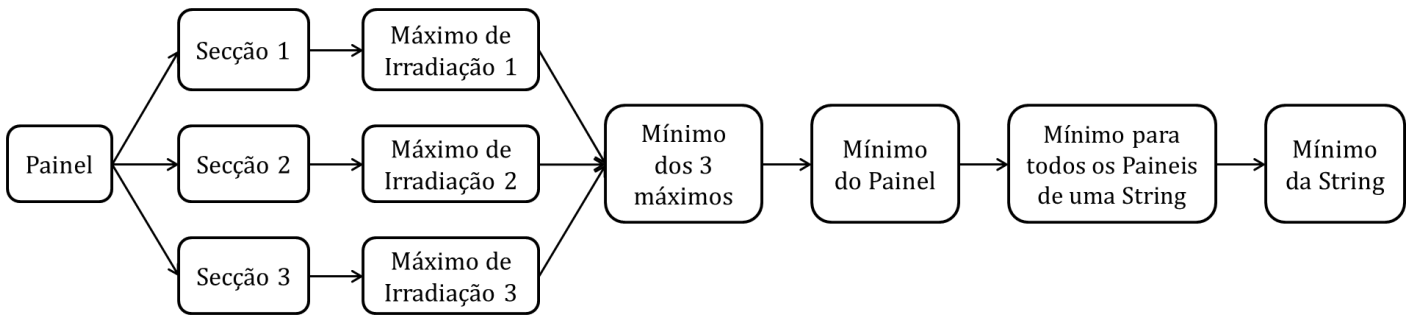


Figura 2.11. Esquema representativo do processo de da extração dos mínimos

Para completar o esquema e ilustrar o processo descrito, apresenta-se na fig. 2.12 a irradiação no sistema numa situação de sombreamento parcial no dia 6 de novembro de 2012 às 16h, onde se pode ver que há sombreamento em vários módulos das *strings* (representação em cima) e a produção do sistema seguindo a abordagem anteriormente descrita (representação em baixo). Sendo que na segunda ilustração as *strings* não sombreadas estão representadas a tons mais verdes e as sombreadas a azul.

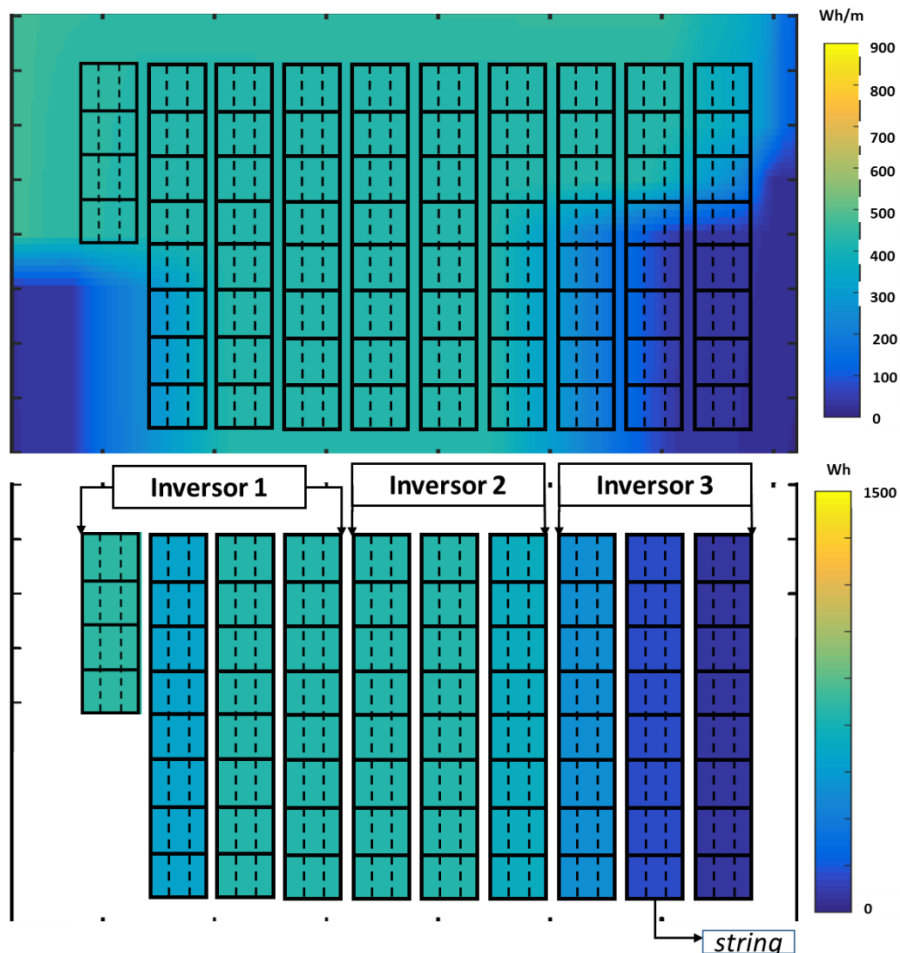


Figura 2.12. Representação da irradiação no sistema PV no dia 6 de novembro de 2012 às 16h com sombreamento parcial (em cima) e mapa de produção corresponde ao mesmo momento (em baixo). c.f. figura 2.2.

2.6. Correção com o ângulo de incidência

Como os módulos fotovoltaicos em operação apresentam perdas óticas em relação ao seu comportamento em STC devido ao ângulo de incidência dos raios solares [32], é necessário aplicar um fator que contemple as perdas pelo ângulo de incidência. Seguindo Martin & Ruiz, é aplicado o fator de correção a todos os valores de irradiação determinados anteriormente. O fator AL (*Angular losses*) apresenta-se na seguinte equação em que α é o ângulo de incidência e α_r é o fator de perdas estimado pela metodologia de [33] com o valor de 0.159.

$$AL(\alpha) = 1 - \left[\frac{1 - \exp(-\cos \alpha / \alpha_r)}{1 - \exp(-1 / \alpha_r)} \right] \quad (2.8)$$

Para se perceber melhor qual a necessidade e o efeito de aplicar este fator de correção apresenta-se a figura 2.13 que mostra a variação do fator de perdas angulares com o ângulo de incidência para módulos fotovoltaicos multicristalinos. Pode ver-se que há um grande aumento das perdas para ângulos acima dos 70°.

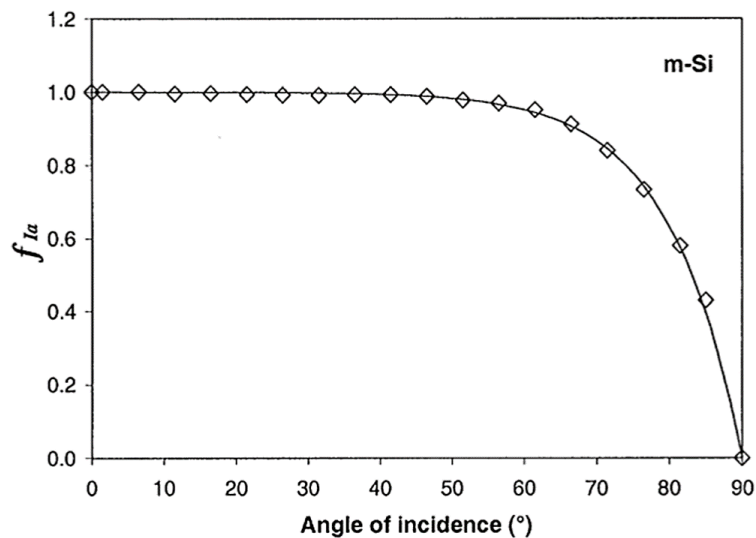


Figura 2.13. Variação do fator de perdas angulares com o ângulo de incidência para módulos multicristalinos [33].

2.7. Cálculo do erro das metodologias aplicadas

Uma vez calculada a potência produzida pelos três conjuntos de *strings* no sistema PV é necessário comparar a produção obtida através das estimativas da irradiação provenientes do modelo *SOL* com os registos de produção do sistema real.

Para o efeito, recorre-se ao cálculo do erro da metodologia aplicada seguindo a equação 2.9 para os valores da energia obtidos, a equação 2.10 para representar o erro do efeito do ângulo de incidência, a respetiva comparação entre as várias metodologias e respetivos resultados em conjunto com a equação 2.11, e a equação 2.13 que irá ser utilizada para ter uma perceção entre valor calculado pelo *SOL* no ponto correspondente ao sensor que está instalado na fachada do Solar XXI e o valor registado pelo sensor real, de modo a perceber qual o desvio.

$$\varepsilon_B [Wh/W_{peak}] = \frac{\text{Valor medido} - \text{Valor Calculado}}{N^{\circ} \text{ de paineis} \times \text{potência pico do painel}} \quad (2.9)$$

$$Y [\%] = \frac{\text{Valor medido} - \text{Valor Calculado}}{\text{Valor medido}} \times 100 \quad (2.10)$$

$$\mu [Wh] = \text{Valor medido} - \text{Valor Calculado} \quad (2.11)$$

$$RMSE = \sqrt{\frac{\Sigma(\text{Valor medido} - \text{Valor Calculado})^2}{N^{\circ} \text{ Total de elementos}}} \quad (2.12)$$

$$\omega [Wh/m^2] = \text{Valor medido} - \text{Valor Calculado} \quad (2.13)$$

3. Resultados e discussão

3.1. Irradiação solar

A figura 3.1 e a figura 3.2 ilustram a irradiação horária calculada pelo *SOL* na fachada do Solar XXI, para o dia 4 de junho e para o dia 6 de novembro de 2012, respetivamente. Cada linha refere-se à resolução de 1m^2 (em cima) e para a grelha interpolada (em baixo), podendo constatar-se que as sombras, representadas pelos menores valores de irradiação em certos pontos da fachada, apresentam um aspeto retangular característico de uma baixa resolução.

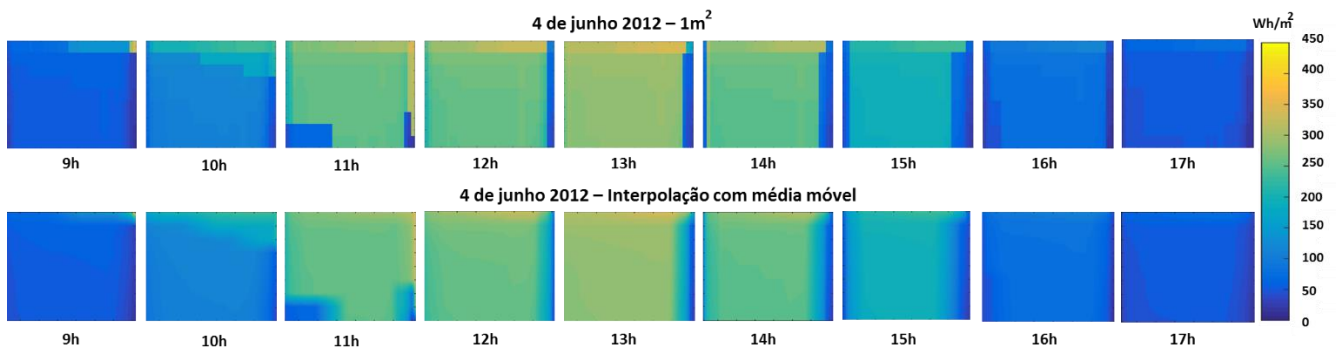


Figura 3.1. Representação da irradiação calculada pelo *SOL* na fachada do Solar XXI, a 4 de junho de 2012 para a resolução de 1m^2 (em cima) e para a interpolação da grelha com média móvel (em baixo)

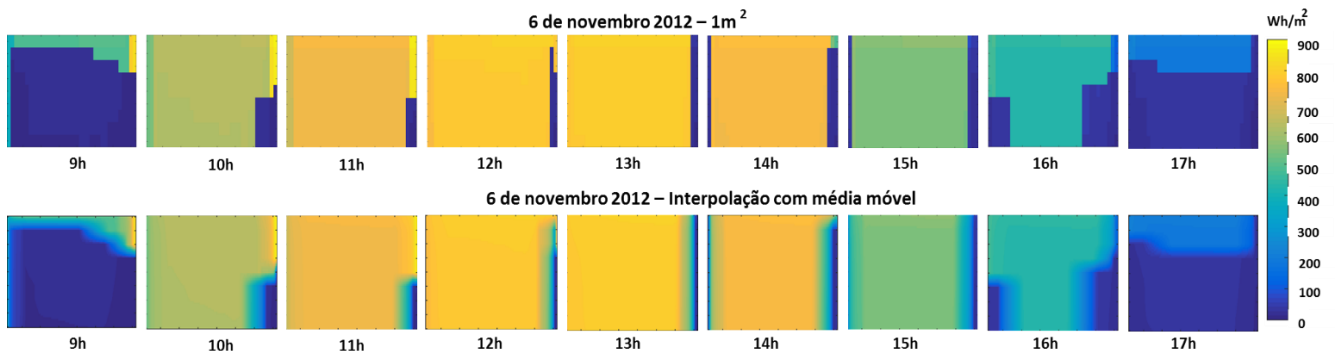


Figura 3.2. Representação da irradiação calculada pelo *SOL* na fachada do Solar XXI a 6 de novembro de 2012 para a resolução de 1m^2 (em cima) e para a interpolação da grelha com média móvel (em baixo)

É também de referir que os valores de irradiação são superiores em novembro e que, ao aplicar a interpolação na matriz de valores utilizada, se gera um aspeto mais realista no que toca ao sombreamento.

Ainda antes de apresentar os resultados do cálculo da produção PV através dos modelos de conversão apresentados no capítulo 2, observou-se o desvio dos valores da irradiação na fachada entre os calculados pelo *SOL* e os valores registados pelo sensor presente na mesma. Para o efeito selecionou-se um ponto com as coordenadas do sensor (c.f. figura 2.2) e calculou-se o erro pela equação 2.12. Os resultados estão representados na figura 3.3. Deve notar-se que as escalas verticais não coincidem devido à gama de valores diferente e para que possa ser perceptível para todos os meses. Os resultados mostram que o *SOL* subestima os valores de irradiação para todos os meses, na maioria das horas avaliadas.

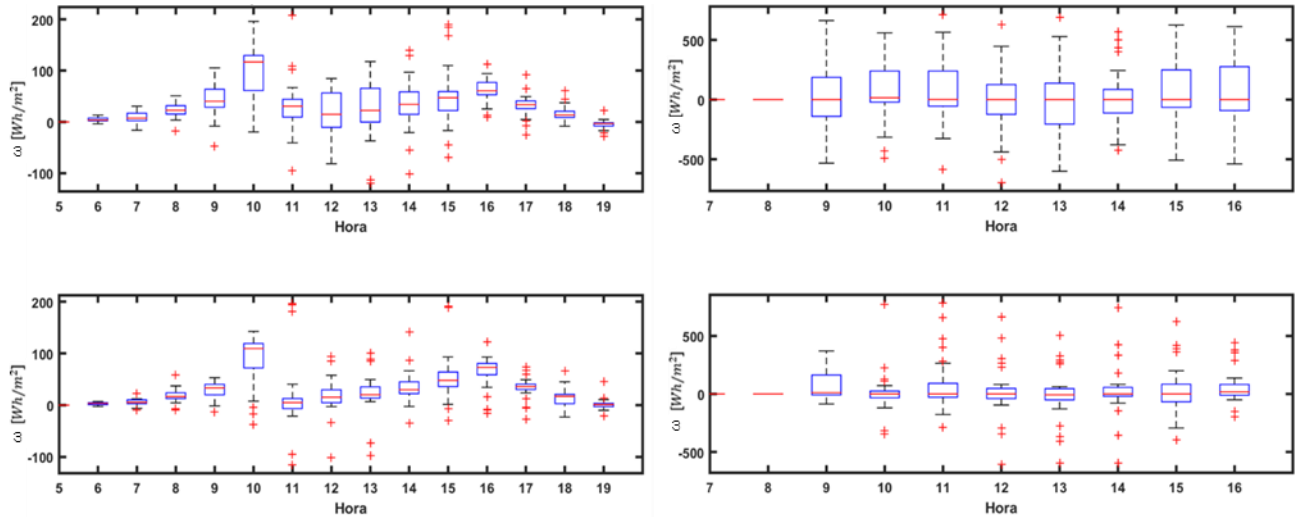


Figura 3.3. Desvio dos valores da irradiação calculada pelo SOL relativamente aos valores registados pelo sensor instalado na fachada do Solar XXI para junho de 2012 e 2013 (coluna da esquerda) e novembro dos mesmos anos (coluna da direita).

3.2. Produção PV – Método Base

Para perceber qual a influência dos três aspetos considerados na conversão de radiação para produção PV (temperatura, fator de correção do ângulo de incidência e resolução espacial), foram avaliadas quatro metodologias distintas. O Método Base apresenta uma resolução espacial de 1m^2 , utiliza o método de conversão com efeito da temperatura e o fator de correção do ângulo de incidência. A metodologia para avaliar o efeito da temperatura apresenta a mesma resolução espacial, o fator de correção, mas usa o método de conversão simples que não tem em conta o efeito da temperatura (Método 1). A metodologia para avaliar o efeito do ângulo de incidência tem a resolução espacial de 1m^2 , utiliza o método de conversão com efeito de temperatura, mas não utiliza o fator de correção (Método 2). Por fim, a metodologia para avaliar o efeito da resolução espacial utiliza a resolução espacial interpolada, o método de conversão com efeito de temperatura e o fator de correção (Método 3).

Assim, o método base corresponde ao cálculo da produção fotovoltaica da fachada do Solar XXI, utilizando o modelo SOL, considerando a irradiação solar horizontal medida na estação do aeroporto de Lisboa e o modelo de conversão de irradiação em produção fotovoltaica considerando o efeito da temperatura (secção 2.21), uma resolução espacial de 1m^2 e com o efeito das perdas devido ao ângulo de incidência.

A figura 3.4 apresenta gráficos de dispersão que compara a energia calculada com a energia registada em AC e convertida para valores horários, para os quatro meses em estudo (junho e novembro dos anos 2012 e 2013). Pode observar-se que, para junho, e para energias calculadas mais reduzidas, os valores medidos apresentam-se superiores aos calculados. Relativamente a novembro, em 2012 os dados são muito inconstantes, notando-se uma grande sobrestimação feita pelo SOL para os vários valores de potência, porém o comportamento para potências mais baixas é semelhante ao de junho e para energias calculadas mais elevadas o modelo tende a sobrestimar a produção. Em 2013 observa-se uma subestimação para valores mais baixos de energia calculada.

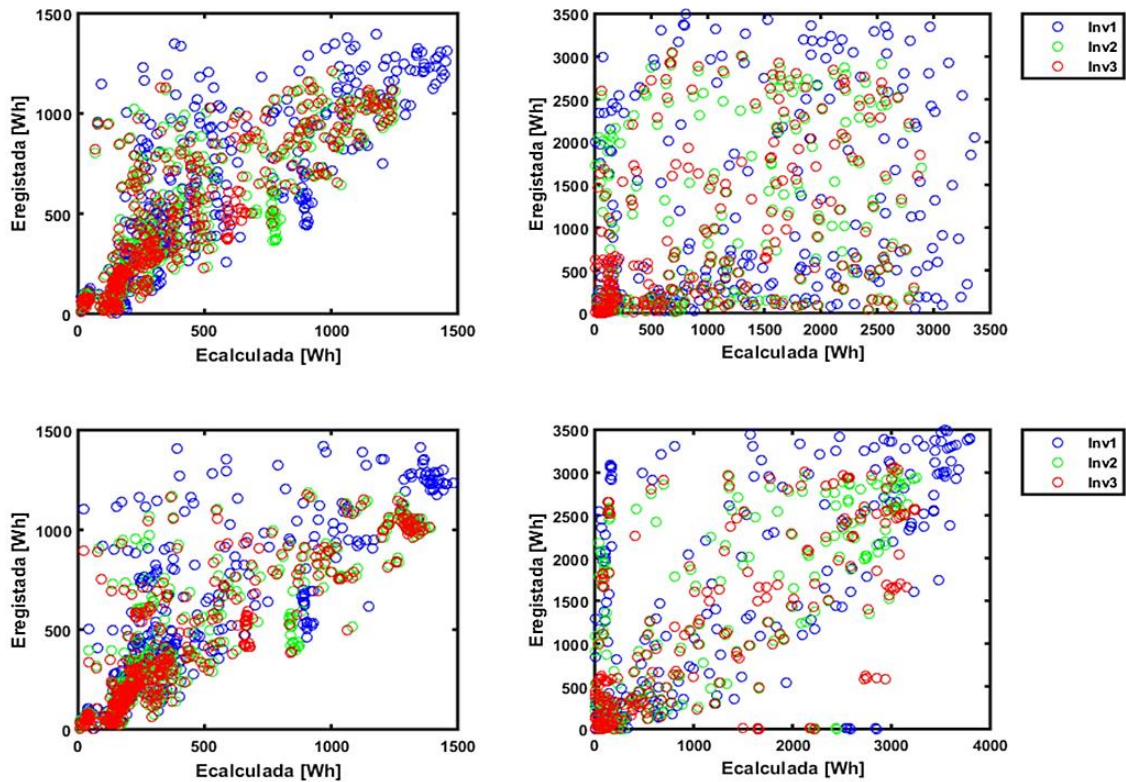


Figura 3.4. Dispersão dos resultados do modelo e dos dados experimentais. Cada gráfico corresponde a um dos meses em estudo: junho e novembro de 2012, em cima, junho e novembro de 2013. As cores correspondem aos diferentes inversores.

Para melhor se perceber as discrepâncias, escolheram-se dois dias para cada mês: um dia em que o céu estivesse mais limpo seguido de um dia nublado. Com esta abordagem, consegue compreender-se o comportamento do erro que o modelo apresenta (com base na equação 2.11 de modo a conseguir os momentos de subestimação e sobrestimação), observando também a energia calculada por inversor e a energia medida nos mesmos (a tracejado). Escolheram-se então os dias 6 e 7 de junho para 2012, e os dias 3 e 4 de novembro também para o mesmo (figura 3.5).

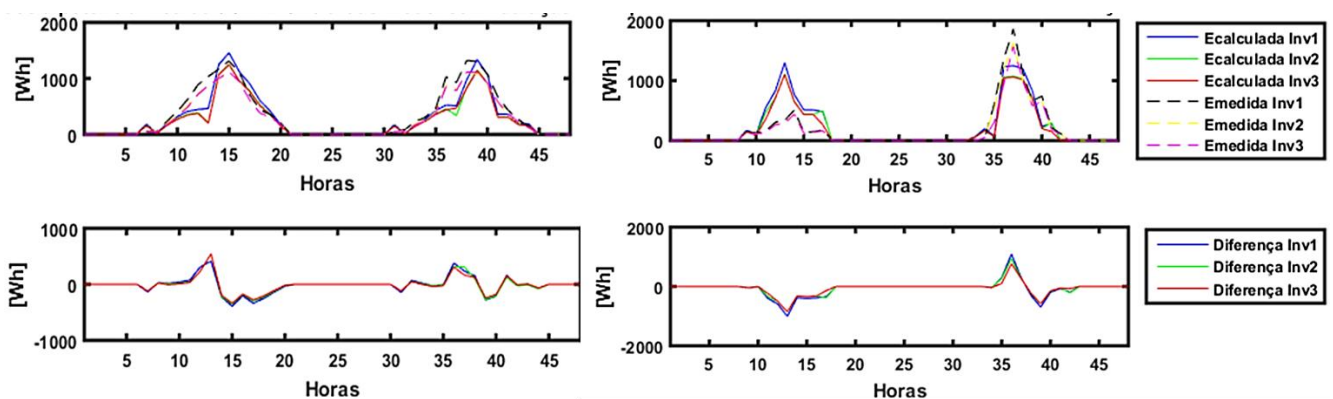


Figura 3.5. Energia calculada e registada nos três inversores para os dias 6 e 7 de junho e 3 e 4 de novembro de 2012 (em cima) e a respetiva diferença entre os valores (em baixo)

Pode constatar-se que para os dias escolhidos de junho, há diferenças que chegam a atingir os 600Wh sendo que em novembro atinge valores perto dos 1000Wh. Apesar dos picos, em junho os valores mantêm-se próximo do que foi registado.

Dado aparentar haver um erro sistemático a certas horas do dia, recorreu-se a uma representação sob a forma de *boxplot* para todas as horas dos meses em estudo. Na figura 3.6 em cada *subplot* pode observar-se o erro normalizado pela potência pico instalada (W_{peak}) (eq. 2.9) em cada inversor, onde as colunas correspondem aos 2 meses diferentes e as linhas aos 3 inversores (ou seja, aos conjuntos de *strings* ligadas a cada inversor). O mesmo é visível na figura presente no Anexo B para o ano 2013.

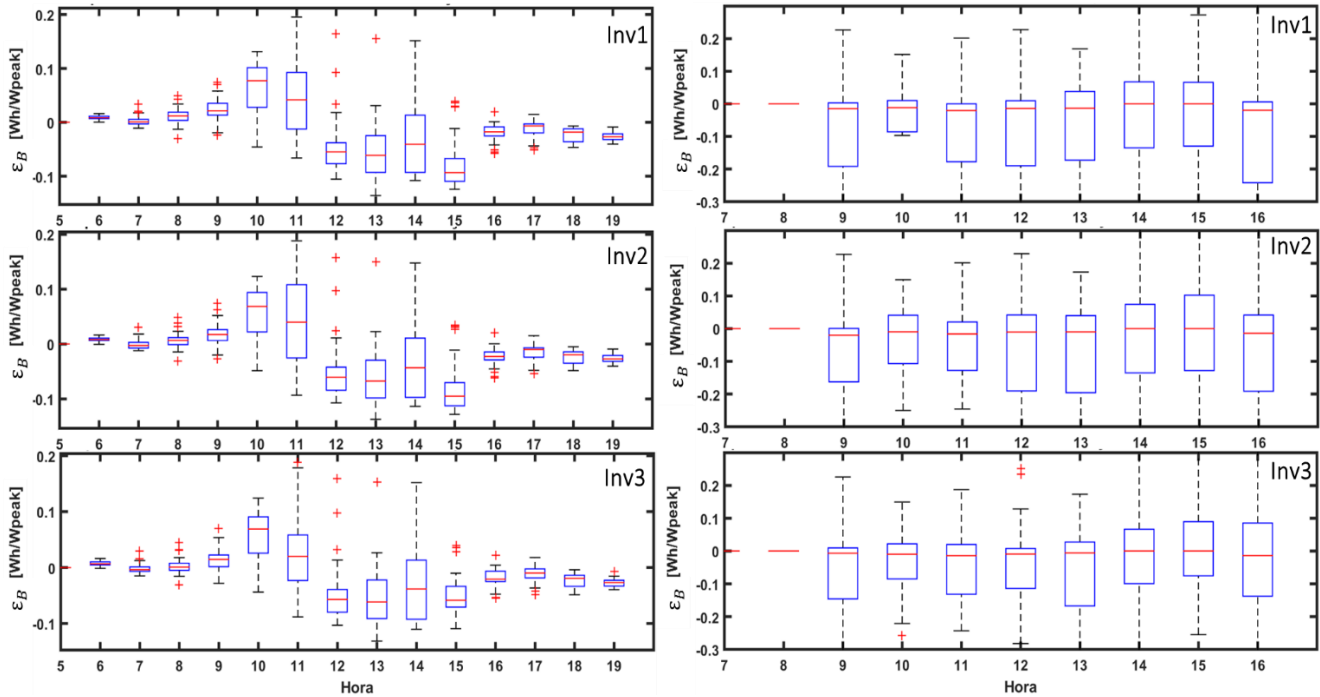


Figura 3.6. Erro por inversor para junho (coluna esquerda) e novembro (coluna direita) de 2012. Nota: para efeitos de representação a escala vertical não pode ser igual.

Constata-se que no mês de junho o modelo não apresenta grandes desvios nos instantes de início e final do dia e que a grande variação dos seus valores começa a notar-se às 10h da manhã, destaca-se o período entre as 12h e as 16h em que o *SOL* subestima cerca de 10% face ao medido por inversor na maioria dos instantes. Para o ano de 2013 o comportamento é muito semelhante notando que há tendência para variações ligeiramente superiores para os períodos referidos como se pode ver no Anexo B.

Analisando novembro, nota-se que os resultados do modelo variam em 20% na maioria dos instantes calculados, apresentando grandes desvios representados pelos *outliers* nos gráficos. Relativamente a 2013 há efetivamente uma aproximação a zero para todos os instantes que se denota mais para as horas de início e fim de dia que pode ver no anexo B.

É interessante analisar em que medida o ângulo de incidência afeta o comportamento do erro (fig. 3.7). Pode observar-se que a maior dispersão do valor do erro se dá para menores valores do ângulo de incidência. Considerando que se trata de uma superfície vertical, menores ângulos de incidência correspondem a situações em que o sol se encontra perto do horizonte e, por isso, quando a irradiação solar é maior.

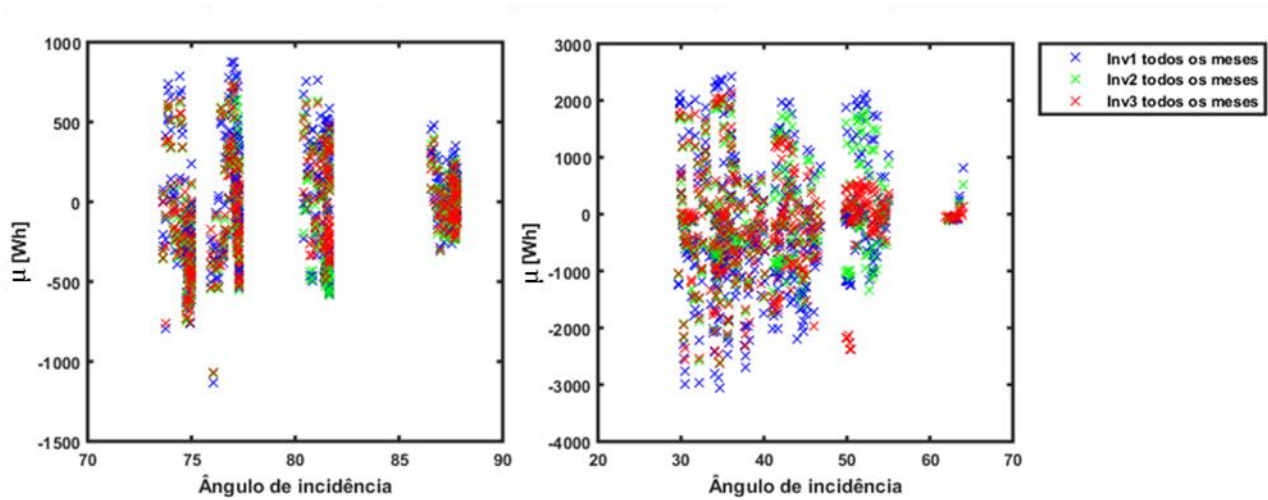


Figura 3.7. Dispersão do erro relativamente ao ângulo de incidência, inversor 1, inversor 2 e inversor 3. Estão representados os quatro meses (junho à esquerda e novembro à direita)

Também é interessante averiguar a dispersão do erro em função da fração de radiação difusa. Os resultados, apresentados na fig. 3.8, mostram que para um céu mais limpo ou seja para valores mais baixos da fração a variação do erro é maior, mostrando que o modelo pode ter um problema relativamente ao modelo de radiação isotrópico utilizado.

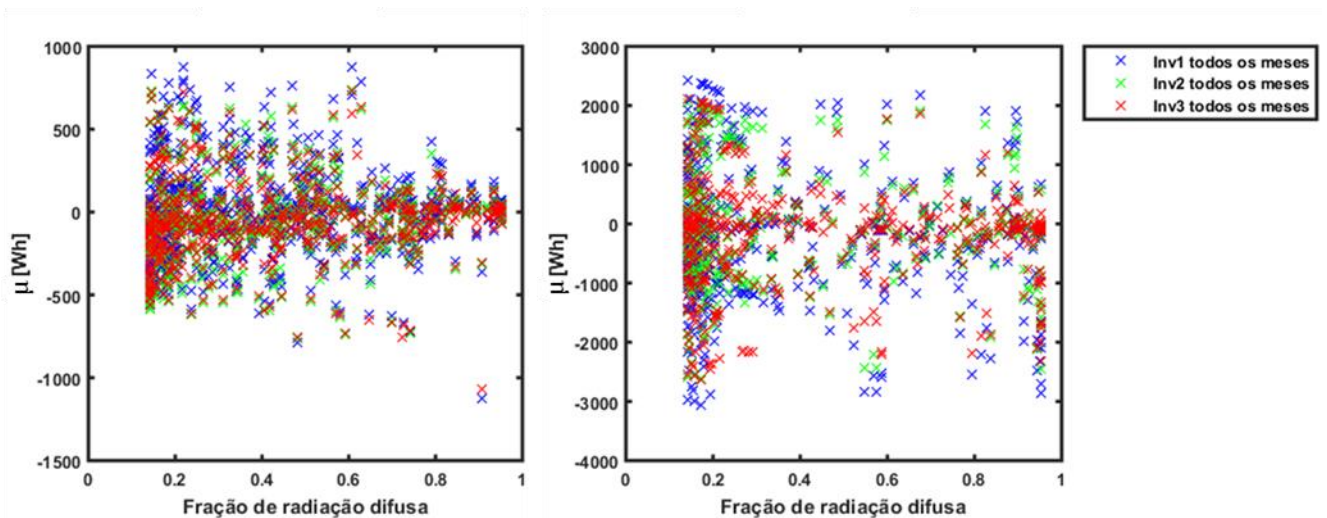


Figura 3.8. Dispersão do erro relativamente à fração de radiação difusa, inversor 1, inversor 2 e inversor 3. Estão representados os quatro meses (junho à esquerda e novembro à direita)

Para se conseguir analisar esta variação com mais detalhe, são feitos histogramas que contêm o erro calculado, apresentando também a média e o desvio padrão. Estes resultados são apresentados por inversor e para os anos de 2012 e 2013 na fig. 3.9. Podemos observar que os desvios mais frequentes em junho são da ordem de 0 a 10% e em novembro de cerca 0 a 25%, porém no último há uma variação muito mais elevada do erro. Pode ver-se que a média do erro é mais elevado em novembro relativamente

a junho, e que apresenta um desvio padrão relativamente elevado influenciado pela presença de *outliers* elevados (desvios de 100%).

Pode ver-se também que distribuição do erro no inversor 2 é muito semelhante à do inversor 1 apesar do erro ser ligeiramente superior em junho e apresentar uma redução em novembro. O facto do erro ser mais baixo em novembro é atribuído à localização das *strings* ligadas a este inversor que sofrem menos sombreamento. O inversor 3 apresenta um desvio padrão mais baixo que os outros inversores. Os erros são muito semelhantes aos apresentados pelo inversor 1.

A tabela 3.1, apresenta de forma detalhada a média do erro e o respetivo desvio padrão por inversor para todos os meses estudados através desta metodologia.

Tabela 3.1. Erro médio (esquerda) e desvio padrão (direita) para os três inversores nos quatro meses estudados, método base

		\bar{Y} [%]	σ [%]
J12	Inv1	-3.44	21
	Inv2	-4.61	21
	Inv3	-3.88	19
J13	Inv1	-1.37	26
	Inv2	-6.29	28
	Inv3	-5.77	25
N12	Inv1	-11.5	39
	Inv2	-8.78	38
	Inv3	-9.28	34
N13	Inv1	-5.14	34
	Inv2	-5.1	34
	Inv3	-7.78	34

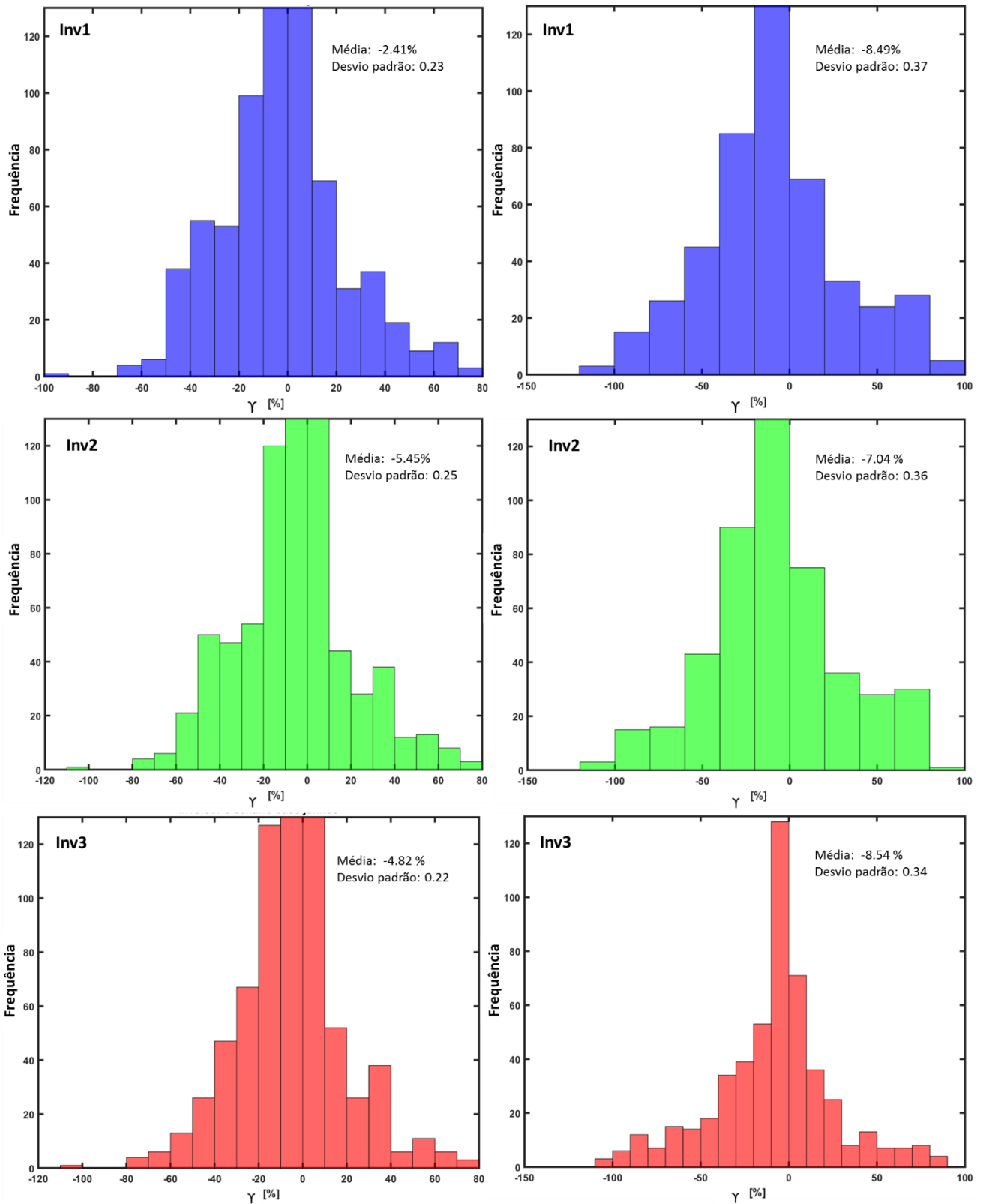


Figura 3.9. Histograma com a distribuição do erro para os inversores, erro médio e desvio padrão para os meses de junho (esquerda) e novembro (direita) de 2012 e 2013, metodologia base

Para completar este estudo foi ainda calculado o erro médio μ segundo a equação 2.11 para se perceber qual a gama de valores destes desvios. A tabela 3.2 apresenta esses valores juntamente com o desvio padrão e RMSE.

Tabela 3.2. Erro absoluto médio para todos os meses e inversores (esquerda), desvio padrão (meio) e RMSE (Direita), método base

		μ [Wh]	σ [Wh]	RMSE [Wh]
J12	Inv1	-39.80	241.35	244.32
	Inv2	-45.90	209.28	214.00
	Inv3	-38.98	187.23	191.03
J13	Inv1	-15.92	295.45	295.53
	Inv2	-62.64	276.51	283.20
	Inv3	-58.02	255.19	261.41
N12	Inv1	-333.20	1133.38	1179.60
	Inv2	-221.56	957.85	981.41
	Inv3	-232.70	866.09	895.25
N13	Inv1	-149.27	992.37	1001.50
	Inv2	-127.29	853.72	861.40
	Inv3	-197.61	851.81	872.71

É de salientar que a média dos erros é relativamente pequena, especialmente nos meses de verão, pelo que o RMSE é dominado pela dispersão do erro. Também se observa que as diferenças entre 2012 e 2013 não são significativas.

Observa-se uma dispersão do erro cerca de quatro vezes maior nos meses de inverno do que nos meses de verão. Uma das principais fontes de erro relevantes é o facto de a medida da radiação ser feita a alguma distância do edifício pelo que, especialmente em dias com fração de radiação difusa moderada (céu parcialmente coberto), a passagem de nuvens entre os dois locais estarem dessincronizadas.

3.3. Produção PV – Método 1

Apresenta-se agora a metodologia onde se irá ver qual o efeito de não se contabilizar a temperatura na conversão de dados de irradiação para produção PV. Utiliza-se o método apresentado no subcapítulo 2.2.2 mantendo a resolução espacial de 1m^2 e o fator de correção do ângulo de incidência.

A figura 3.12 apresenta a diferença entre os valores do erro obtido nesta abordagem com a metodologia de referência discutida na secção anterior, em função do ângulo de incidência e, na figura 3.13, da fração de radiação difusa.

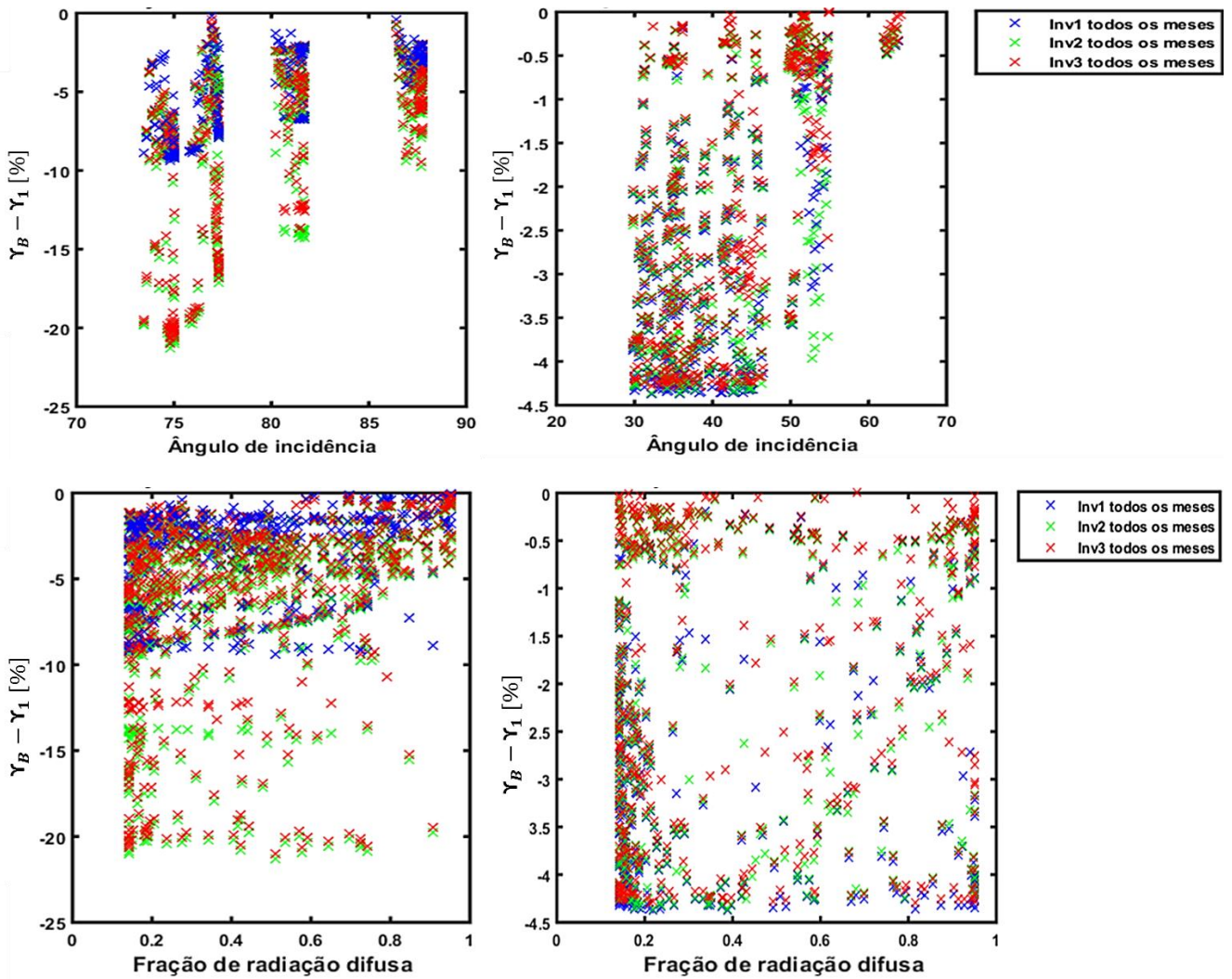


Figura 3.10. Diferença do erro entre a metodologia base (Y_B) e a metodologia sem efeito de temperatura (Y_1) relativamente ao ângulo de incidência (linha de cima) e à fração de radiação difusa (linha de baixo) para junho (esquerda) e novembro (direita) de 2012 e 2013

Podemos observar que ao não se considerar o efeito de temperatura aumenta-se os desvios entre os valores modelados e os valores medidos.

Em particular para o mês de junho destacam-se os erros nos inversores 2 e 3 que apresentam um maior número de *outliers* com desvios mais elevados. Em novembro, quando a temperatura ambiente é inferior, o impacto da temperatura na eficiência dos módulos é menor pelo que o efeito da correção é menos significativo, apresentando apenas um desvio de 4.5%.

Tabela 3.3. Erro relativo médio (esquerda) e respetivo desvio padrão (direita) para todos os meses e inversores segundo o método sem efeito da temperatura

		Υ [%]	σ [%]
J12	Inv1	3.02	20
	Inv2	-0.85	20
	Inv3	-0.24	18
J13	Inv1	2.16	24
	Inv2	1.10	24
	Inv3	1.49	22
N12	Inv1	-9.10	38
	Inv2	-6.39	37
	Inv3	-6.97	34
N13	Inv1	-2.99	33
	Inv2	-2.93	33
	Inv3	-5.78	33

A média desta metodologia é ligeiramente inferior à metodologia base, completando a informação da figura 3.10 em que se pode ver a proximidade a 0 que o inversor 1 apresentou, significando que não houve diferenças significativas ao não contabilizar a temperatura.

Notando que junho em média esteve muito próximo dos valores registados e que houve uma pequena redução em novembro, onde houve um ligeiro aumento no inversor 3 face ao inversor 2. Ainda em novembro tanto o inversor 2 como inversor 3 se mostraram muito próximos em termos de resultados, em contraste com o os resultados obtidos no inversor 1 quando se compara com a metodologia base. De modo a compreender a gama de valores obtida e completar a informação apresentada por esta metodologia a tabela 3.4 contém o erro absoluto, desvio padrão e RMSE.

Tabela 3.4. Erro absoluto médio para todos os meses e inversores (esquerda), desvio padrão (meio) e RMSE (Direita) segundo o método sem efeito da temperatura

		μ [Wh]	σ [Wh]	RMSE [Wh]
J12	Inv1	3.50	226.97	226.72
	Inv2	-8.44	195.99	195.94
	Inv3	-2.43	175.56	175.36
J13	Inv1	25.07	278.55	279.35
	Inv2	10.94	239.30	239.26
	Inv3	14.98	220.23	220.49
N12	Inv1	-263.86	1109.80	1138.8
	Inv2	-161.34	938.65	950.69
	Inv3	-175.69	848.07	864.53
N13	Inv1	-86.74	969.48	971.34
	Inv2	-73.07	833.94	835.4
	Inv3	-146.80	834.24	845.34

Estes resultados mostram que o não contabilizar o efeito da temperatura na eficiência do módulos provoca uma sobrestimação da produção fotovoltaica. Neste caso de estudo, como a radiação está a ser subestimada (c.f. secção 3.1), a sobrestimação da produção quando se despreza o efeito da temperatura leva a uma redução do erro.

3.4. Produção PV – Método 2

Uma vez avaliado o efeito da temperatura, apresenta-se a metodologia para avaliação do efeito do ângulo de incidência que visa a observar qual a influência do fator de correção do ângulo de incidência apresentado na secção 2.7 sobre a produção e qual o efeito sobre o erro obtido. É então feita a comparação com a metodologia base através da figura 3.11.

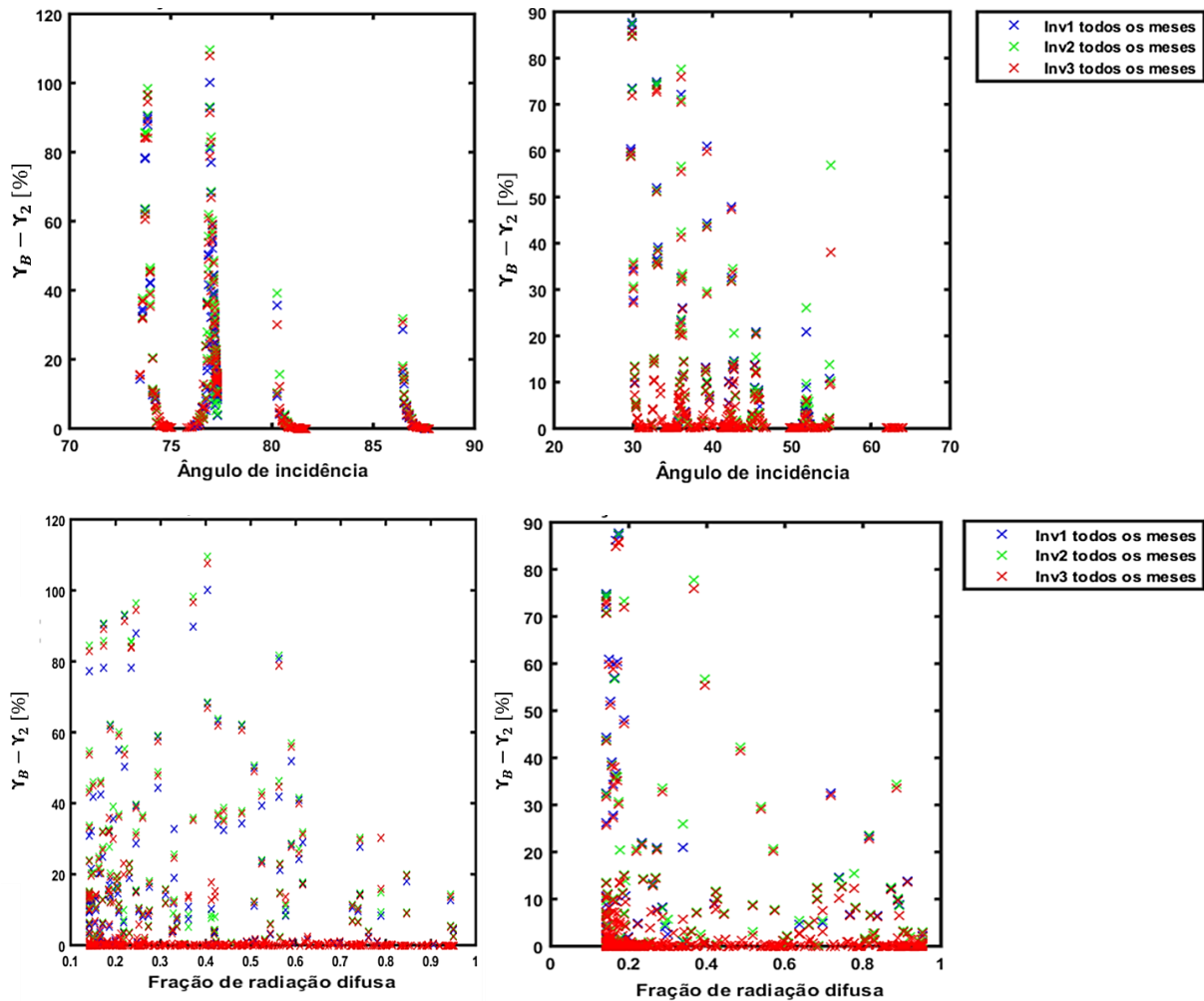


Figura 3.11. Diferença do erro entre a metodologia base (Y_B) e a metodologia sobre o efeito do ângulo de incidência (Y_2) relativamente ao ângulo de incidência (linha de cima) e à fração de radiação difusa (linha de baixo) para junho (esquerda) e novembro (direita) de 2012 e 2013

Observando as figuras apresentadas o fator de correção estaria a atuar em gamas de ângulos não esperadas, ou seja, para valores mais altos de ângulo de incidência. Dado que o valor do erro para esses ângulos é reduzido o efeito é pouco perceptível. Na tabela 3.5 pode ver-se como variou o erro em média para todos os meses e inversores.

Tabela 3.5. Erro relativo médio (esquerda) e desvio padrão (direita) para todos os meses e inversores, metodologia do efeito do ângulo de incidência

		Υ [%]	σ [%]
J12	Inv1	-7.90	20
	Inv2	-9.06	21
	Inv3	-8.31	18
J13	Inv1	-5.63	26
	Inv2	-10.90	29
	Inv3	-10.40	26
N12	Inv1	-11.60	39
	Inv2	-10.34	38
	Inv3	-13.70	34
N13	Inv1	-10.10	33
	Inv2	-10.10	33
	Inv3	-12.40	32

Comparando com a metodologia base pode notar-se um aumento significativo em ambos os meses, onde se vê um aumento em 2013 para junho, chegando o erro médio a atingir desvios de 10%. Quanto a novembro continuam a registar-se variações mais reduzidas para os dois anos, onde o erro foi superior para 2012. A tabela 3.6 apresenta o erro absoluto médio, o respetivo desvio padrão e RMSE.

Tabela 3.6. Erro absoluto médio para todos os meses e inversores (esquerda), desvio padrão (meio) e RMSE (Direita) segundo o método do efeito do ângulo de incidência

		μ [Wh]	σ [Wh]	RMSE [Wh]
J12	Inv1	-91.42	234.37	251.31
	Inv2	-90.13	204.80	223.53
	Inv3	-83.61	182.86	200.88
J13	Inv1	-65.22	298.52	305.21
	Inv2	-108.43	285.55	305.13
	Inv3	-104.66	265.26	284.86
N12	Inv1	-467.43	1130.50	1221.3
	Inv2	-337.73	958.39	1014.5
	Inv3	-345.55	864.03	929.1
N13	Inv1	-294.49	960.83	971.34
	Inv2	-253.20	827.35	983.35
	Inv3	-315.95	818.74	875.99

Podemos observar que ao desprezar a correção do efeito do ângulo de incidência, os desvios aumentam mais em novembro do que em junho. Este resultado pode ser justificado considerando que no inverno temos ângulos de incidência menores pelo que um erro pequeno se torna mais relevante. Percebe-se com esta análise que o fator de correção do ângulo de incidência tem um papel relevante na determinação da geração fotovoltaica da fachada.

3.5. Produção PV – Método 3

Por fim, a última metodologia avaliada visa estudar o efeito que a resolução espacial tem sobre a produção. Relativamente à metodologia base, apenas é alterada a resolução espacial mais detalhada com a grelha interpolada com a média móvel para a dimensão da célula (0.125mx0.125m).

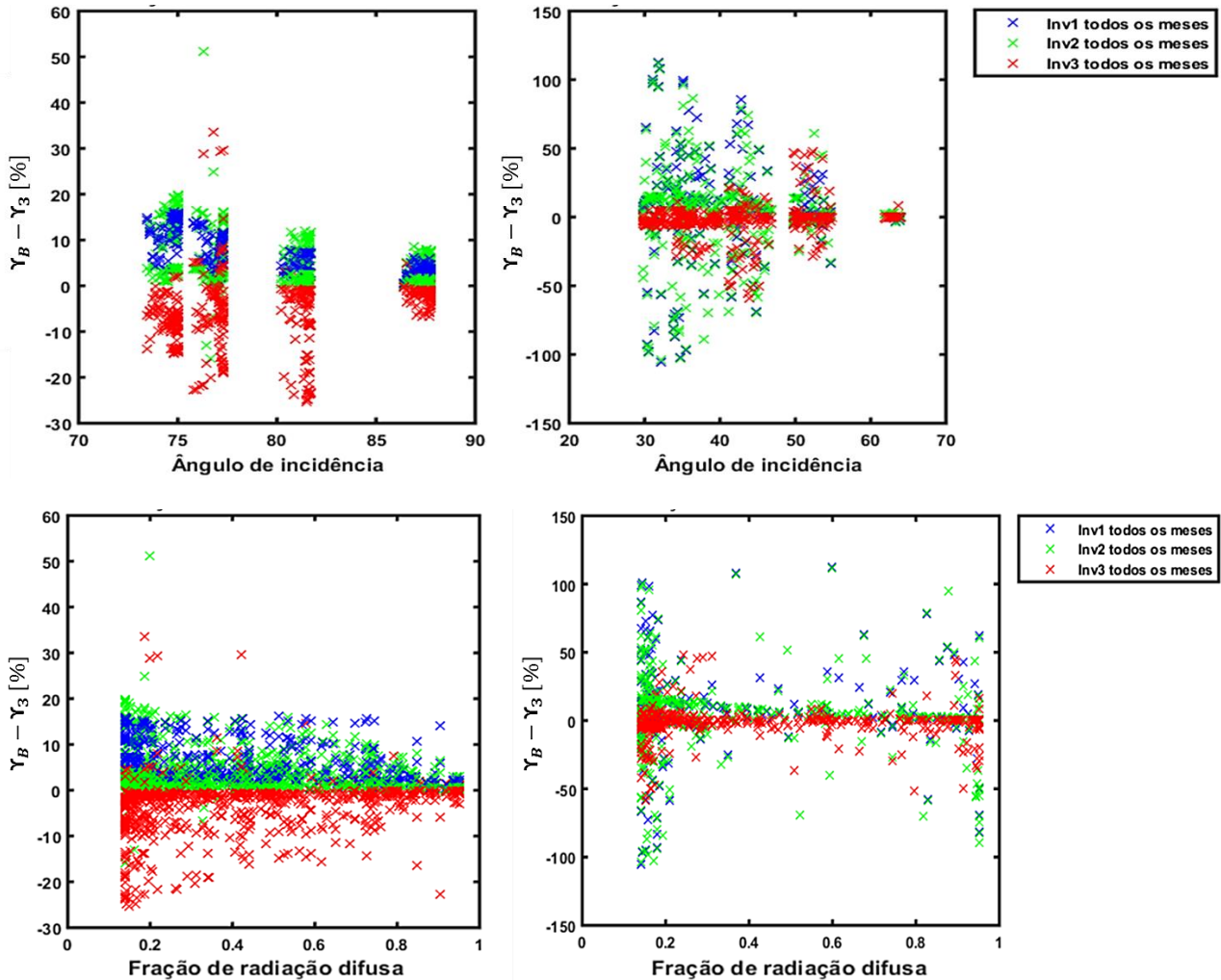


Figura 3.12. Diferença do erro entre metodologia base (Y_B) e a metodologia com efeito na resolução espacial (Y_3) relativamente ao ângulo de incidência (linha de cima) e fração de radiação difusa (linha de baixo) para junho (esquerda) e novembro (direita) de 2012 e 2013

Ao analisar a figura 3.12 pode observar-se que a maioria dos valores estão abaixo dos 10% e que na maioria dos instantes houve uma redução do erro. Porém, pode observar-se que os maiores desvios se apresentam no conjunto de *strings* ligado ao inversor 3, o que resulta da interpolação e do maior detalhe adicionado à grelha de valores de irradiação, alterando e detalhando consequentemente o sombreamento na fachada. Relativamente à fração de radiação difusa não há grande alteração face à metodologia base no que toca a valores muito baixos e perto de 1, à exceção dos valores do erro em frações entre os 0.4 e 0.6 que reduziram consideravelmente. Passa-se então à análise do erro relativo médio para todos os inversores para ver a diferença relativamente à metodologia base.

Tabela 3.7. Erro relativo médio (esquerda) e desvio padrão (direita) para todos os meses e inversores, metodologia do efeito da resolução espacial

		\bar{Y} [%]	σ [%]
J12	Inv1	-8.48	23
	Inv2	-0.85	20
	Inv3	-4.84	18
J13	Inv1	-6.18	28
	Inv2	-7.66	29
	Inv3	-2.76	23
N12	Inv1	-12.8	33
	Inv2	-6.39	37
	Inv3	-5.83	21
N13	Inv1	-10.7	38
	Inv2	-10.2	29
	Inv3	-8.45	34

O inversor 1 apresenta um erro médio superior relativamente à metodologia base, o que seria de esperar uma vez que o conjunto de *strings* ligadas ao inversor 1 tem a produção afetada por efeitos de sombreamento, e ao estar a aumentar a resolução certas *strings* podem passar a estar sombreadas. O aumento é mais acentuado no mês de junho, mantendo-se novembro semelhante à metodologia base. Porém em 2013, os valores do erro foram mais baixos, aproximando-se do que foi obtido para a metodologia base.

Quanto aos resultados no inversor 2 para 2012, junho apresenta-se muito próximo dos valores registados na central do Solar XXI e mostram-se melhores do que a metodologia base. Quanto a novembro nota-se que há uma redução nos valores do erro. Não sofrendo muito impacto do sombreamento, o aumento da resolução espacial e a interpolação dos valores melhorou os resultados para este conjunto de *strings*.

Por fim, para o inversor 3 pode ver-se que o erro é semelhante à metodologia base, sendo que há um ligeiro aumento para junho e uma redução significativa em novembro. Estando também sujeito a sombreamentos, o conjunto de *strings* que ligam ao inversor 3 apresenta melhores resultados que o conjunto do inversor 1. Quanto ao ano de 2013, ambos os meses apresentam melhores resultados que a metodologia base.

Tabela 3.8. Erro absoluto médio para todos os meses e inversores (esquerda), desvio padrão (meio) e RMSE (Direita) segundo o método do efeito da resolução espacial

		μ [Wh]	σ [Wh]	RMSE [Wh]
J12	Inv1	-98.17	268.67	285.75
	Inv2	-100.20	236.19	256.3
	Inv3	-48.63	183.00	189.14
J13	Inv1	-71.54	326.81	334.18
	Inv2	-76.27	283.77	293.52
	Inv3	-27.77	230.79	232.18
N12	Inv1	-370.95	950.55	1018.7
	Inv2	-256.68	740.37	782.29
	Inv3	-146.92	530.68	549.69
N13	Inv1	-312.30	1088.50	1130.2
	Inv2	-273.98	946.39	983.35
	Inv3	-214.64	866.33	890.77

3.6. Produção total

Para avaliar a totalidade da produção no sistema PV estudado, apresenta-se a figura 3.13 que compara o erro médio entre os meses de junho e novembro. Notando que a escala é negativa para cima e que o erro é definido como o medido menos o calculado, concluímos que o SOL sobrestima sempre a produção fotovoltaica da fachada, sendo a sobrestimação maior em novembro (8.5%) do que em junho (4.25%). Considerando que novembro é caracterizado por apresentar maior ocorrência de dias com céu parcialmente coberto, quando o modelo isotrópico de radiação difusa é menos aplicável, os resultados sugerem a necessidade de incluir um modelo anisotrópico de radiação difusa no SOL.

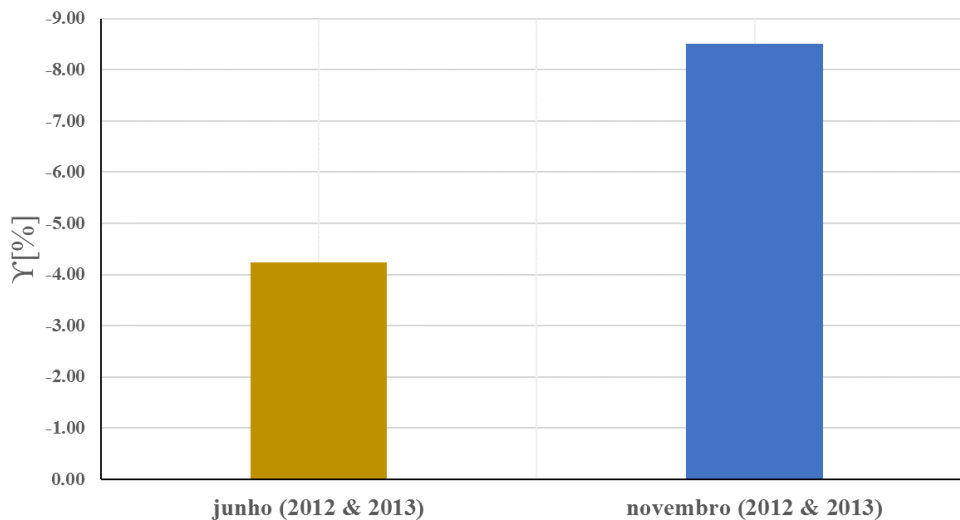


Figura 3.13. Erro médio total para os meses de junho (esquerda) e de novembro (direita)

Após a observação feita ao erro sazonal, é agora feita uma análise ao erro por método aplicado. A figura 3.14 mostra erro médio (segundo a equação 2.10) que contempla todos os inversores, para as metodologias aplicadas.

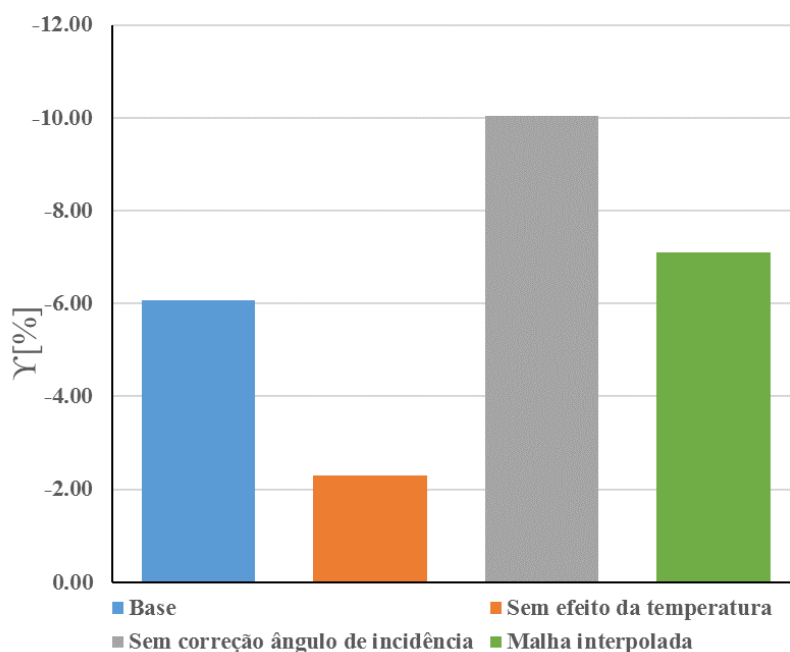


Figura 3.14. Erro médio total para todos os Métodos estudados.

Tal como a metodologia base, todas as metodologias sobrestimam a geração fotovoltaica da fachada. A não inclusão da correção do efeito do ângulo de incidência revelou-se como o fator que apresenta maiores erros.

Por outro lado, o efeito da temperatura mostra apresenta-se mais baixo que os outros porque teve momentos em que houve subestimação, mais concretamente em junho o que influencia o erro.

A interpolação para uma resolução espacial mais apertada revelou algumas limitações associadas ao detalhe da localização dos módulos da string ligada ao inversor 3, com um erro ligeiramente superior. No entanto, a sua capacidade de descrever o sombreamento com mais detalhe sugere o potencial de redução do erro usando uma maior resolução espacial na descrição da fachada.

4. Conclusão

Com o âmbito de tornar os edifícios um sector mais sustentável e elevar este conceito da unidade para a larga escala urbana utilizando centrais PV integradas na fachada, têm vindo a ser criados vários modelos de estimação para se estudar a produção de um sistema PV e o estudo nesta área é muito importante, resultando assim na realização desta dissertação. Com o objetivo de validar o modelo de potencial solar fotovoltaico *SOL*, foi necessário efetuar um estudo sobre o funcionamento do modelo e de metodologias que conseguissem fazer a conversão dos dados de radiação calculados pelo *SOL* em dados de produção PV de modo a conseguir comparar com dados medidos de uma central já existente. O caso de estudo foi a central PV na fachada do Solar XXI localizado no LNEG. Foram avaliadas quatro metodologias, em que a base é obtida com o método de conversão complexo, com uma resolução de 1m^2 , contabilizando o efeito da temperatura e o fator de correção pelo ângulo de incidência. As restantes metodologias serviram para perceber qual o efeito das componentes: temperatura, correção do ângulo e resolução espacial. A metodologia do ângulo de incidência foi a que apresentou piores resultados mostrando desvios mais elevados, em contraste com as restantes metodologias que mostraram melhores resultados em maioria dos casos relativamente à metodologia base ficando muito próximo dos valores registados na central PV do Solar XXI. Algo a apontar à metodologia do efeito da temperatura é a sombra gerada no *SOL*, que com esta resolução apresenta uma forma pouco realista, com um aspeto retangular e que pode não estar a ser contabilizada devidamente, levando a valores mais elevados de produção que aproximam os resultados aos valores registados. Ao aumentar a resolução as sombras poderão afetar a produção em zonas que antes não eram afetadas. Conseguiu comprovar-se que a resolução espacial é importante para uma análise detalhada e para um melhoramento do sombreamento através da metodologia da resolução espacial que se mostra mais eficaz do que a base em muitos dos instantes. Para esta última também foi conseguido estudar a produção com dimensões mais próximas à dimensão real do painel, contabilizando a dimensão e o número de células.

Apesar destes resultados obtidos serem em maioria satisfatórios, pode observar-se que novembro apresentou resultados piores constatando que os valores se desviavam bastante dos valores registados através do RMSE, enquanto que junho apresentou um valor relativamente baixo confirmando a fiabilidade das metodologias, e que o que se obteve em novembro está relacionado com o modelo de radiação difusa. Apresentaram-se vários obstáculos, começando pelos dados fornecidos do IPMA relativamente ao mês de novembro de 2013 que estavam incompletos em 3 dias do mês retirando assim cerca de trinta horas para avaliar resultantes do *SOL*. Relativamente ao *SOL*, notou-se que há uma alteração nos meses de novembro no que diz respeito à hora local, em que até dia 4 de novembro o output fornecido pelo *SOL* é feito das 8h às 16h, de dia 4 a 29 de novembro o output passa a ser das 9h às 17h e o dia 30 de novembro apenas fornece resultados até as 15h. Este aspeto poderá ser melhorado de modo a completar os dados e a dar uma consistência que facilite a análise e estimação de produção. Outro aspeto a ser alvo de melhoramento futuro é o sombreamento que é um fator muito influente na produção na medida em que os desvios do erro se podem dever a sombreamentos nas *strings* que no *SOL* são inexistentes ou então momentos em que o sensor instalado na fachada do Solar XXI se encontra sombreado enquanto que as *strings* não o estão levando ao modelo mostrar uma sobrestimação que não será correta. A solução que se apresenta para uma melhoria no sombreamento seria atualizar a base de dados LiDAR aumentando a resolução para ser a mesma que a utilizada na média móvel conferindo assim um maior detalhe ao modelo. Ao fazer esta atualização dos dados LiDAR e o MDS iria também ser tido em conta a alteração da vegetação que é responsável pelo sombreamento e que se desenvolveu ao longo dos anos, aumentando a sombra causada. Porém, o facto de se aumentar a resolução espacial desta maneira, levará a um maior tempo de computação do modelo e também a extrair os pontos

necessários para um estudo especialmente se se considerar a larga escala de um ambiente urbano como o de uma cidade.

Outro aspeto fator muito importante para ser trabalhado é o modelo de radiação utilizado pelo *SOL*, que se mostra muito simples e não faz contabilização de aspetos como o da refletividade do painel. Uma sugestão seria manter o modelo isotrópico para frações de radiação difusa maiores e aplicar um modelo mais completo, e que irá ser futuramente, como o de Perez et.al (anisotrópico) para frações de radiação difusa menores, onde a contribuição das várias componentes da radiação é mais importante. Assim sendo, o *SOL* irá melhorar a estimação dos valores de radiação e será expectável uma redução nos valores do erro obtido pelas metodologias aplicadas nesta dissertação.

Apesar de todos estes pontos abordados, este estudo conseguiu cumprir os objetivos e mediante os resultados obtidos, pode considerar-se o *SOL* com a resolução de 1m^2 um modelo válido.

5. Referências

- [1] EU, “Directive 2010/31/EU of the European Parliament and of the Council of 19 May 2010 on the energy performance of buildings (recast),” *Off. J. Eur. Union*, pp. 13–35, 2010.
- [2] FuturSolutions.(2009) Câmara Municipal de Proença-a-nova
Disponível em:<http://www.futursolutions.pt/projetos/casos-de-estudo/municipio-de-proenca-a-nova>.
- [3] P. Heinsteinst, C. Ballif, and L. E. Perret-Aebi, “Building integrated photovoltaics (BIPV): Review, potentials, barriers and myths,” *Green*, vol. 3, no. 2, pp. 125–156, 2013.
- [4] I. Malm, M. Ages, T. City, and W. Harbour, “The city of Malmö , Sweden,” 2012.
- [5] X. I. X. G. Constitucional, P. Nacional, and E. Renov, “DO TERRITÓRIO E ENERGIA,” pp. 5298–5311, 2014.
- [6] P. Redweik, C. Catita, and M. Brito, “Solar energy potential on roofs and facades in an urban landscape,” *Sol. Energy*, vol. 97, pp. 332–341, 2013.
- [7] S. Freitas, C. Catita, P. Redweik, and M. C. Brito, “Modelling solar potential in the urban environment: State-of-the-art review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 41, pp. 915–931, 2015.
- [8] A. Jochem, B. Höfle, and M. Rutzinger, “Extraction of vertical walls from mobile laser scanning data for solar potential assessment,” *Remote Sens.*, vol. 3, no. 4, pp. 650–667, 2011.
- [9] Kumar L, Skidmore AK, Knowles E. Modelling topographic variation in solar radiation in a GIS environment. *Int J Geograph Inf Sci* 1997;11(5):475–97.
- [10] Laboratório Nacional de Energia e Geologia. (2006) *SolTerm*
Disponível em: <http://www.lneg.pt/iedt/projectos/370/resumo>.
- [11] C. Ratti and P. Richens, “Raster analysis of urban form,” *Environ. Plan. B Plan. Des.*, vol. 31, pp. 297–309, 2004.
- [12] Carneiro C, Morello E, Desthieux G., Golay F. Urban environment quality indicators: application to solar radiation and morphological analysis on built area. In: *Advances in visualization, imaging and simulation*; 2010. p. 141–8.
- [13] J. A. Jakubiec and C. F. Reinhart, “A method for predicting city-wide electricity gains from photovoltaic panels based on LiDAR and GIS data combined with hourly Daysim simulations,” *Sol. Energy*, vol. 93, no. 2012, pp. 127–143, 2013.
- [14] F. Lindberg, P. Jonsson, T. Honjo, and D. Wästberg, “Solar energy on building envelopes - 3D modelling in a 2D environment,” *Sol. Energy*, vol. 115, pp. 369–378, 2015.
- [15] Peckham RJ. *Shadowpack – P.C version 2-0 user’s guide*; 1990.
- [16] P. R. Tregenza, “Subdivision of the sky hemisphere for luminance measurements,” *Light. Res. Technol.*, vol. 19, no. 1, pp. 13–14, 1987.
- [17] G. Ward, J, “The RADIANCE Lighting Simulation and Rendering System,” *21st Annu. Conf. Comput. Graph. Interact. Tech.*, pp. 459–472, 1989.
- [18] R. Perez, R. Seals, and J. Michalsky, “All-weather model for sky luminance distribution- Preliminary configuration and validation,” *Sol. Energy*, vol. 50, no. 3, pp. 235–245, 1993.

- [19] Reinhart C., Daysim; 2013 [Online]. Disponível em: (<http://dayism.ning.com/>).
- [20] H. Gonçalves, “Em direcção à energia zero Towards zero energy Em direcção à energia zero Towards zero energy,” pp. 1–61, 2010.
- [21] Laboratório Nacional de Energia e Geologia. (2010) *Edifício Solar XXI* Disponível em: (<http://www.lneg.pt/download/10604>).
- [22] C. Rodrigues, “Centrais solares fotovoltaicas ligadas à rede eléctrica: projecto, monitorização e análise do desempenho das centrais PV do Edifício Solar XXI, utilização dos resultados obtidos no desenvolvimento de modelos numéricos do funcionamento deste tipo de centra,” 2008.
- [23] P. Ruuska and R. Weiss, “Modelling of photovoltaic energy generation systems,” *Proc. 28th Eur. Conf. Model. Simul.*, 2007.
- [24] E. I. Batzelis and S. A. Papathanassiou, “A Method for the Analytical Extraction of the Single-Diode PV Model Parameters,” *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 7, no. 2, pp. 504–512, 2016.
- [25] H. Tian, F. Mancilla-david, K. Ellis, P. Jenkins, and E. Muljadi, “A Detailed Performance Model for Photovoltaic Systems Preprint,” *Sol. Energy J.*, no. July, 2012.
- [26] W. De Soto, S. A. Klein, and W. A. Beckman, “Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance,” *Sol. Energy*, vol. 80, no. 1, pp. 78–88, 2006.
- [27] W. P. Module, “Bp 3160 160,” pp. 2–3, 2003.
- [28] A. Chatzipanagi, F. Frontini, and A. Virtuani, “BIPV-temp: A demonstrative Building Integrated Photovoltaic installation,” *Appl. Energy*, vol. 173, pp. 1–12, 2016.
- [29] E. Skoplaki, A. G. Boudouvis, and J. A. Palyvos, “A simple correlation for the operating temperature of photovoltaic modules of arbitrary mounting,” *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 92, no. 11, pp. 1393–1402, 2008.
- [30] E. Skoplaki and J. A. Palyvos, “Operating temperature of photovoltaic modules: A survey of pertinent correlations,” *Renew. Energy*, vol. 34, no. 1, pp. 23–29, 2009.
- [31] P. Trinuruk, C. Sorapipatana, and D. Chenvidhya, “Estimating operating cell temperature of BIPV modules in Thailand,” *Renew. Energy*, vol. 34, no. 11, pp. 2515–2523, 2009.
- [32] N. Martin and J. M. Ruiz, “Calculation of the PV modules angular losses under field conditions by means of an analytical model,” *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 70, no. 1, pp. 25–38, 2001.

6. Anexos

Anexo A Dados meteorológicos para o ano de 2013

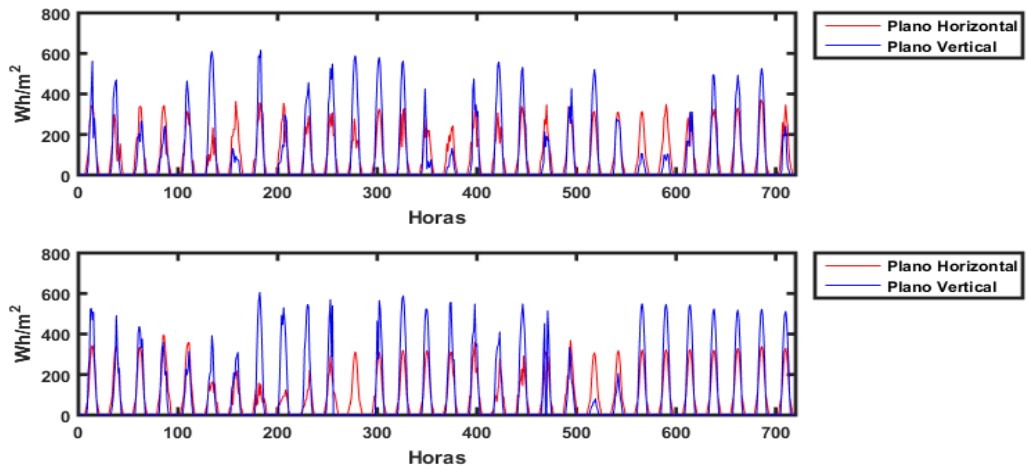


Figura A.1. Irradiação no plano vertical e no plano horizontal para novembro de 2012 (cima) e 2013 (baixo)

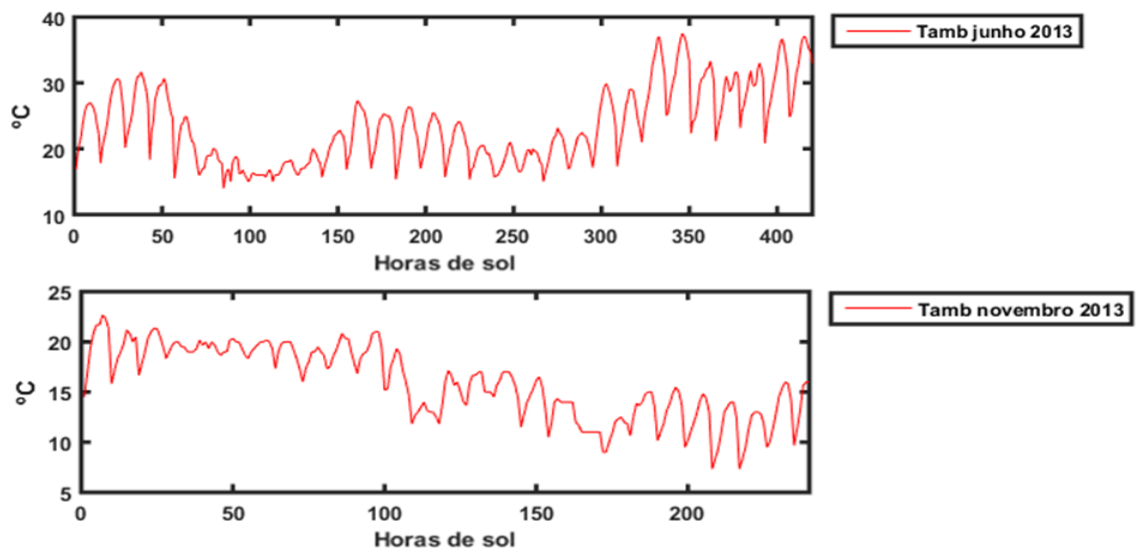


Figura A. 2. Valores da temperatura ambiente registrados para as horas de sol em junho (cima) e novembro (baixo) de 2012

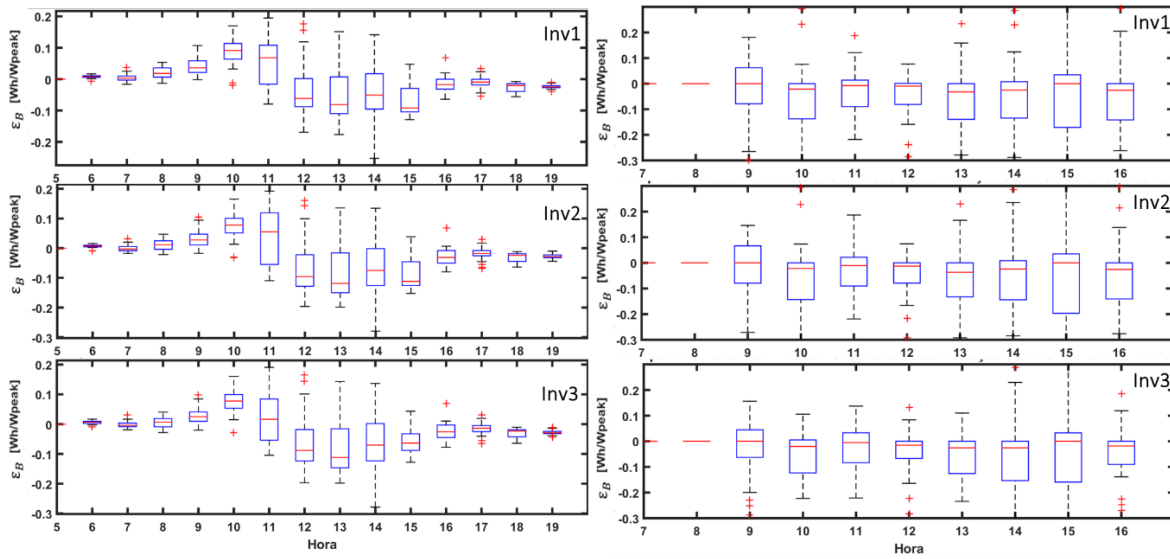
Anexo B Resultados da metodologia base para o ano 2013

Figura B. 1. Erro por inversor para junho (coluna esquerda) e novembro (coluna direita) de 2012. Nota: para efeitos de representação a escala vertical não pode ser igual.