



Compatibilização da Produção Fotovoltaica com o Carregamento de Veículos Elétricos

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica

Tiago Filipe dos Santos Rodrigues

Leiria, setembro de 2022



Compatibilização da Produção Fotovoltaica com o Carregamento de Veículos Elétricos

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica

Tiago Filipe dos Santos Rodrigues

Dissertação realizada sob a orientação do Professor Doutor Pedro José Franco Marques,
Professor Adjunto da Escola Superior de Tecnologia e Gestão do Instituto Politécnico de
Leiria.

Leiria, setembro de 2022

Originalidade e Direitos de Autor

A presente dissertação é original, elaborada unicamente para este fim, tendo sido devidamente citados todos os autores cujos estudos e publicações contribuíram para a elaborar.

Reproduções parciais deste documento serão autorizadas na condição de que seja mencionado o Autor e feita referência ao ciclo de estudos no âmbito do qual a mesma foi realizado, a saber, Curso de Mestrado em Engenharia Eletrotécnica, no ano letivo 2021/2022, da Escola Superior de Tecnologia e Gestão do Instituto Politécnico de Leiria, Portugal, e, bem assim, à data das provas públicas que visaram a avaliação destes trabalhos.

Dedicatória

A todos os que acreditaram em mim, principalmente **pais, avôs, namorada e amigos.**

Agradecimentos

A realização da presente dissertação foi possível com a valiosa ajuda de algumas pessoas, que, direta ou indiretamente, contribuíram para o bom desenvolvimento da mesma, e às quais gostaria de agradecer.

Em primeiro lugar, gostaria de agradecer ao Doutor Pedro José Franco Marques, Professor Adjunto da Escola Superior de Tecnologia e Gestão do Instituto Politécnico de Leiria, orientador da dissertação, pela disponibilidade e oportunidade, logo desde início ao sugerir este tema como ponto de partida para uma investigação, pelos conhecimentos partilhados durante as reuniões e sempre pronto em me receber e auxiliar no que foi necessário.

De seguida, agradecer aos colaboradores de Engenharia Sénior e Líderes de Equipa da *National Renewable Energy Laboratory (NREL)* que desenvolveram o programa *System Advisor Model (SAM)*, nomeadamente ao Analista Chefe – Transporte Sustentável do Departamento de Energia dos Estados Unidos, Matteo Muratori, pela disponibilidade na resposta a algumas dúvidas que foram surgindo relativamente ao programa e a publicações do mesmo.

Agradecer numa fase inicial, aos colaboradores da EDP Distribuição (atual E-Redes), nomeadamente ao Engenheiro António Rôxo Vaz, Diretor da Direção de Redes e Concessões do Tejo e ao Engenheiro Luís Mónico, Subdiretor da Gestão de Concessões, no período em que realizei um estágio profissional, englobaram-me em projetos relacionados com o tema da dissertação, nomeadamente na Ilha Sustentável das Berlengas, Peniche, Portugal.

Quero agradecer a todos os colegas e amigos pelo apoio e força na concretização desta dissertação. Foram muito importantes para o meu desenvolvimento e espírito de equipa nos momentos em que foi necessário.

Por último, mas pessoalmente os mais importantes, um especial agradecimento à minha família por todo o apoio e incentivos neste percurso académico e namorada pelo incansável apoio e motivação neste longo percurso académico e em especial nesta dissertação.

Resumo

Esta dissertação tem como objetivo realizar um estudo sobre a compatibilização entre produção fotovoltaica e carregamento de veículos elétricos, tendo como base a existência de uma unidade de pequena produção (UPP), antigamente designada por MicroGeração (legislação de 2007). Pretende-se analisar se a sua conversão para uma Unidade de Produção de AutoConsumo (UPAC), ao abrigo da legislação atual é economicamente viável. Atualmente, com as alterações na legislação, as UPAC podem abastecer diretamente o consumo, armazenar a energia produzida ou vender o excedente de produção à rede.

Várias metodologias de otimização foram analisadas por forma a conciliar a produção fotovoltaica com a gestão do carregamento dos veículos elétricos (VEs). Através de fontes de energia renováveis, por meio de um sistema de autoconsumo fotovoltaico, é possível obter maior aproveitamento, ao utilizar o excedente para o carregamento de baterias e de VEs ou para alimentação de bombas de calor. Os VEs serão o principal caso em estudo de modo a avaliar os impactos económicos, ambientais e na própria rede elétrica. Os VEs incluem veículos elétricos a bateria (BEVs) e veículos híbridos plug-in (PHEVs). Os BEVs podem-se relacionar de diferentes formas com o exterior, desde o veículo para casa (V2H), o veículo para edifícios (V2B) e o veículo para a rede (V2G).

O modelo V2H, numa rede inteligente, juntamente com um sistema fotovoltaico é a solução ótima, pois evidência a melhor economia, as melhores reduções das emissões e consegue contribuir na estabilidade da rede elétrica. Dentro deste modelo, um sistema de autoconsumo apenas é ligeiramente mais vantajoso, logo de seguida um sistema de autoconsumo com o veículo elétrico é dos mais promissores no momento da realização da dissertação e num futuro próximo ainda mais com a espectável diminuição dos preços dos VEs.

Esta dissertação focou-se em converter de uma UPP para UPAC, onde os sistemas de armazenamento estão cada vez mais acessíveis, seja através de armazenamento puro ou para carregamento de VEs.

Palavras-chave: Autoconsumo, Impactos económicos, metodologias de otimização, produção fotovoltaica, rede inteligente, redução das emissões, veículos elétricos.

Abstract

This dissertation aims to carry out a study on the compatibility between photovoltaic production and charging of electric vehicles, based on the existence of a small production unit (UPP), formerly known as MicroGeração (2007 legislation). It is intended to analyze whether its conversion to a Self-Consumption Production Unit (UPAC), under current legislation is economically viable. Currently, with changes in legislation, UPACs can directly supply consumption, store the produced energy or sell surplus production to the grid.

Several optimization methodologies were analysed in order to reconcile photovoltaic production with the management of charging of electric vehicles (EVs). Through renewable energy sources, through a photovoltaic self-consumption system, it is possible to obtain greater use, using the surplus for charging batteries and EVs or for powering heat pumps. EVs will be the main case study in order to assess the economic, environmental and electrical grid impacts. EVs include battery electric vehicles (BEVs) and plug-in hybrid vehicles (PHEVs). BEVs can relate to the outside in different ways, from vehicle to home (V2H), vehicle to buildings (V2B) and vehicle to network (V2G).

The V2H model, in a smart grid, together with a photovoltaic system is the optimal solution, as it shows the best economy, the best emission reductions and manages to contribute to the stability of the electricity grid. Within this model, a self-consumption system is only slightly more advantageous, than a self-consumption system with the electric vehicle is one of the most promising at the time of the dissertation and in the near future even more with the expected decrease in EV prices.

This dissertation focused on converting from a UPP to a UPAC, where storage systems are increasingly accessible, either through pure storage or charging EVs.

Keywords: Self-consumption, Economic impacts, optimization methodologies, photovoltaic production, smart grid, emission reduction, electric vehicles.

Índice

Originalidade e Direitos de Autor	iii
Dedicatória	v
Agradecimentos	vii
Resumo	ix
Abstract	xi
Lista de figuras	xvii
Lista de gráficos	xix
Lista de tabelas	xxi
Lista de siglas e acrónimos.....	xxiii
Lista de símbolos.....	xxv
1. Introdução	1
1.1. Enquadramento	1
1.2. Motivação e Âmbito	2
1.3. Objetivos.....	5
1.4. Estrutura do documento	6
2. Abordagens na compatibilização da produção fotovoltaica	7
2.1. Baterias	7
2.1.1. Baterias Monobloco.....	7
2.1.2. Baterias AGM (Absorbent Glass Mat)	7
2.1.3. Baterias de gel	8
2.1.4. Baterias estacionárias	8
2.1.5. Baterias de iões de lítio.....	8
2.2. Veículos Elétricos.....	8
2.2.1. Impactos Económicos.....	9
2.2.2. Impactos Ambientais	9
2.2.3. Impactos na rede.....	10
2.3. Casos de estudo	10
2.3.1. Caso de Estudo – Estados Unidos	10
2.3.2. Caso de Estudo – Havai.....	11
2.3.3. Caso de Estudo – Itália	14
2.3.4. Caso de Estudo – China (Xangai).....	16

2.3.5.	Caso de Estudo – China e Japão.....	18
2.4.	Comportamentos dos Utilizadores.....	19
2.4.1.	Caso de Estudo – Japão.....	20
2.5.	Outras Tecnologias – Estações de Carregamento dos VEs	21
3.	Metodologia.....	23
3.1.	Abordagem dos estudos de caso.....	23
3.2.	Ferramenta utilizada SAM.....	23
3.2.1.	Tecnologias	24
3.2.2.	Financeiro.....	26
3.2.3.	Características do SAM.....	27
3.3.	Análise dos estudos de casos.....	28
3.4.	SAM e o Cenário atual - Casa (C) + Sistema de Unidade de Pequena Produção (UPP)	29
3.4.1.	Localização e recurso	29
3.4.2.	Módulo	30
3.4.3.	Inversor.....	31
3.4.4.	Dimensionamento do sistema.....	32
3.4.5.	Sombreamento e <i>layout</i>	33
3.4.6.	Perdas	34
3.4.7.	Limites na rede	34
3.4.8.	Vida e degradação	35
3.4.9.	Custos do sistema fotovoltaico.....	35
3.4.10.	Parâmetros financeiros	36
3.4.11.	Taxas de eletricidade	38
3.4.12.	Carga Elétrica.....	39
3.4.13.	Resumo dos resultados	39
3.4.14.	Conclusão dos resultados	48
4.	Estudo de casos.....	51
4.1.	Cenário base - Casa (C) + Sistema de Autoconsumo (UPAC) – 1º	51
4.1.1.	Taxas de eletricidade (alterações face ao cenário anterior).....	51
4.1.2.	Resumo dos resultados	53
4.1.3.	Conclusão dos resultados	57
4.2.	Cenário base + Veículo Elétrico (VE – N e D) – 2º e 3º.....	58
4.2.1.	Perfil de carregamento durante a noite (Cenário base + VE (N) – 2º).....	59
4.2.2.	Perfil de carregamento durante o dia (Cenário base + VE (D) – 3º).....	65
4.3.	Cenário Base + Bateria (BAT) – 4º	68

4.3.1.	Células da bateria e sistema.....	68
4.3.2.	Conversores de energia.....	71
4.3.3.	Vida útil da bateria	72
4.3.4.	Substituição da bateria.....	72
4.3.5.	Despacho da bateria.....	72
4.3.6.	Custos do sistema (inclusão da bateria).....	77
4.3.7.	Resumo dos resultados	77
4.3.8.	Conclusão dos resultados	81
4.4.	Cenário Base + Bateria (BAT) + Veículo Elétrico (VE – N e D) – 5º e 6º.....	84
4.4.1.	Perfil de carregamento durante a noite (Cenário Base + BAT + VE (N) – 5º)	85
4.4.2.	Perfil de carregamento durante o dia (Cenário Base + BAT + VE (D) – 6º)..	92
4.5.	Discussão com vantagens e desvantagens dos casos de estudo	100
5.	Conclusões	105
5.1.	Conclusões e síntese dos resultados.....	105
5.2.	Propostas de trabalhos futuros.....	106
	Referências Bibliográficas	107
	Anexos.....	110
	Anexo A – Módulo	110
	Anexo B – Parâmetros do inversor e curvas de redução da temperatura	111
	Anexo C – Dimensionamento	114
	Anexo D – Excel do fluxo de caixa do (C + UPP) – Cenário Atual	117
	Anexo E – Relatório do sistema UPP detalhado – Cenário Atual.....	119
	Anexo F – Excel do fluxo de caixa do (C + UPAC) – 1º	123
	Anexo G – Relatório do Sistema UPAC detalhado do cenário base – 1º.....	125
	Anexo H – Excel do fluxo de caixa do (Cenário base + VE (N)) – 2º	129
	Anexo I – Relatório do Sistema UPAC detalhado com VE (N) – 2º.....	131
	Anexo J – Ficha técnica da bateria ABB – REACT 2	135
	Anexo K – Propriedades calculadas da bateria	137
	Anexo L – Preço da bateria ABB FILMER REACT 2	138
	Anexo M – Excel do fluxo de caixa do (Cenário Base + BAT) – 4º.....	139

Anexo N – Relatório do Sistema UPAC detalhado com Bateria – 4º	141
Anexo O – Excel do fluxo de caixa do (Cenário Base + BAT + VE (N)) – 5º	147
Anexo P – Relatório do Sistema UPAC detalhado com bateria e veículo elétrico (N) – 5º	149
Anexo Q – Valores de energia do 4º caso de estudo	155
Anexo R – Excel do fluxo de caixa do (Cenário Base + BAT + VE (D)) – 6º	157
Anexo S – Relatório do Sistema UPAC detalhado com bateria e veículo elétrico (D) – 6º	159
Anexo T – Valores de energia do 5º caso de estudo.....	165
Anexo U – Valores de energia do 6º caso de estudo	167

Lista de figuras

Figura 2.1 – Cenários carregamento VE [11].	14
Figura 2.2 – Quatro cenários de estudo [12].	17
Figura 2.3 – Modelo técnico-económico [13].	18
Figura 3.1 – Sistema fotovoltaico de autoconsumo.	25
Figura 3.2 – Módulos fotovoltaicos de concentração localizados no terraço do edifício C6 pela Universidade de Jaen em Espanha [19].	25
Figura 3.3 – Sistema autoconsumo com bateria [20].	25
Figura 3.4 – Parabolic Trough Solar Power Plant [21].	25
Figura 3.5 – Torre de Energia Solar situada Nye County School District, NV, USA [22].	25
Figura 3.6 – Refletor compacto linear, Kimberlina Solar Thermal Power Plant, situado Bakersfield, Califórnia, EUA [23].	25
Figura 3.7 – Energia das Marés [24].	26
Figura 3.8 – Parque Eólico situado em Torres Vedras, Portugal [25].	26
Figura 3.9 – Célula de combustível de hidrogénio [26].	26
Figura 3.10 – Energia Geotérmica [27].	26
Figura 3.11 – Sistema solar térmico [28].	26
Figura 3.12 – Energia de Biomassa no Brasil [29].	26
Figura 3.13 – Tarifas nos dias de semana e fim-de-semana.	39
Figura 3.14 – Energia gerada pelo sistema no 1º ano – Cenário Atual.	46
Figura 4.1 – Propriedades da bateria ABB REACT 2.	71
Figura 4.2 – Esquema de ligação da bateria do lado DC.	71
Figura 4.3 – Programação dos períodos durante a semana e fins de semana – 4º.	77
Figura 4.4 – Potência gerada pelo sistema – 4º.	79
Figura 4.5 – Mapa de calor da potência gerada pelo sistema UPAC (kW) – 5º.	87
Figura 4.6 – Eletricidade para bateria do sistema UPAC (kW) – 5º.	87
Figura 4.7 – Eletricidade para a carga da bateria (kW) – 5º.	87
Figura 4.8 – Mapa de calor da potência gerada pelo sistema UPAC (kW) – 6º.	95
Figura 4.9 – Eletricidade para bateria do sistema UPAC (kW) – 6º.	95

Figura 4.10 – Eletricidade para a carga da bateria (kW) – 6°	95
Figura 4.11 – Perdas no sistema – 6°	97

Lista de gráficos

Gráfico 1.1 – Emissões sectoriais de dióxido de carbono equivalente, em Portugal, em 2019 [3].	3
Gráfico 1.2 – Emissões de GEE nos transportes, em Portugal e na UE-28 [4].	4
Gráfico 1.3 – Percentagem de energia renovável no consumo de combustíveis nos transportes, em Portugal e na UE-28 [4].	5
Gráfico 2.1 – VAL sem o apoio federal para VE em 2015 [10].	12
Gráfico 2.2 – VAL com apoio federal para VE em 2015 [10].	13
Gráfico 2.3 – VAL dos VEs com painel fotovoltaico [10].	13
Gráfico 2.4 – Consumo de veículos elétricos e tradicionais [11].	15
Gráfico 2.5 – Custos anuais líquidos da energia nos 4 casos [12].	17
Gráfico 2.6 – VAL e emissões dos quatros cenários [13].	19
Gráfico 2.7 – Distribuição dos comportamentos de carregamento [14].	20
Gráfico 2.8 – Preços dinâmicos da eletricidade [14].	21
Gráfico 3.1 – Diagrama de carga moradia em Leiria.	29
Gráfico 3.2 – Radiação Global Solar em Leiria.	30
Gráfico 3.3 – Curva entre a corrente e a tensão.	31
Gráfico 3.4 – Curva de eficiência do inversor.	32
Gráfico 3.5 – Energia produzida pelo sistema – Cenário Atual.	43
Gráfico 3.6 – Energia produzida e carga elétrica – Cenário Atual.	44
Gráfico 3.7 – Energia anual produzida – Cenário Atual.	45
Gráfico 3.8 – Perdas de energia – Cenário Atual.	47
Gráfico 3.9 – Fluxo de caixa após impostos – Cenário Atual.	48
Gráfico 3.10 – Período de retorno após impostos – Cenário Atual.	49
Gráfico 4.1 – Energia produzida e carga elétrica – 1º.	55
Gráfico 4.2 – Excesso de energia gerada – 1º.	55
Gráfico 4.3 – Fluxo de caixa após impostos – 1º.	56
Gráfico 4.4 – Energia anual produzida (kWh) versus poupança anual energética (€) – 1º.	57
Gráfico 4.5 – Período de retorno do investimento – 1º.	58
Gráfico 4.6 – Diagrama de cargas semanal – 2º.	60

Gráfico 4.7 – Diagrama de cargas Semanal + VE (noite) – 2º.....	60
Gráfico 4.8 – Energia gerada e carga elétrica – 2º.....	62
Gráfico 4.9 – Fluxo de caixa após impostos – 2º.....	63
Gráfico 4.10 – Potência do sistema gerada e diagrama de carga – 2º.....	64
Gráfico 4.11 – Diagrama de cargas vs Energia da rede vs Energia gerada vs Energia do sistema para carga – 2º.....	65
Gráfico 4.12 – Diagrama de carga semanal com VE (Dia) – 3º.....	66
Gráfico 4.13 – Energia gerada vs diagrama cargas vs energia da rede vs energia do sistema para carga – 3º.....	67
Gráfico 4.14 – Energia Mensal Produzida – 4º.....	79
Gráfico 4.15 – Perdas elétricas – 4º.....	80
Gráfico 4.16 – Fluxo de caixa após impostos ao longo da vida útil do projeto – 4º.....	81
Gráfico 4.17 – Período de retorno do investimento – 4º.....	82
Gráfico 4.18 – Energia anual da bateria carregada vs Energia carregada pelo sistema vs Energia descarregada vs Perdas energia – 4º.....	83
Gráfico 4.19 – Energia gerada vs Energia da bateria para a carga elétrica vs Energia da rede para a carga elétrica vs Energia do sistema para a carga elétrica – 4º.....	83
Gráfico 4.20 – Energia gerada pelo sistema vs Energia da rede vs Energia do sistema para a carga vs Carga elétrica – 4º.....	84
Gráfico 4.21 – Diagrama de cargas com VE (N) – 5º.....	85
Gráfico 4.22 – Perdas de energia – 5º.....	88
Gráfico 4.23 – Fluxo de caixa após impostos ao longo da vida útil – 5º.....	89
Gráfico 4.24 – Período de retorno do investimento – 5º.....	90
Gráfico 4.25 – Energia gerada vs Energia do sistema para a bateria vs Energia do sistema para a rede vs Carga elétrica (kW) – 5º.....	91
Gráfico 4.26 – Energia gerada vs Carga elétrica vs Energia da bateria para carga vs Energia da rede para a carga vs Energia do sistema para a carga (kW) – 5º.....	92
Gráfico 4.27 – Diagrama de carga com VE (D) – 6º.....	93
Gráfico 4.28 – Fluxo de caixa após impostos ao longo da vida útil – 6º.....	98
Gráfico 4.29 - Energia gerada vs Energia do sistema para a bateria vs Energia do sistema para a rede vs Carga elétrica (kW) – 6º.....	99
Gráfico 4.30 – Energia gerada vs Carga elétrica vs Energia da bateria para carga vs Energia da rede para a carga vs Energia do sistema para a carga (kW) – 6º.....	100
Gráfico Anexo 1 – Curvas de redução da temperatura do inversor.....	112

Lista de tabelas

Tabela 2.1 – Resumo dos dados e resultados [9].....	11
Tabela 2.2 – Cenários estudados [13].....	19
Tabela 3.1 – Métricas de desempenho e financeiras – Cenário Atual.	40
Tabela 3.2 – Fatura elétrica mensal e poupança – Cenário Atual.....	49
Tabela 4.1 – Tarifas de compra e venda da energia – 1º.	52
Tabela 4.2 – Métricas de desempenho e financeiras – 1º.	53
Tabela 4.3 – Conta elétrica e poupança mensal no primeiro ano – 1º.	57
Tabela 4.4 - Perfil de carga do VE (N) – 2º.....	60
Tabela 4.5 – Métricas de desempenho e financeiras – 2º.	62
Tabela 4.6 – Aproximação do VAL usando anuidades – 2º.....	64
Tabela 4.7 – Horários de carregamento do VE (D) – 3º.....	66
Tabela 4.8 – Métricas de desempenho e financeiras – 3º.	67
Tabela 4.9 – Percentagens descarga da bateria – 4º.....	76
Tabela 4.10 – Métricas de performance e financeiras – 4º.....	78
Tabela 4.11 – Fatura elétrica mensal e poupança – 4º.....	82
Tabela 4.12 – Métricas de performance e financeiras – 5º.....	86
Tabela 4.13 – Fatura elétrica mensal e poupança – 5º.....	89
Tabela 4.14 – Métricas de desempenho e financeiras – 6º.	94
Tabela 4.15 – Comparação entre casos das métricas desempenho.	101
Tabela 4.16 – Comparação entre casos das métricas financeiras.	102
Tabela Anexo 1 – Curvas de redução da temperatura.	112
Tabela Anexo 2 – Fluxo de caixa - Cenário Atual.	117
Tabela Anexo 3 – Fluxo de caixa - Cenário Base.....	123
Tabela Anexo 4 – Fluxo de caixa - Cenário Base + VE(N).....	129
Tabela Anexo 5 – Fluxo de caixa - Cenário Base + Bateria.....	139
Tabela Anexo 6 – Fluxo de caixa - Cenário Base + Bateria + VE(N).....	147
Tabela Anexo 7 – Energia gerada vs Energia sistema para bateria vs Energia sistema para rede vs Energia da bateria para carga vs Energia da rede para carga vs Energia do sistema para carga em kW.	155

Tabela Anexo 8 – Fluxo de caixa - Cenário Base + Bateria + VE(D).	157
Tabela Anexo 9 – Energia gerada vs Carga elétrica vs Energia sistema para bateria vs Energia sistema para rede vs Energia da bateria para carga vs Energia da rede para carga vs Energia do sistema para carga em kW.	165
Tabela Anexo 10 – Energia gerada vs Carga elétrica vs Energia sistema para bateria vs Energia sistema para rede vs Energia da bateria para carga vs Energia da rede para carga vs Energia do sistema para carga em kW.	167

Lista de siglas e acrónimos

AC	Corrente Alternada
AGM	<i>Absorbent Glass Mat</i>
BEV	Veículo Elétrico a Bateria
DC	Corrente Contínua
DRP	<i>Dynamic electricity pricing</i>
ESTG	Escola Superior de Tecnologia e Gestão
ER	Energias Renováveis
FCVs	Veículos com Células Combustíveis
IMI	Imposto Municipal sobre Imóveis
ITC	<i>Investment tax credit</i>
LCOE	<i>Levelized Cost Of Energy</i>
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
OSA	<i>Optimal Scheduling Algorithm</i>
PHEV	Veículos Elétricos Híbridos Plug-in
POA	<i>Plane of Array</i>
PTC	<i>Production tax credit</i>
PSO	<i>Particle Swarm Optimization</i>
PV	Painéis fotovoltaicos
RE	Rede Elétrica
SAM	<i>System Advisor Model</i>
UPP	Unidades de Pequena Produção
UPAC	Unidades de Produção de AutoConsumo
VAL	Valor Atual Líquido
VEs	Veículos Elétricos
VEH	Veículos Elétricos Híbridos
VT	Veículos Tradicionais
V2B	<i>Vehicle-to-Building</i>

V2G	<i>Vehicle-to-Grid</i>
V2H	<i>Vehicle-to-Home</i>
V2X	<i>Vehicle-to-Anything</i>

Lista de símbolos

CO_2	Dióxido de Carbono	TonCO ₂ eq.
E	Energia Elétrica	Watt.hora [Wh]
I	Intensidade de Corrente Elétrica	Ampére [A]
l	Comprimento	Metro [m]
P	Potência Ativa Elétrica	Watt [W]
Q	Potência Reativa Elétrica	Volt Ampére reativo [var]
R	Resistência Elétrica	Ohm [Ω]
A	Área	Metro ² [m ²]
S	Potência Aparente Elétrica	Volt Ampére [VA]
T	Tempo	Horas [h]
U	Tensão Elétrica	Volt [V]

1. Introdução

1.1. Enquadramento

Os veículos elétricos (VEs) e as fontes de energias renováveis podem desempenhar um papel importante, na redução das emissões de carbono, no setor dos transportes e na geração de energia [1]. A utilização dos VEs terá as suas vantagens e desvantagens. Uma das vantagens será dar um maior aproveitamento à produção das Energias Renováveis (ER), no entanto poderá ter impacto ambiental na produção das baterias.

Da mesma forma as ER vão sendo cada vez mais aplicadas na sociedade, para reduzir a produção de eletricidade através dos combustíveis fósseis, bem como as emissões de gases efeito estufa e outros poluentes. Assim sendo, estes dois “mundos” (VEs e ER) complementam-se e acresce o potencial de redução dos problemas anteriormente mencionados.

A energia solar fotovoltaica é uma fonte de energia renovável, que pode ser compatibilizada com a utilização dos VEs, no entanto existe um inconveniente. A produção fotovoltaica tende a ter uma produção variável, não despachável e pode não corresponder à procura da rede elétrica.

Assim, serão necessárias estratégias para fazer face aos problemas anteriormente indicados, sendo que estas podem incidir no armazenamento do excesso de produção, seja em baterias estacionárias ou através da utilização das baterias de um VE.

Em termos de VEs, existem os Veículos Elétricos Híbridos (VEH), com uma pequena bateria que fornece energia de forma a otimizar o motor de combustão. A carga da bateria é efetuada pelo próprio veículo, por exemplo na regeneração da energia no caso das travagens. Os Veículos Elétricos Híbridos Plug-in (PHEV), são semelhantes aos anteriores, mas com uma bateria maior e têm a possibilidade de ligação à rede, permitindo o carregamento da bateria. Um Veículo Elétrico a Bateria (BEV) é alimentado através da energia armazenada numa grande bateria a bordo que foi carregada através de uma ligação à rede elétrica. Os Veículos com Células Combustíveis (FCVs), que como o nome indica têm uma célula de combustível,

que gera eletricidade através de um processo eletroquímico, sendo que tem como fonte o hidrogénio [1].

A Compatibilização da produção fotovoltaica com o carregamento de veículos elétricos, pode ser feita de várias formas. Por exemplo o *Vehicle-to-Anything* (V2X), que têm como objetivo usar a energia das baterias para qualquer finalidade fora do veículo. Dentro desta tecnologia existe o *Vehicle-to-Home* (V2H), em que o veículo dá o apoio ao consumo numa casa inteligente, o *Vehicle-to-Building* (V2B) em que a entidade externa é um edifício comercial, e paga uma taxa de consumo para a concessionária de energia elétrica, e o *Vehicle-to-Grid* (V2G), é aquele que é capaz de armazenar energia e depois devolvê-la à rede elétrica [2].

Com estas soluções, espera-se uma série de impactos positivos com a introdução dos VEs, desde redução das emissões de CO₂, estabilidade da rede elétrica, mas o mais importante será a capacidade de aproveitamento dos VEs e das fontes de energias renováveis.

1.2. Motivação e Âmbito

Com base no que foi anteriormente referido, fica evidente a elevada importância na redução das emissões dos gases de efeito de estufa, algo que o setor dos transportes tem uma grande influência no mundo e em Portugal. Este setor representou 28% da emissão destes gases em Portugal (2019) [3], como se pode comprovar pelo Gráfico 1.1. Logo de seguida surge o setor de produção e transformação de energia com 20,5%, pelo que ambos englobam 48,5%, o que vem reforçar a necessidade de utilização de fontes renováveis para produzir energia e consequente utilização de VEs a substituir os veículos convencionais.

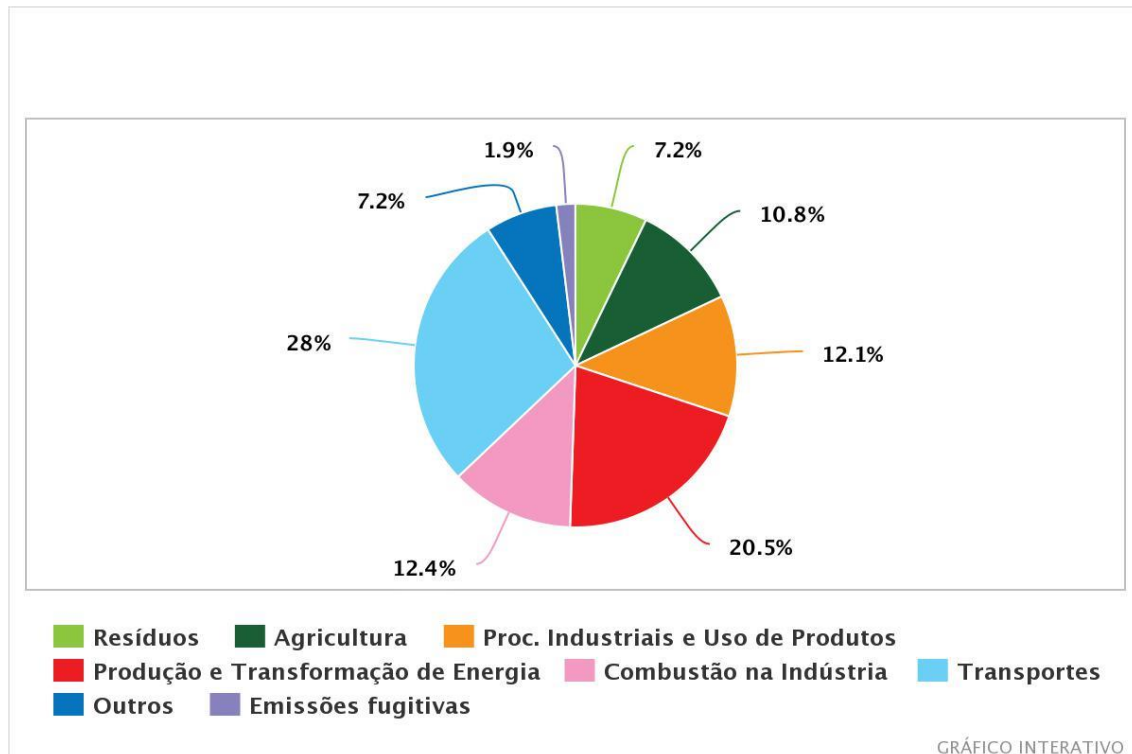


Gráfico 1.1 – Emissões sectoriais de dióxido de carbono equivalente, em Portugal, em 2019 [3].

Relativamente às emissões de Gases de Efeito de Estufa (GEE) nos transportes, em Portugal [4], desde os anos de noventa até dois mil e dois, estas foram sempre em crescendo. Houve um pequeno decréscimo no ano seguinte, no entanto, a partir desse ano foi sempre a crescer até 2009. Apenas em 2010 se notou uma descida acentuada, no entanto nos últimos anos voltou a subir ligeiramente como se observa na Gráfico 1.2. Desde meados de 2000 a 2010, Portugal esteve sempre acima da média europeia. Volta-se assim a reforçar a motivação e preocupação existente para contornar esta tendência e caminhar no sentido descendente.

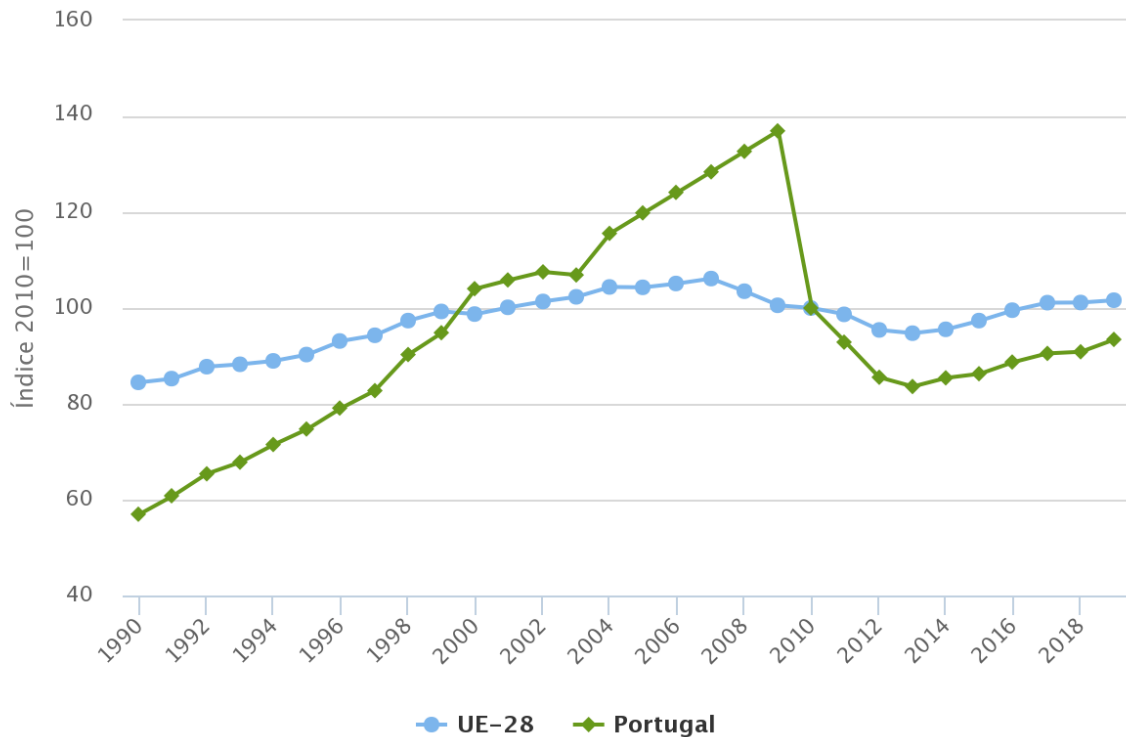


Gráfico 1.2 – Emissões de GEE nos transportes, em Portugal e na UE-28 [4].

Neste sentido, segundo [4], e devido ao setor dos transportes ser um dos que depende mais dos combustíveis fósseis, têm-se vindo a criar estratégias e metas de forma a aumentar a percentagem de combustíveis provenientes de energias renováveis. Desde 2004 até 2010 houve um aumento desta percentagem de utilização, mas nesse último ano, e devido à obrigatoriedade de certificação de sustentabilidade dos biocombustíveis em Portugal, atrasou esta evolução. A partir desse ano, 2011, voltou a aumentar a incorporação de 9,09% de energia renovável, ultrapassando mesmo a média europeia desde 2015, como se pode visualizar na Gráfico 1.3.

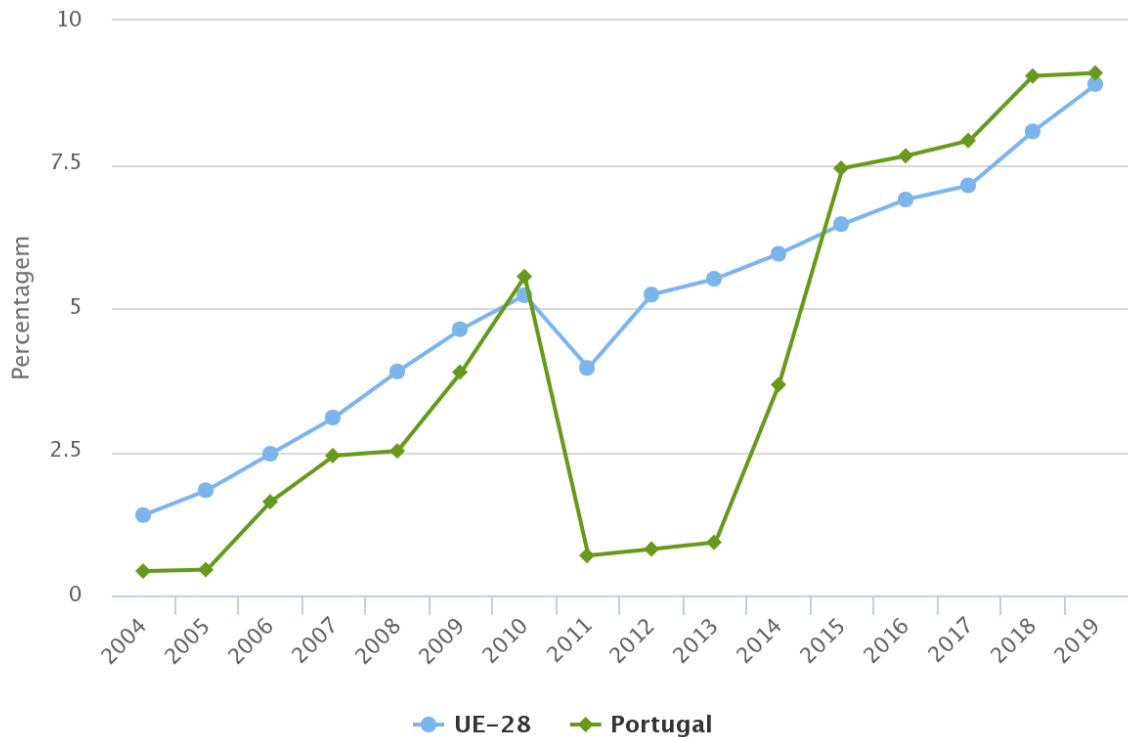


Gráfico 1.3 – Percentagem de energia renovável no consumo de combustíveis nos transportes, em Portugal e na UE-28 [4].

1.3. Objetivos

O objetivo geral desta dissertação é verificar a compatibilidade dos sistemas UPAC com os VEs, numa residência típica em Portugal, apurar de um modo geral se é vantajoso ou não, se é compatível e todos os impactos económicos e de desempenho, em cada caso de estudo analisado.

Os objetivos específicos consistem na verificação de melhorias face ao sistema atual, um sistema de unidade de pequena produção numa residência (anteriormente designada de MicroGeração). Segundo diversas pesquisas, incluindo [5], o valor médio atual de venda da energia das diversas entidades é cerca de 0,05€/kWh, este está sempre a variar consoante o mercado liberalizado.

Posteriormente o sistema será substituído por um sistema de produção em autoconsumo, com a possibilidade de utilizar um VE para ser abastecido. Por fim, pretende-se estudar a utilização de uma bateria, de forma a armazenar um possível excedente de produção fotovoltaica, e verificar qual o impacto numa residência típica em Portugal.

1.4. Estrutura do documento

Este documento é formado por cinco capítulos, que abordam os temas considerados para análise da compatibilização da produção fotovoltaica com os VE em residências familiares.

O presente capítulo, de uma forma geral, enquadra as fontes de energia renovável e os VEs, aborda os vários tipos de ligação com os VEs. Aborda ainda as motivações que levaram a ser realizado este documento, nomeadamente para combater os gases de efeito de estufa. Por fim expõem-se os objetivos gerais e específicos desta análise de compatibilidade.

No segundo capítulo, resume-se o estado de arte da compatibilização da produção fotovoltaica, com as baterias, os diversos impactos económicos, ambientais e na rede dos VEs. Por fim, exemplifica alguns casos de estudo nos Estados Unidos, Havai, Itália, China e Japão. De modo a perceber como estão a ser desenvolvidos os VEs e compatibilizados com a produção fotovoltaica, também tendo em conta alguns comportamentos dos utilizadores. Ainda são demonstradas outras tecnologias envolvendo VEs, neste caso, estações de carregamento dos mesmos.

No terceiro capítulo é demonstrado o porquê da abordagem realizada no capítulo quatro, dos estudos de casos, a ferramenta SAM utilizada nesses mesmos, uma breve elucidação da análise realizada nos estudos de casos e uma explicação do programa SAM inserido no cenário atual.

No quarto capítulo são descritos os seis estudos de casos referentes a uma residência típica em Leiria, Portugal. Sendo o primeiro, o cenário base (Sistema de Unidade de Autoconsumo), o segundo, o Sistema UPAC com perfil de carregamento do VE durante a noite, o terceiro exatamente o mesmo que o anterior, mas com o perfil de carregamento do VE durante o dia. O quarto, o Sistema UPAC com uma bateria, o quinto é o Sistema UPAC com a bateria e o veículo elétrico, com o perfil de carregamento durante a noite. Por fim, o sexto estudo de caso, o mesmo do anterior, mas com o perfil de carregamento durante o dia. No fim, foi realizada uma discussão sobre vantagens e desvantagens de todos os estudos de caso.

No último capítulo, o quinto, serão abordadas as principais conclusões deste trabalho e ainda possíveis desenvolvimentos em trabalhos de futuro.

2. Abordagens na compatibilização da produção fotovoltaica

Em 2007 foi estabelecida a legislação (DL 363/2007), que veio introduzir a MicroGeração (toda a produção era para venda, agora chamada de UPP). Mais tarde foi introduzida a legislação que veio considerar as UPAC (Decreto-Lei 153/2014 e depois o Decreto-Lei 162/2019) como uma medida de eficiência energética, sendo que os sistemas devem ser dimensionados de acordo com as necessidades de cada instalação.

O Autoconsumo fotovoltaico ocorre quando os utilizadores consomem energia produzida em instalações de geração fotovoltaica (ou outra fonte renovável). Dado que se trata de uma energia não despachável, haverá momentos em que a produção será superior ao consumo, pelo que teremos excedente. Para evitar que o excedente seja injetado na rede, podemos recorrer a várias tecnologias e deste modo otimizar o sistema, procurando sempre um equilíbrio entre a produção e o consumo. Algumas formas para fazer face aos excedentes podem ser a utilização de baterias, bombas de calor e veículos elétricos [6].

O principal fator que é tido em consideração na compra de um sistema de autoconsumo é a sua viabilidade económica, ou seja, o seu custo inicial e a maximização do seu período de retorno, sendo útil a utilização das seguintes tecnologias.

2.1. Baterias

2.1.1. Baterias Monobloco

A bateria em monobloco tem um isolamento especial, assim existe pouca perda de água. Estão concebidas para pequenas instalações, sistemas fechados e com a relação qualidade de preço equilibrada [7].

2.1.2. Baterias AGM (Absorbent Glass Mat)

As baterias de tecido absorvente em fibra de vidro possuem válvulas de regulação de gases, para uma melhor combinação destes. Assim evita-se perdas de energia, a pressão interna é regulada mais facilmente e por esse motivo há um maior aproveitamento traduzindo-se em rendimento máximo [7].

Estas baterias são adequadas para correntes elevadas num curto de espaço de tempo, devido à resistência interna ser mais baixa. Por isso são mais adequadas do que as baterias de gel para situações com alta intensidade de descarga[7].

2.1.3. Baterias de gel

Este tipo de baterias apresenta um funcionamento cíclico de alta qualidade, o que faz com que sejam ideais para instalações de média/grande dimensão, cujo o intuito de funcionamento seja largos períodos [7].

2.1.4. Baterias estacionárias

Este tipo de bateria solar fotovoltaica é perfeito para instalações cujo consumo diário é feito continuamente e por largos períodos de tempo. Pois são baterias com uma vida útil superior a 20 anos. Permitem grandes ciclos de descarga diários, com resultados excelentes para qualquer tipo de consumo [7].

2.1.5. Baterias de íões de lítio

As baterias de íões de lítio permitem ter uma descarga completa da sua capacidade, ou seja, 100%, ao contrário das AGM ou de gel, que só permitem cerca de 80%/90%, logo não se podem descarregar totalmente. Esta característica faz com que o processo de carregamento seja mais rápido. Outra vantagem é o seu sistema de gestão interno e serviço que é ininterrupto, ou seja, tem uma fonte de alimentação autónoma que entra em ativação quando existe falência da fonte principal [7].

Estas baterias são a tecnologia mais utilizada, e com os VEs em crescimento, prevê-se que os preços das baterias baixem um terço, ou seja, 300 €/kWh para 100 €/kWh [6]. Existe também a possibilidade da reutilização das baterias dos VEs, que ainda serão mais baratas, cerca de 50 €/kWh [6].

2.2. Veículos Elétricos

O contributo dos VEs, está limitado em alguns aspetos, desde logo, o período entre a produção de painéis fotovoltaicos (PV) e os padrões de carregamento dos veículos elétricos. Normalmente a bateria do carro elétrico é carregada ao final da tarde, quando os utilizadores chegam a casa. Segundo [8], no seu caso de estudo, antes de uma família comprar um veículo

elétrico, a taxa de autoconsumo é inferior a 2%, ou seja, com o VE esse taxa de autoconsumo aumenta e assim consegue-se um maior aproveitamento do sistema fotovoltaico.

Os modelos de aplicação dos VEs são caracterizados por parâmetros de entrada e de saída. Alguns dos parâmetros de entrada serão a seleção do modelo do VE, desde logo entre os PHEVs e os BEVs. Em 2013 [1], os PHEVs eram escolhidos pelos investigadores devido aos custos da bateria e maior autonomia. As variáveis de saída dos modelos, tais como, vida útil das baterias, emissões de CO₂, carregamento dos veículos, podem ter impactos a nível económico, ambiental e na rede elétrica.

2.2.1. Impactos Económicos

Os veículos elétricos são mais caros do que os Veículos Tradicionais (VT), mas espera-se com a evolução da tecnologia das baterias e a produção em massa dos VEs, que esta diferença venha a ser diminuída. No entanto, o preço dos combustíveis e os custos de manutenção dos VEs são muito inferiores aos VT, devido ao alto rendimento do motor elétrico.

Em geral, adicionar VE à rede elétrica num sistema V2G, irá acrescentar alguns custos, devido ao aumento do uso do combustível e nas perdas de transmissão. No entanto, estratégias como o carregamento inteligente, contorna esses mesmos custos.

2.2.2. Impactos Ambientais

Os setores dos transportes têm um enorme peso nas emissões de CO₂ e com a utilização dos VEs chega a diminuir cerca de 10% em comparação com os VT.

É pertinente ter em consideração, que os VEs durante o processo de carregamento de energia da rede elétrica, também estão a produzir indiretamente emissões. Pois a mesma poderá vir de centrais de gás natural ou a carvão, logo nem sempre virá das fontes de energias renováveis. Sendo um benefício neste ponto, a compatibilização da produção fotovoltaica em ambiente residencial, usando a bateria de um VE, como forma de armazenamento, para posteriormente abastecer uma residência ou até mesmo fornecer energia à rede elétrica.

Em suma, os VEs reduzem as emissões totais de CO₂, mesmo em sistemas elétricos com uma elevada produção de energia através de combustíveis fósseis, a isto deve-se, uma eficiência elevada de um motor elétrico face a um motor de combustão.

2.2.3. Impactos na rede

Os VEs afetam o desempenho, a eficiência e a capacidade exigida na rede elétrica, especialmente se o carregamento do veículo elétrico não tiver uma limitação.

O carregamento inteligente dos VEs, ajuda a nivelar a carga total no sistema e não requer capacidade extra instalada. No entanto, será sempre necessário executar estudos, para cada realidade/país, com o intuito de precaver problemas na qualidade da energia, desgaste dos componentes, os limites de tensões e perdas. Porém, sempre que necessário deverá reforçar-se a rede, ter em consideração estratégias de gestão das cargas para integrar com segurança um elevado número de veículos elétricos.

2.3. Casos de estudo

Nesta secção serão abordados os vários casos de estudo, realizados em diversos países, perante as suas características específicas, e onde são adotados modelos particulares.

2.3.1. Caso de Estudo – Estados Unidos

Em 2011 [9], Ahmed Yousuf Saber e Ganesh Kumar, realizaram um estudo com PHEVs e fontes de energia renováveis para redução de custos e emissões, através de dois modelos: caso 1 (modelo de nivelamento de carga), ou seja, os VEs são carregados através da geração convencional e utiliza-se a otimização no nível da carga; caso 2 (modelo de rede inteligente), os VEs são carregados através de fontes de energia renováveis e descarregam energia para a rede elétrica.

Ambos modelos são trabalhados através do método de *Particle Swarm Optimization* (PSO), com o intuito de reduzir os custos e emissões. Este algoritmo evolutivo é baseado numa população (enxame) cujos indivíduos (partículas) são possíveis soluções no espaço de soluções. Nestes casos em particular é usado um PSO binário e inteiro, binário para definir os estados ideais *ON/OFF* das unidades de geração convencional e inteiro para determinar o número ideal de VEs numa rede inteligente.

Perante o estudo realizado dos dois modelos, o modelo de nivelamento de carga não garante reduções das emissões e custos significativos, já o modelo da rede inteligente é bastante promissor, no entanto ainda precisa de um forte investimento inicial nas fontes de energia

renovável. Custo este que irá sempre depender do local, em termos de radiação solar, como se pode comprovar na Tabela 2.1.

Tabela 2.1 – Resumo dos dados e resultados [9].

Item	Value
Average distance covered by a vehicle	12,000 miles/year
Number of registered GVs per city (assumed)	50,000
Average distance covered by GVs per kWh	4.00 miles
Energy needed by a GV per day	8.22 kWh
Energy needed by 50,000 GVs per day	411 MWh
Typical off-peak load duration of a day	12 hours
Extra demand for GVs per off-peak hour	34.25 MWh
Typical percentage time a GV is parked (gridable)	95%
Average emission of a vehicle	1.2 lb/mile
Emission from 50,000 vehicles (transportation industry) over a year	326,678.766 tons
Case 1: Load Leveling Model	
Extra emission from power plants for 50,000 GVs during one day	781.989 tons
Extra emission from power plants for 50,000 GVs over a year	285,425.985 tons
Case 2: Smart Grid Model	
Emission reduction from power plants for 50,000 GVs and RESs per year	409,493.865 tons
Total emission reduction from power plants and transportation sector for 50,000 GVs and RESs per year	736,172.631 tons
Total operational cost reduction from power system and transportation sectors for 50,000 GVs and RESs per day	\$179,072.95 (at least)
Estimated Capital Cost for RESs	
Extra energy needed for the smart grid model	750 MWh per day
Wind energy and solar energy ratio (location dependent)	2:1
Capital cost of wind power	1.0 \$/W
Capital cost of solar power	5.0 \$/W
Solar farm size (based on some assumption of average solar insolation)	40 MW
Wind farm size (based on some assumption of average wind speed)	25.5 MW
Total capital investment in power system for the smart grid model	\$225.50 million

2.3.2. Caso de Estudo – Havaí

Em 2016 [10], Makena Coffman, Paul Bernstein e Sherilyn Wee realizaram um estudo que analisa a interação entre o VE e PV, a partir do Valor Atual Líquido (VAL). É uma estimativa financeira projetada para os consumidores avaliarem o custo de compra, possuir e operar um veículo, num determinado período predefinido. Este VAL tem em conta o preço de compra, custos de manutenção e exploração (combustível, seguro, impostos, etc), preço de revenda ou valor de desmantelamento. As baterias são substituídas apenas no 11º ano e os pneus são substituídos a cada 5 anos.

Neste artigo foram estudados vários veículos elétricos (BEV, PHEV, VEH) e VT. Foram executadas previsões dos preços de combustível, das tarifas de energia. Foi assumido, neste caso, um sistema fotovoltaico para carregar as baterias, carregamento do VE no período noturno durante a semana, devido aos VEs estarem no local de trabalho no período diurno. No fim-de-semana, é assumido que é possível o aproveitamento solar durante o dia. O dimensionamento dos sistemas é baseado especificamente pela quantidade de energia elétrica exigida pelo VE e não pelo consumo doméstico. Assim é tido em consideração os

quilômetros percorridos pelo veículo em modo elétrico, da sua eficiência e juntamente com a média de horas de sol no Havaí.

Os custos do sistema são tidos em consideração no modelo VAL do veículo, neste caso com 60% atribuído, devido à duração de 25 anos do sistema fotovoltaico [10].

A emissão dos gases de efeito estufa é também considerada, com base em vários fatores, desde logo, a combustão, gasolina para o motor, etc. Todos os VEs analisados neste estudo têm um melhor desempenho em termos de emissões do que qualquer VT.

No **Erro! A origem da referência não foi encontrada.**, estão ilustrados os resultados do VAL, entre vários VEs e os veículos tradicionais/híbridos. A média dos valores dos VEs são superiores aos VT/híbridos. Ao ser adicionado um subsídio federal para os VEs, existe uma aproximação, no entanto continuam a ser mais caros, como se pode observar pelo Gráfico 2.2.

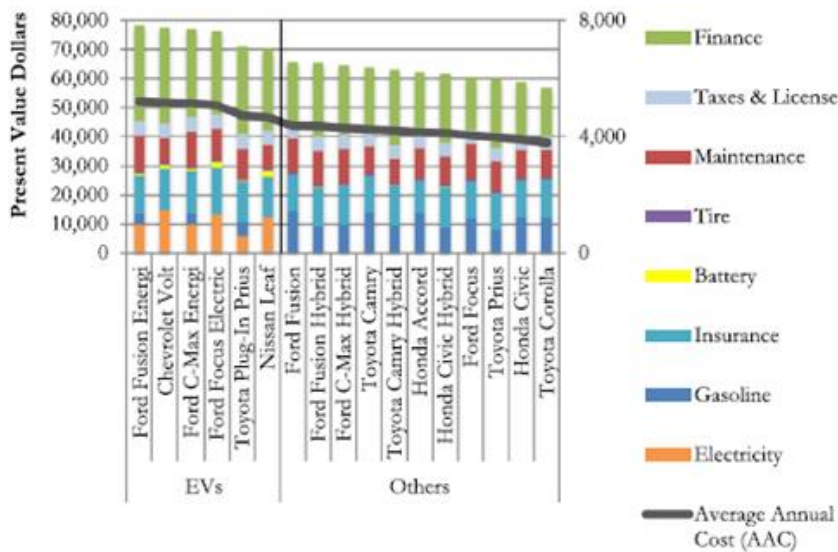


Gráfico 2.1 – VAL sem o apoio federal para VE em 2015 [10].

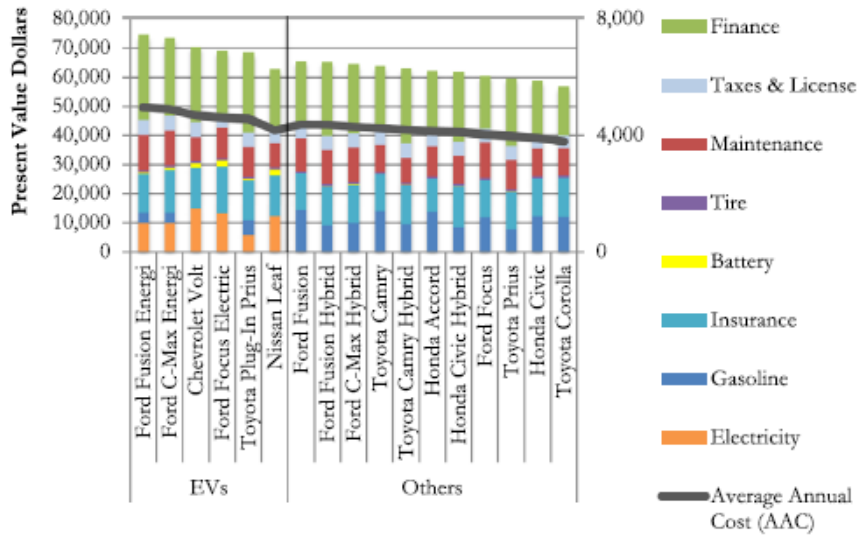


Gráfico 2.2 – VAL com apoio federal para VE em 2015 [10].

Os painéis fotovoltaicos num ambiente residencial, reduzem em cerca de 50% os custos do combustível para os VEs. Os benefícios do PV variam consoante a eficiência do VE em questão, como pode observar no Gráfico 2.3, sendo que o VE mais rentável neste caso é o *Nissan Leaf*.

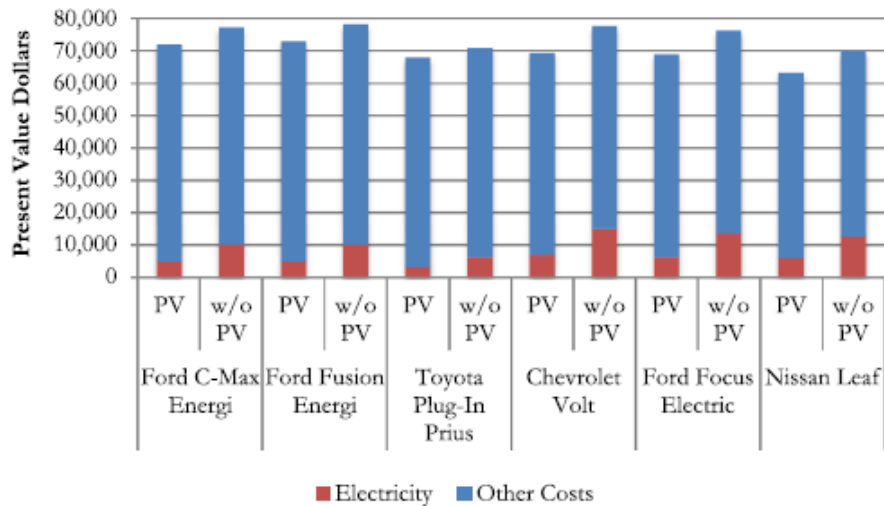


Gráfico 2.3 – VAL dos VEs com painel fotovoltaico [10].

As conclusões que este estudo realizado no Havaí realça, são que o VAL tende a ser maior nos VEs do que nos VT. Os utilizadores de veículos elétricos podem reduzir os seus custos, instalando um sistema fotovoltaico, usando a energia gerada para carregar os seus VEs. Para tornar estes sistemas mais económicos, era importante também conseguir que as empresas fizessem o mesmo, obtendo assim a produção durante a semana.

2.3.3. Caso de Estudo – Itália

Em 2018 [11], Domenico Mazzeo, analisou o carregamento de veículos elétricos, compatibilizando com um sistema fotovoltaico num ambiente residencial, tendo em conta a viabilidade em termos energéticos, económicos e ambientais.

Foram identificados 3 cenários diferentes de carregamento de VE. Num primeiro cenário, o VE carrega diretamente da rede elétrica, sem auxílio dos PV, num segundo cenário com um sistema fotovoltaico irá carregar a bateria do VE, vendendo o excedente à rede elétrica (RE), igualmente com possibilidade de carregar a partir da RE. O terceiro cenário idêntico ao anterior, com a particularidade de ter este sistema com um utilizador residencial, como pode ser observado na Figura 2.1.

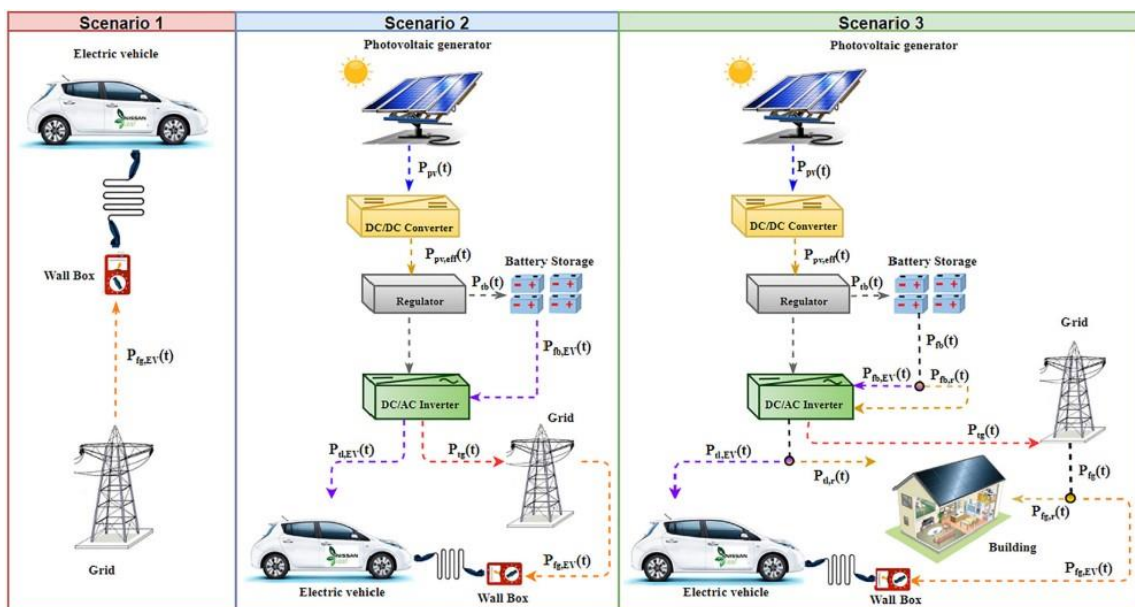


Figura 2.1 – Cenários carregamento VE [11].

Os 3 cenários acima mencionados são avaliados em termos económicos através do Valor Atual Líquido (VAL), método de análise de investimentos, onde calcula a diferença entre o valor presente das receitas menos o valor presente dos custos.

No Gráfico 2.4, no estudo realizado, visualiza-se o consumo dos VEs e dos VTs (gasolina e gasóleo), variando a distância percorrida diariamente. Observa-se um incremento constante do consumo de energia elétrica, gasóleo e gasolina face ao aumento da distância diária percorrida.

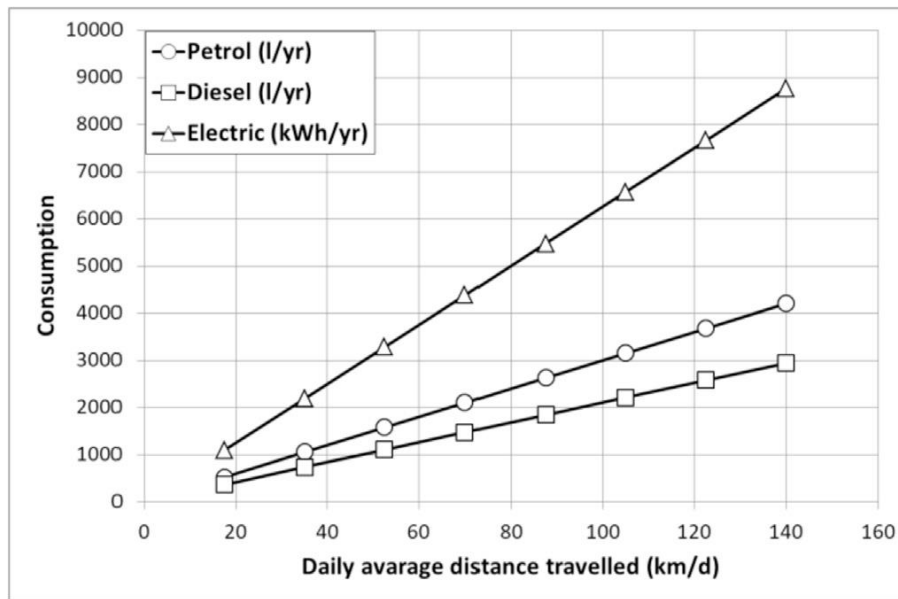


Gráfico 2.4 – Consumo de veículos elétricos e tradicionais [11].

Dos resultados dos testes realizados por [11], em termos energéticos, conclui-se que as potências do PV e das baterias, para limitar a energia retirada da rede para carregar o VE são mais baixas quando existe a carga residencial.

A limitação da energia excedente enviada para a rede com carga residencial, requer capacidades mínimas da bateria e potências máximas dos sistemas fotovoltaicos, maiores do que as necessárias com apenas o carregamento do VE.

Em termos económicos, a rentabilidade de utilização do VE-PV é maior comparativamente com o VT a gasolina do que a gasóleo. Devido aos custos do combustível serem superiores, apesar do preço inicial do veículo a gasóleo ser superior. Quando existe carga residencial, o aproveitamento da energia renovável é superior e assim diminui o consumo da energia da rede, em comparação a um sistema com apenas o VE. Para distâncias curtas, mesmo com ou sem sistema PV, com ou sem carga residencial o VAL é negativo, ou seja, o VT é mais viável. Com o aumento da distância percorrida começa a ser cada vez mais viável economicamente a utilização do VE. Quando o objetivo é satisfazer a carga, o VAL torna-se positivo, apenas quando a carga atinge um certo valor extraído, enquanto, ao limitar a energia excedente, para todas as distâncias, o investimento é rentável. Retirando as restrições acima mencionadas, uma análise económica da utilização das baterias do PV e VE, mostra que existe uma potência ideal do sistema fotovoltaico, respetivamente para cada valor de bateria, com uma carga residencial. O aumento do investimento inicial não garante um VAL alto e ao maximizar esse valor o desempenho do sistema solar não é garantido.

Em termos ambientais, na ausência de energias renováveis, o VE ajuda a reduzir as emissões em comparação com o VT a gásóleo, no entanto, com o VT a gasolina, o mesmo não sucede, devido às termoelétricas tradicionais utilizadas para gerar eletricidade. A maior redução das emissões é conseguida com o sistema fotovoltaico incluído.

Em suma, um cenário ótimo de carregamento do VE, através do sistema fotovoltaico com baterias, que cumpra as duas restrições, não foi encontrado. No entanto, é sempre importante, executar um estudo inicialmente e assim escolher o sistema com melhor rendimento.

2.3.4. Caso de Estudo – China (Xangai)

Em 2020 [12], Jianhong Chena et al, também fizeram um estudo na China, sobre as estratégias de otimização da energia numa casa inteligente com sistema fotovoltaico, sem e com VE e, com especial ênfase na otimização da residência, influência das distâncias nas viagens, condições meteorológicas e diferentes subsídios para os PV.

A metodologia utilizada neste artigo engloba, o VE (onde a bateria é utilizada para fornecer energia à casa, quando não há energia proveniente dos sistemas fotovoltaicos), PV (contribuir no consumo diurno) e sistemas de gestão da energia no ambiente doméstico.

Tendo como objetivo reduzir o custo de eletricidade e maximizar a utilização do sistema fotovoltaico, foram definidas as seguintes prioridades: o excedente do PV é preferível carregar a bateria do VE, se o mesmo estiver em casa durante o dia; a bateria do VE só é carregada durante o período noturno, onde os preços são mais baixos; a bateria do VE fornece energia para o uso doméstico até ao mínimo da carga, durante os períodos de pico.

Na Figura 2.2, estão ilustrados os quatro casos de estudo, tendo estes sido estudados através de um *Optimal Scheduling Algorithm* (OSA). Num primeiro cenário sem PV, com dois casos, o VE apenas é carregado pela rede, num segundo caso, a bateria do VE já serve como armazenamento de energia e ajuda na altura dos picos de consumo. Num segundo cenário com o sistema fotovoltaico para os mesmos dois casos de estudo. O OSA define o agendamento das etapas existentes no sistema.

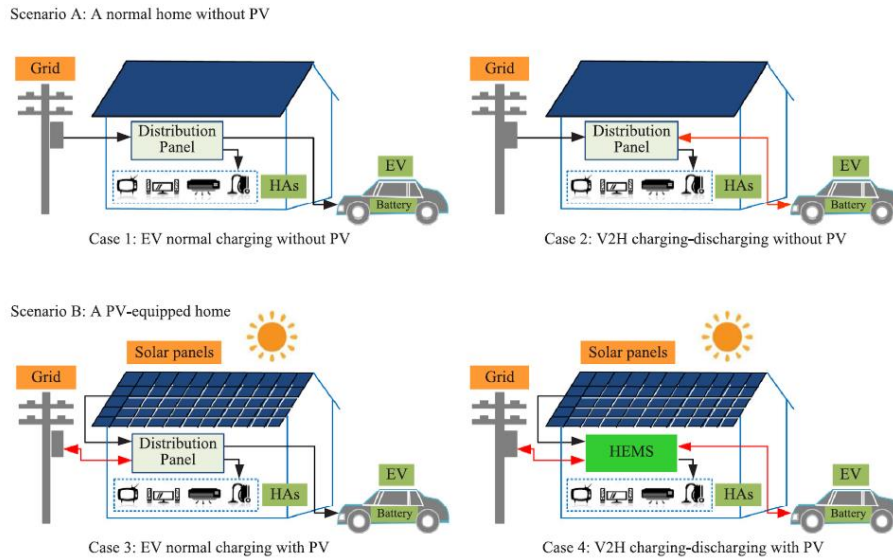


Figura 2.2 – Quatro cenários de estudo [12].

Neste caso de estudo, foi necessário recolher os valores da energia fotovoltaica injetada na rede, os parâmetros do PV, da bateria do VE e os comportamentos dos utilizadores do VE.

Perante os dados recolhidos e os casos existentes pode-se concluir, que os casos 3 e 4 (com PV) têm custos anuais mais baixos que os casos 1 e 2 (sem PV), com o aumento da distância os custos aumentam. Como se pode observar no Gráfico 2.5, as integrações do VE com PV têm benefícios económicos para qualquer distância, ou seja, em Xangai é viável economicamente, também devido aos apoios do governo local.

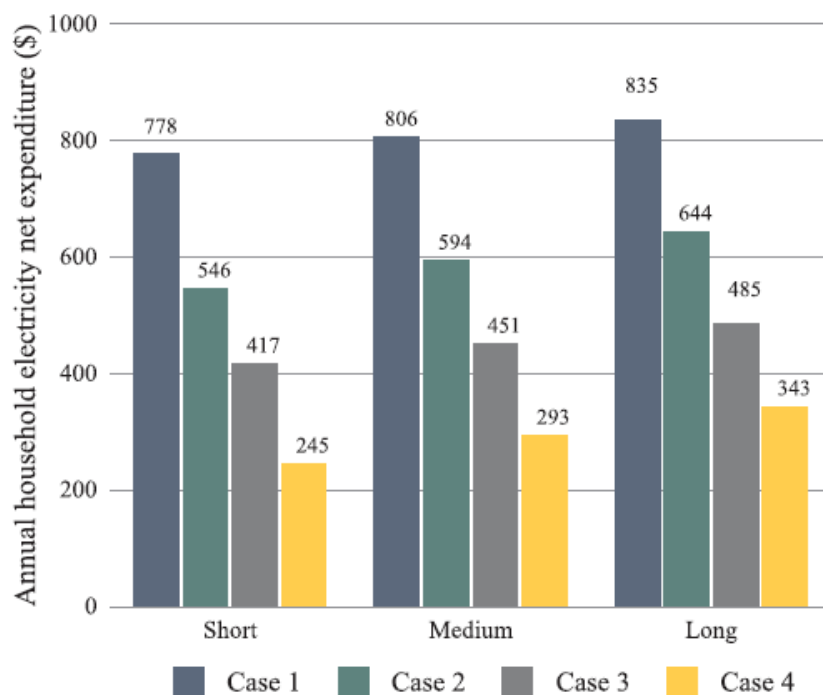


Gráfico 2.5 – Custos anuais líquidos da energia nos 4 casos [12].

2.3.5. Caso de Estudo – China e Japão

Em 2020 [13], Takuro Kobashi et al realizaram um estudo de avaliação da eficácia técnica-económica da compatibilização dos VEs e PV, no setor residencial, em Kyoto (Japão) e (Shenzhen) China de 2018 a 2030.

O modelo técnico calcula as quantidades de energia importada (eletricidade) e exportada (PV) por hora e radiação solar. O modelo económico, analisa os resultados da energia importada e exportada, juntamente com as tarifas e preços projetados com tarifas *feed-in* (FITs), sendo essas taxas com preços diferentes por cada fonte de energia renovável, com o intuito de estimular o seu desenvolvimento. Ambos os modelos são analisados para quatro casos em estudo, com PV apenas, com VE e PV, baterias e PV e apenas com VE, ao longo de 12 anos, usando perfis de carga e a radiação solar, como pode observar na Figura 2.3.

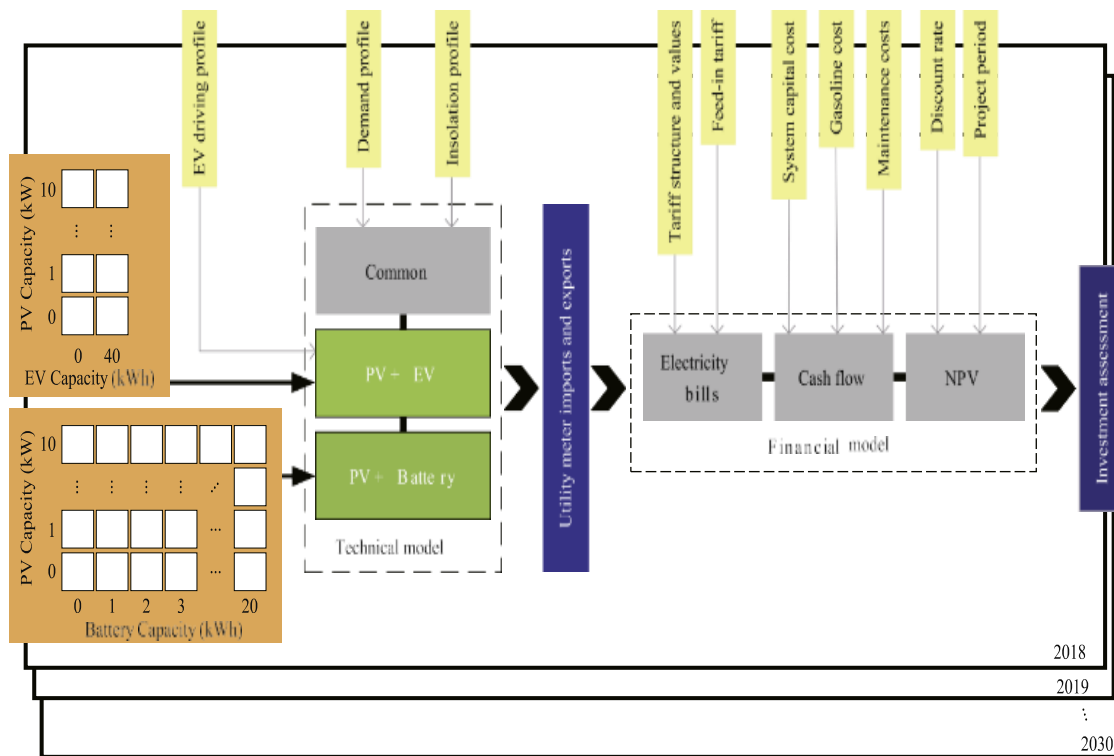


Figura 2.3 – Modelo técnico-económico [13].

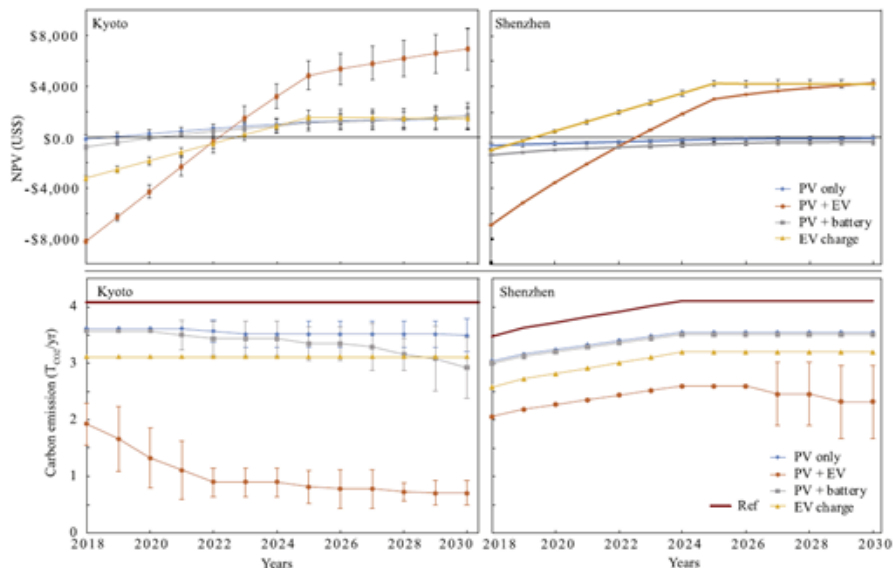
Após todos os custos detalhados de todos os componentes em estudo, análises de sensibilidade do VAL, preços do combustível e emissões, foram criados 28 cenários, 14 para cada cidade, com ou sem os FITs e com um aumento de 1% ou não, das tarifas da energia, como pode observar na seguinte Tabela 2.2.

Tabela 2.2 – Cenários estudados [13].

Scenario description for different technology combinations, FITs, and annual tariff increase. First characters in scenario names indicate K = Kyoto and S = Shenzhen.

Scenarios	Technology combination	FITs	Annual tariff increase
K1, S1	PV only	Yes	1%
K2, S2	PV only	No	1%
K3, S3	PV only	Yes	0%
K4, S4	PV only	No	0%
K5, S5	PV + EV	Yes	1%
K6, S6	PV + EV	No	1%
K7, S7	PV + EV	Yes	0%
K8, S8	PV + EV	No	0%
K9, S9	PV + battery	Yes	1%
K10, S10	PV + battery	No	1%
K11, S11	PV + battery	Yes	0%
K12, S12	PV + battery	No	0%
K13, S13	EV charge only	N/A	1%
K14, S14	EV charge only	N/A	0%

Dentro de todas as combinações técnicas consideradas, em 2030, um sistema fotovoltaico conjuntamente com um veículo elétrico, destaca-se com o melhor desempenho em termos económicos e ambientais, apesar dos custos iniciais serem mais elevados. Ao que tudo indica este sistema irá ter grande expansão num futuro próximo. Os restantes cenários não terão tanto desenvolvimento, como se pode observar no Gráfico 2.6.


Gráfico 2.6 – VAL e emissões dos quatro cenários [13].

2.4. Comportamentos dos Utilizadores

Nesta secção será abordado os comportamentos dos utilizadores dos VEs.

2.4.1. Caso de Estudo – Japão

Em 2018 [14], Xiao-Hui Sun et al realizaram um estudo aos comportamentos dos utilizadores de um veículo elétrico híbrido (PHEV), com autonomia elétrica de 24 km, perante uma variação dos preços de eletricidade, no Japão.

Os perfis de carregamento, com base nos comportamentos dos utilizadores do PHEV depois de chegarem a casa, foram distribuídos em quatro tipos: sem carregamento, carregamento imediatamente após chegar a casa, carregamento no horário mais barato e carregamento noutros horários, como se pode observar, pelo Gráfico 2.7.

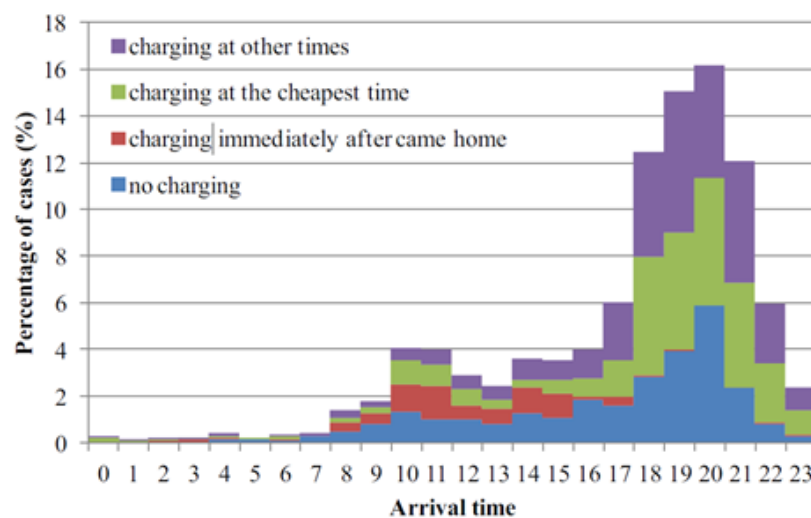


Gráfico 2.7 – Distribuição dos comportamentos de carregamento [14].

O modelo estatístico utilizado é uma regressão, que tem como objetivo explorar vários fatores que influenciam a residência de um utilizador PHEV, com um modelo *logit multinomial* e quatro *logit* mistos.

Aplicado este modelo em 12 residências, foi concluído que os utilizadores carregam os seus veículos quando chegam a casa, com o aumento da distância de condução e tendem a não carregar quando a última viagem foi mais longa que o limite (24km). Os utilizadores decidem carregar os seus veículos, logo após chegarem a casa, sem ter em consideração os preços da energia elétrica.

Perante os preços dinâmicos de eletricidade (DRP) estudados, inicialmente, Gráfico 2.8, onde os custos são mais baratos durante o dia (provavelmente devido a um maior excedente de energia solar) e são mais caros durante a noite (devido ao maior consumo doméstico). Pode-se concluir que um menor DRP incentiva significativamente todos os utilizadores a

carregar com os preços mais baixos. Também a diferença do preço do DRP, entre o carregar logo após chegar a casa e o mais barato não afeta significativamente a tendência de carregar imediatamente após chegar a casa, apesar de a maioria chegar no horário mais barato ou durante o dia.

Este estudo têm as suas desvantagens, pois a amostra usada para determinar o comportamento na escolha do tempo de carga é curta e pode reduzir a eficiência da estimativa do modelo. Também podem ser incluídos mais fatores que influenciam os comportamentos, como renda, atividades de rotina dos utilizadores, prever os níveis de procura por cada hora do dia, entre outros.

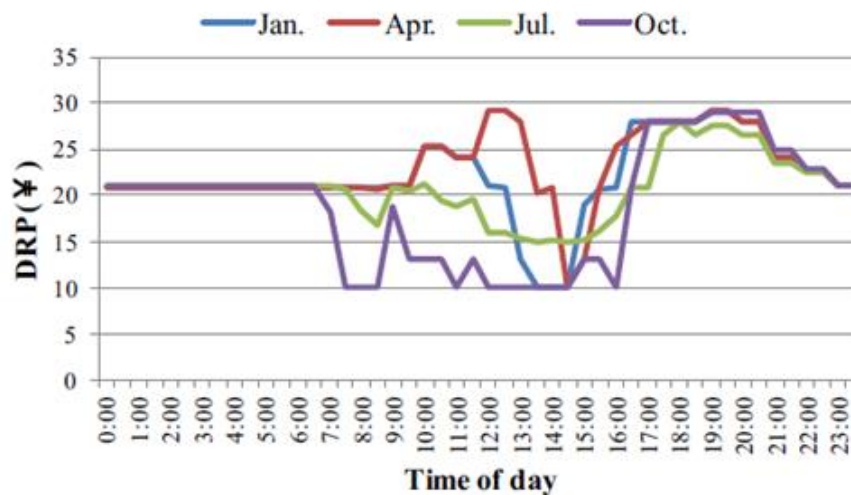


Gráfico 2.8 – Preços dinâmicos da eletricidade [14].

2.5. Outras Tecnologias – Estações de Carregamento dos VEs

De forma a melhorar a eficiência dos VEs é importante, nomeadamente para viagens mais longas, com o crescente número de VEs, existirem as estações de carregamento rápido, sem que afete a qualidade da energia. Em 2019 [15], foi estudado por Kameswara Satya Prakash Oruganti et al, uma estação solar fotovoltaica de carregamento rápido, no qual consegue um carregamento de 80%, em aproximadamente 10 minutos.

No mesmo ano [16], Ayda Esfandyaria et al, analisaram o desempenho de uma estação para carregamento de veículos elétricos, com sistema fotovoltaico, num clima temperado, na Irlanda. Concluíram que o sistema estudado, durante um ano, obteve uma eficiência média de 13,4%.

Um outro estudo de um sistema de armazenamento de energia fotovoltaica e bateria, fora da rede elétrica, realizado em 2018 na Espanha [17], por Luis Santiago Azuara Grande et al, comparando com os pontos de carregamento conectados à rede, demonstrou ser uma opção bastante viável, confiável e competitiva técnica e economicamente e, além de reduzirem por completo as emissões.

3. Metodologia

Neste capítulo será explicada a abordagem a utilizar no capítulo quatro, a ferramenta utilizada, uma breve introdução aos diferentes cenários e será abordada como será feita a análise dos estudos de casos e dos resultados.

3.1. Abordagem dos estudos de caso

A abordagem utilizada no capítulo seguinte pretende estudar uma possível solução para o cenário atual, cenário esse de um sistema de UPP numa residência em Leiria. Esta abordagem faz sentido uma vez que nos dias de hoje, fruto do baixo valor de venda da energia à rede elétrica, não compensa estar a injetar energia na rede. O cenário atual, simulado na ferramenta utilizada (SAM, será descrito mais à frente neste capítulo), comprovará o redigido anteriormente.

De seguida, foi estruturado o cenário base, situado na mesma residência em Leiria e com um sistema UPAC (a ideia é converter a UPP existente em UPAC). Este chama-se de cenário base, pois será o suporte para os restantes cenários. No seguinte cenário, foi acrescentado ao estudo o VE, com dois perfis de carregamento. Isto para se perceber o impacto, a compatibilidade com o sistema e se um perfil de carregamento de noite ou de dia, influência o aproveitamento da energia produzida. Posteriormente, com o propósito de armazenar o excedente de energia, sem o VE numa primeira análise, inseriu-se uma bateria, para armazenar a energia excedente durante o dia e posteriormente utilizar essa energia durante a noite. Por último, a este sistema acrescentou-se novamente o VE, com os dois perfis de carregamento, com o intuito de perceber, se com o aumento do consumo, se consegue um maior aproveitamento do investimento realizado na bateria e se o mesmo é compatível.

De modo a conseguir realizar a simulação dos estudos de casos foi utilizada a ferramenta *System Advisor Model* (SAM), explicada no seguinte subcapítulo.

3.2. Ferramenta utilizada SAM

O SAM [18] é um *software* gratuito, que faz uma análise técnico-económica e que ajuda na tomada de decisão para os responsáveis do setor de energias renováveis, desde engenheiros, gestores de projeto, analistas políticos, estudantes, etc. Possibilita a comparação de

tecnologias, estimar o custo de energia, estudo de como uma determinada política afetaria a economia de um sistema típico. Permite desenvolver um conceito inovador, para estimar o potencial técnico numa determinada região, aprender sobre energias renováveis, explorar estruturas de financiamento e também para desenvolver dissertações.

Utilizou-se esta ferramenta, primeiramente por ser gratuita e ser criada por antigos investigadores do programa *Homer*, visto que os mesmos trouxeram a base para esta ferramenta. O *Homer* neste momento a sua utilização carece de subscrição. Segundo por ter uma variedade de modelos tecnológicos e económicos na área das energias renováveis e terceiro por apresentar uma panóplia de resultados bastante exaustiva e discriminativa.

Por outro lado, durante a realização dos estudos de casos, nomeadamente com a inclusão do veículo elétrico, verificou-se que o SAM, ainda não está totalmente preparado para simular o mesmo, assim após exaustivas pesquisas sobre o programa e troca de opiniões com os criadores da ferramenta, chegou-se a uma solução de utilização do perfil de carga do VE. Solução esta, que consistiu na junção ao diagrama de cargas da residência, o perfil de carga do VE. Assim deste modo, foi possível simular o seu percurso ao longo dos dias e a sua influência na residência, no entanto, deste não foi possível simular, caso fosse viável, a injeção de energia da bateria do VE para a habitação.

3.2.1. Tecnologias

O SAM pode modelar diversos tipos de sistemas de energias renováveis:

- Sistemas fotovoltaicos (módulo fotovoltaico, Figura 3.1 e concentrados, Figura 3.2).
- Armazenamento de baterias de íon de lítio, ácido de chumbo ou baterias de fluxo para UPAC e UPP, Figura 3.3.
- Sistemas de concentração de Energia Solar para geração de energia elétrica, incluindo refletor parabólico (Figura 3.4), torre de energia (Figura 3.5) e *fresnel* linear (Figura 3.6) e através do calor do processo industrial para o refletor parabólico e sistemas lineares de *Fresnel*.
- Sistemas de energia das ondas e marés (Figura 3.7).
- Energia eólica, de turbinas individuais a grandes parques eólicos (Figura 3.8).
- Células de combustível, converte hidrogénio, gás natural ou outro combustível (Figura 3.9).
- Geração de energia geotérmica (Figura 3.10).

- Sistemas de aquecimento de água (Figura 3.11).
- Combustão de biomassa para geração de energia (Figura 3.12).



Figura 3.1 – Sistema fotovoltaico de autoconsumo.



Figura 3.2 – Módulos fotovoltaicos de concentração localizados no terraço do edifício C6 pela Universidade de Jaen em Espanha [19].



Figura 3.3 – Sistema autoconsumo com bateria [20].



Figura 3.4 – Parabolic Trough Solar Power Plant [21].



Figura 3.5 – Torre de Energia Solar situada Nye County School District, NV, USA [22].

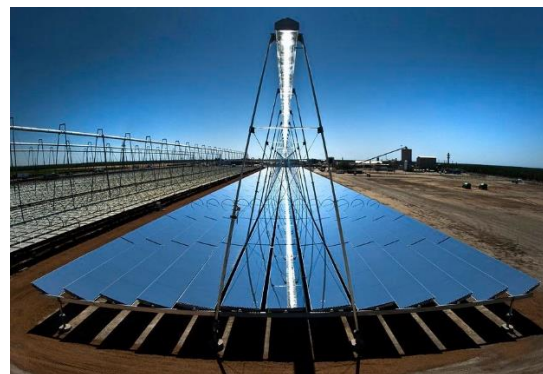


Figura 3.6 – Refletor compacto linear, Kimberlina Solar Thermal Power Plant, situado Bakersfield, Califórnia, EUA [23].



Figura 3.7 – Energia das Marés [24].



Figura 3.8 – Parque Eólico situado em Torres Vedras, Portugal [25].

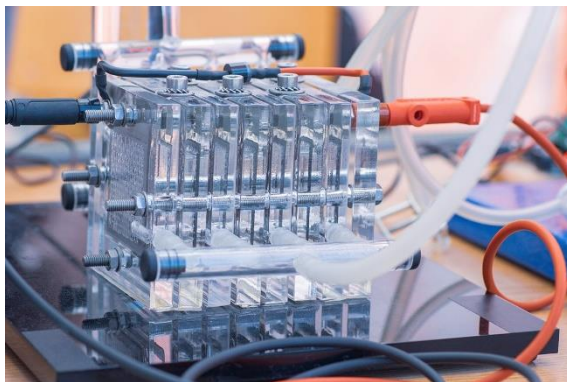


Figura 3.9 – Célula de combustível de hidrogénio [26].



Figura 3.10 – Energia Geotérmica [27].



Figura 3.11 – Sistema solar térmico [28].



Figura 3.12 – Energia de Biomassa no Brasil [29].

3.2.2. Financeiro

Os modelos financeiros presentes no SAM, são apenas para:

- Projetos residenciais e comerciais, onde o sistema de energia renovável, está do lado do cliente (atrás do contador - UPAC), do qual esta energia produzida pelo sistema é usada para reduzir a fatura elétrica.

- Sistemas UPP que são projetos ligados à rede elétrica, com o objetivo de apenas vender a energia produzida. Este pode ser de um único proprietário ou de uma parceria com uma empresa.
- Sistema instalado num edifício residencial ou comercial que seja propriedade de terceiros sob um contrato de compra de energia ou de aluguer com o proprietário de edifício.

3.2.3. Características do SAM

Esta ferramenta tem como características diferenciadoras:

- Modelos financeiros detalhados de fluxo de caixa, incluindo taxas complexas de serviços públicos.
- Modelos detalhados de bateria, com a possibilidade de colocação do lado DC ou AC do sistema, múltiplas estratégias de despacho automatizado para diferentes mercados, colocação atrás ou à frente do contador.
- Recursos de análise avançada:
 - Simulações paramétricas que consistem na atribuição de mais de um valor a uma variável ou mais, para verificar diferentes resultados e assim escolher o mais favorável.
 - Simulações estocásticas com a possibilidade de gerar distribuições de valores de entrada para análises estatísticas e de sensibilidade.
 - Simulações P50/P90, ou seja, um valor P90 é um valor que se espera que seja alcançado ou excedido 90% do tempo, isto para uma análise de no mínimo de dez anos de dados meteorológicos, com todos os dados de cada ano.
 - Linguagem *Script* (LK, *Language Kit*) com sintaxe semelhante à linguagem em C, é parecido ao *Visual Basic* no Excel. Permite automatizar tarefas de simulação repetitivas ou complexas dentro do projeto criado, pode ser usado para ler e escrever dados de arquivo de texto e valores das variáveis de entrada do SAM, fazer simulações, ler valores das variáveis de saída e criar gráficos, para mais informações sobre esta linguagem pode ser consultado no [30].

- Macros, é um pacote já criado em Linguagem *Script*, como por exemplo para a taxa de desconto real, valor do sistema de energia renovável, combinar casos entre si, entre muitos outros.
- O kit de desenvolvimento de *software* SAM (SDK em inglês) é uma coleção de ferramentas para criar modelos de sistema de energia renovável usando uma interface de programação de aplicativo (API em inglês) que fornece acesso ao núcleo de simulação do SAM (SSC em inglês):
 - A API SSC fornece acesso ao SSC, que é uma biblioteca de módulos para modelagem de projetos de energia renovável.
 - *SDKtool* é um programa que vem com a instalação do SAM para explorar o SSC. Inclui um navegador de módulo que pode executar módulos SSC individuais, uma lista de dados que exibe listas editáveis de entradas e saídas do módulo e um editor de *script* onde pode-se testar algoritmos na linguagem de *script* LK.
 - O gerador de código do SAM, gera e cria um programa pronto para execução, escrito numa das várias linguagens, entre as quais *Python*, com suporte nas bibliotecas e arquivos de dados do SAM, informações mais detalhadas em [31].
- Serviços online de API (apenas o *PVWatts*, [32]).
- Fonte de código aberto a toda a comunidade do SAM, promovendo transparência, flexibilidade e colaboração [33].

3.3. Análise dos estudos de casos

A análise dos estudos de casos, será realizada em termos de desempenho e financeiro dos sistemas, comparando o estudo de caso anterior com o seguinte e assim sucessivamente. Por fim será realizada uma comparação entre todos, chegando ao estudo de caso mais em conta no momento de realização desta dissertação, consoante os pressupostos definidos de igual em todos os casos.

De seguida será especificado o cenário atual, todas variáveis inseridas, o que cada uma influência e por fim os resultados, sempre que possível acompanhado de uma imagem a exemplificar os mais impactantes e decisivos.

3.4. SAM e o Cenário atual - Casa (C) + Sistema de Unidade de Pequena Produção (UPP)

Este cenário simboliza o panorama atual da residência, neste caso um sistema de UPP, com os valores atuais de compra e venda de energia. O objetivo da simulação é verificar que atualmente este sistema já não compensa em termos financeiros, ou seja, o investimento face ao retorno.

3.4.1. Localização e recurso

O estudo de caso é baseado numa residência familiar, a qual tem um diagrama de carga mostrado do Gráfico 3.1. O consumo anual de energia da residência é de 5282,58kWh. Os maiores consumos são nos meses de outono/inverno (outubro, novembro, dezembro e fevereiro), sendo que o oposto acontece nos meses de abril e agosto.

A potência contratada desta habitação é de 10,35kVA, e o sistema fotovoltaico terá uma potência instalada de 4 kWp com um inversor de 3,850kW.

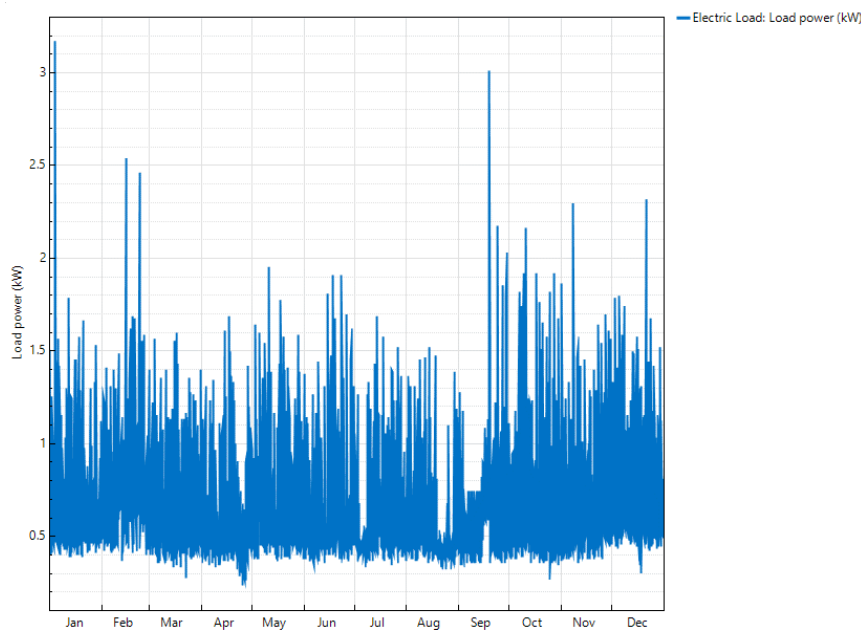


Gráfico 3.1 – Diagrama de carga moradia em Leiria.

O recurso solar, de Leiria, com uma latitude de 39.75° e longitude de -8.819° , está apresentado no Gráfico 3.2. Como seria de esperar existe uma maior radiação solar nos meses de verão.

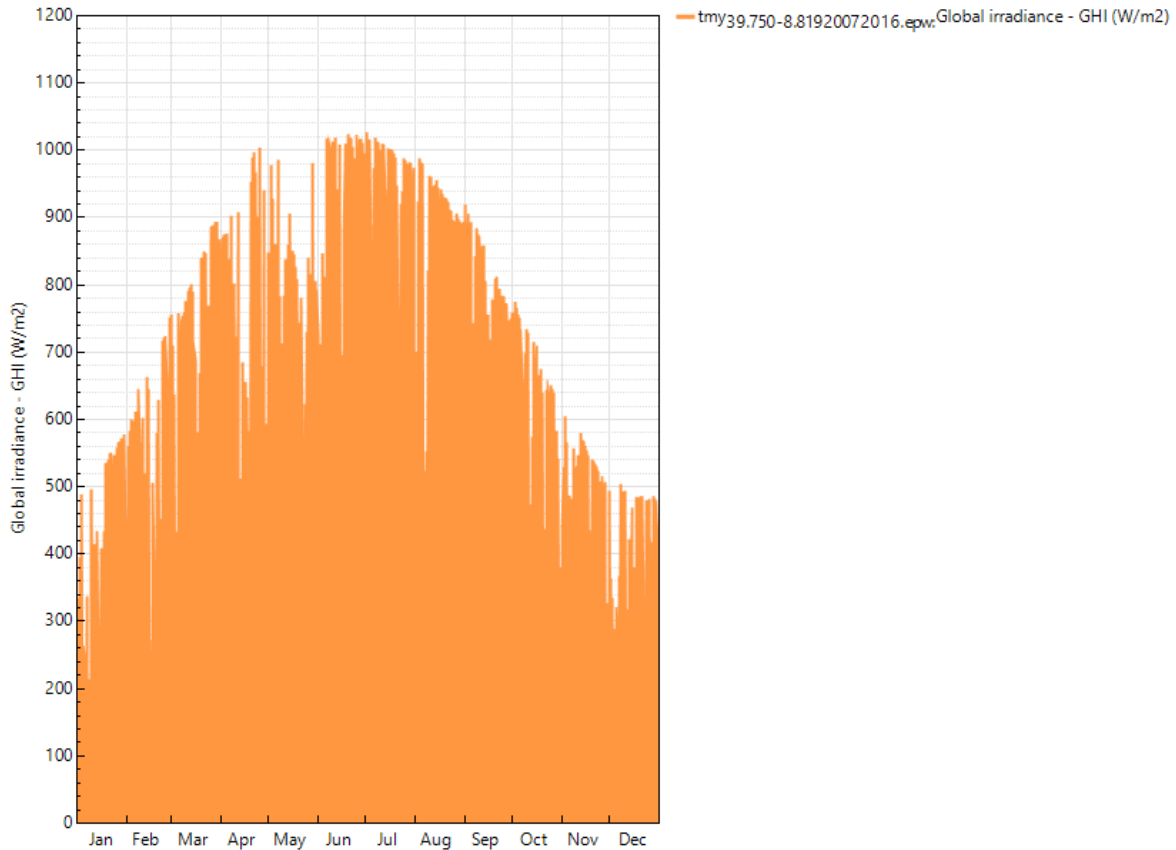


Gráfico 3.2 – Radiação Global Solar em Leiria.

3.4.2. Módulo

O modelo de desempenho da comissão de energia da Califórnia contém o módulo fotovoltaico *SunPower* de 335Wp. Este modelo estava predefinido e usa o modelo de díodo único de cinco parâmetros do Laboratório de Energia Solar da Universidade de *Wisconsin-Madison* descrito por [34] e por [35]. Calcula a corrente e a tensão de um módulo sobre uma gama de condições de recursos solares (representados por uma curva I-V, como pode-se observar no Gráfico 3.3), usando um circuito elétrico equivalente cujo as propriedades elétricas são determinadas a partir de um conjunto de cinco parâmetros de referência. Esses cinco parâmetros, potência máxima (P_{mp} , 335,2W DC), tensão de potência máxima (V_{mp} , 57,3V DC), corrente de potência máxima (I_{mp} , 5,8A DC), tensão de circuito aberto (V_{oc} , 67,9V DC) e corrente de curto-circuito (I_{sc} , 6,2A DC), por sua vez, são determinados a partir de dados padrão fornecidos pelo fabricante do módulo.

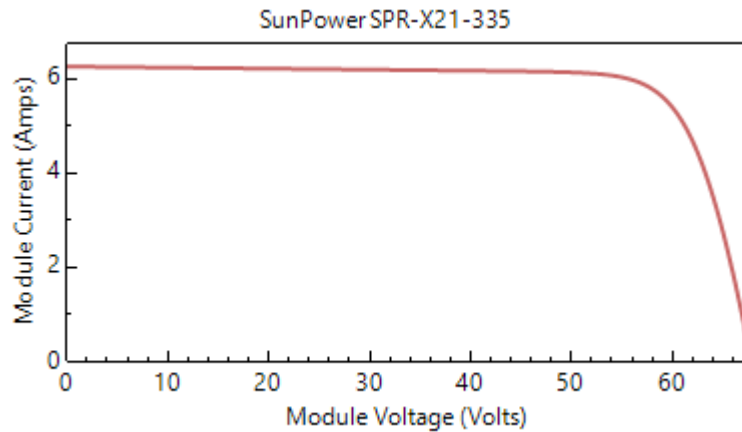


Gráfico 3.3 – Curva entre a corrente e a tensão.

Em relação à correção da temperatura, foi utilizado o método da temperatura nominal da célula operacional (NOCT). Este determina a temperatura da célula com base nos parâmetros do módulo, se o suporte de montagem é no solo ou em *rack*, isto para que quando existe muito espaço entre a parte detrás do módulo e o solo ou a superfície do telhado. As restantes características do módulo estão no Anexo A – Módulo.

3.4.3. Inversor

O modelo escolhido para o desempenho do inversor foi o *Inverter California Energy Commission (CEC) Database*. Este é uma implementação do modelo *Sandia*, usa os parâmetros de um banco de dados de inversores disponíveis no CEC. O modelo de banco de dados CEC consiste num conjunto de equações que o SAM usa para calcular a saída em Corrente Alternada (AC) do inversor, com base na entrada em Corrente Contínua (DC) do sistema fotovoltaico e um conjunto de coeficientes determinados que descrevem as características do inversor. Perante este modelo foi escolhido o inversor da *SMA America*: SB3800TL-US-22[240V] de 3,85kW, o mesmo converte no máximo 3,964kW em DC, sendo assim está de acordo com a potência instalada dos painéis fotovoltaicos 4,022kW.

Curva de eficiência e características

Ao selecionar da lista o inversor, o SAM mostra a curva de eficiência, Gráfico 3.4 e os parâmetros da biblioteca do inversor *Sandia*, estes são usados como entradas.

O número de entradas do ponto de potência máxima do seguidor (MPPT) foi definido como 1, assim a cada entrada corresponde um *subarray* definido.

O SAM calcula e define a eficiência ponderada CEC (97,053%) e a eficiência ponderada europeia (96,676%). Para calcular as eficiências, o SAM calcula a eficiência nominal do inversor em sete níveis de potência diferentes e aplica o conjunto de fatores de ponderação para os métodos CEC e europeu no cálculo da eficiência ponderada.

Pode consultar uma lista detalhada com os parâmetros das curvas de redução da temperatura do inversor no Anexo B – Parâmetros do inversor e curvas de redução da temperatura.

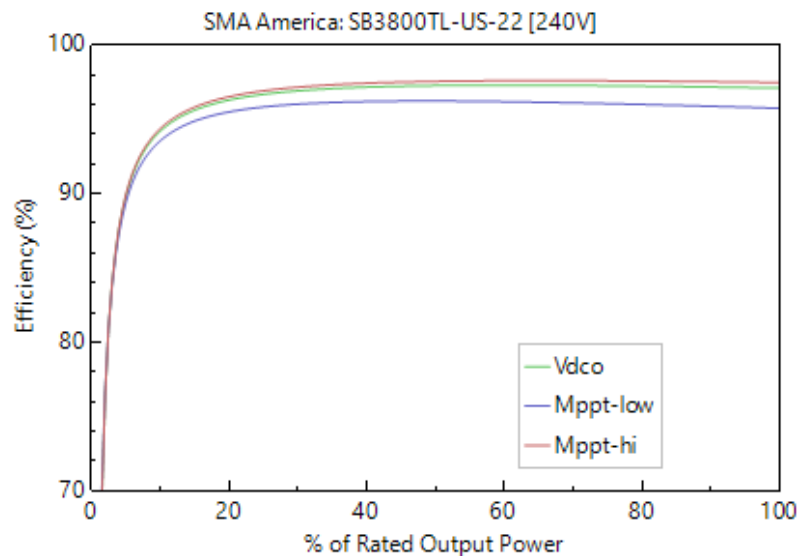


Gráfico 3.4 – Curva de eficiência do inversor.

3.4.4. Dimensionamento do sistema

Nesta seção são definidas todas as variáveis relacionadas com o dimensionamento do sistema fotovoltaico.

Dimensionamento AC

Inicialmente é definido o número de inversores, neste caso foi de 1 inversor de 3850W. A conversão de DC para AC é predefinida de 1,04.

Dimensionamento e configuração DC

A matriz pode ter até 4 submatrizes, neste caso definiu-se apenas uma, com 6 módulos conectados em série por *string*.

O número de módulos por *string* em circuito aberto (V_{oc}) e a tensão nominal por *string* da potência máxima (V_{mp}). O V_{oc} de 407,4 V, deverá ser menor que a tensão máxima MPPT de 480 V DC e a V_{mp} de 343,8 V deve estar entre mínimo 100 e máximo 480 V DC.

As *strings* em paralelo, 2 *strings* de módulos conectados em paralelo para formar um *subarray*, este número de *strings* em paralelo e o número de *subarrays* determinam a potência DC do sistema em quilowatts.

- A potência DC (kW) calcula-se multiplicando o número total de módulos (12), pela potência máxima do módulo (335W), a dividir por (1000W/kW).
- *String* V_{oc} nas condições de referência, 407,4 V, tensão DC em circuito aberto do módulo (67,9V) vezes Módulos por *string* (6).
- *String* V_{mp} nas condições de referência, 343,8 V, tensão DC no ponto de potência máxima do módulo (57,3V) por cada *string* de módulos (6) nas condições de referência.

No Anexo C – Dimensionamento, pode observar-se um resumo do dimensionamento, o rastreamento/orientação, informações e estimativa da área dos painéis.

3.4.5. Sombreamento e layout

O sombreamento e a neve são algumas das reduções da incidência da radiação nos módulos fotovoltaicos.

Dimensões do módulo

A divisão entre o comprimento do módulo (1,66514m) e a largura do módulo (0,979496m) é igual à proporção do módulo 1,7.

O comprimento do módulo é a raiz do produto da área do módulo ($1,631\text{m}^2$) e proporção do módulo (1,7).

A largura do módulo é a raiz da divisão entre a área do módulo ($1,631\text{m}^2$) e a proporção do aspeto do módulo (1,7).

A área do módulo selecionado é de $1,631\text{m}^2$.

3.4.6. Perdas

As perdas consideradas são as sujidades e as perdas elétricas nos cabos.

Perdas por radiação

As perdas por radiação são as responsáveis pela redução da radiação solar, causadas por poeiras e outras sujidades que possam estar presentes nos módulos fotovoltaicos.

O SAM calcula o valor da radiação incidente nominal para cada intervalo de tempo, usando os valores da radiação solar do arquivo de clima e os ângulos de sol. Quando é especificado o valor das perdas, o SAM ajusta o valor da radiação incidente nominal por cada percentagem de perda, devido à sujidade por cada intervalo de tempo.

A perda média anual de sujidade é de 5%, onde é aplicado o valor da média mensal, os mesmos 5%.

Perdas DC

As perdas DC, são as responsáveis pelas perdas elétricas do lado contínuo, as mesmas são divididas em 3 categorias:

- Módulos, 2%, de diferenças entre os desempenhos dos módulos individuais.
- Díodos e conexões, 0,5%, de perdas nas tensões que cai nos díodos e conexões elétricas.
- Cabos DC, 2%, de perdas resistivas nos cabos.

Assim sendo, o total de perdas de energia do lado DC, são de 4,440%, sendo que, $100\% \times \{1 - [(1 - \text{módulos} \div 100\%) \times (1 - \text{Díodos e conexões} \div 100\%) \times (1 - \text{cabos DC} \div 100\%)]$.

Perdas AC

As perdas AC são de 1%. Estas são responsáveis pelas perdas na parte elétrica no lado do sistema AC, ou seja, entre o inversor e o ponto de ligação à rede.

3.4.7. Limites na rede

Neste separador é definido o limite de exportação de energia da rede, com o intuito de reduzir as exportações do sistema para a rede.

O limite de interconexão da rede é a potência máxima em corrente alternada, 10,35 kW AC, que o sistema pode fornecer à rede. Para cada intervalo de tempo em que a saída excede o limite, o SAM define o limite máximo.

3.4.8. Vida e degradação

Neste parâmetro, as entradas introduzidas, permitem avaliar e modelar um declínio na produção do sistema ao longo do período de avaliação do sistema.

O SAM modela a degradação anual em termos da saída DC, 0,5% por ano neste caso.

3.4.9. Custos do sistema fotovoltaico

Na página dos custos do sistema fotovoltaico são atribuídos todos os custos associados à instalação e operação de um projeto fotovoltaico, assim consegue-se calcular o custo de investimento do projeto e todos os custos anuais associados.

Os custos são divididos em custos de capital diretos e indiretos, com intuito de ajudar a controlar os custos da instalação. Os custos foram inseridos em dólares no programa, no entanto, corresponde praticamente ao mesmo valor em euros, logo estão abordados em euros ao longo desta dissertação. Estes valores foram obtidos através de contatos com diversas empresas.

Custos de capital direto (€)

Os custos de capital direto representam uma despesa de uma peça específica do equipamento ou serviços associados à instalação inerentes ao ano zero, como o módulo, inversor, mão de obra e despesas gerais.

Módulo (€)

Os custos dos 12 módulos são 0,4€/W DC multiplicado pela capacidade total, 4,022 kW DC (nas condições de referência), perfazendo um total de 1.608,98€.

Inversor

O custo do inversor é 0,2€/W AC multiplicado pela capacidade total do inversor, 3,850 kW AC, contabilizando um total de 770€.

Equipamentos/material do sistema, mão de obra, margem e despesas gerais

As despesas são expressas em €/W DC, ou seja, um custo proporcional à capacidade do sistema fotovoltaico (4,022 kW DC), 0,31€/Wp nos equipamentos do sistema, 0,19€/Wp em mão de obra e 0,27€/Wp na margem e despesas gerais que correspondem ao total de 1.246,96€, 764,27€ e 1.086,06€.

Os equipamentos do sistema, mão de obra, margem do instalador e outras despesas são de 5.476,28€ dos custos diretos.

Custos de capital indireto (€)

Estes são os custos que normalmente não se consegue identificar como um valor de uma peça específica do sistema ou valor de um serviço na instalação. Novamente os custos são definidos como um custo proporcional à capacidade do sistema (€/W DC).

Nesta categoria definiu-se para o licenciamento e estudos ambientais de 0,14€/W DC multiplicado por 4,022 kW DC, contabilizando 563,14€. Relativamente à engenharia aplicada foi de 0,25€/W DC, totalizando 1.005,61€. A soma dos custos indiretos é de 1.568,76€.

Custo total instalado

Assim sendo somando ambos os custos diretos e indiretos, o valor esperado na instalação do sistema fotovoltaico são de 7.045,04€, o que dá uma média de 1,75€/W DC.

Custos de operação e manutenção

Estes custos representam as despesas anuais com equipamentos e serviços que ocorrem após a instalação do sistema.

Custo fixo por capacidade, 29€/kW.ano, sendo um custo anual fixo proporcional à capacidade do sistema.

3.4.10. Parâmetros financeiros

Neste tópico será abordado as entradas em termos económicos para o modelo financeiro residencial.

Tipo de empréstimo

Empréstimo padrão, onde os pagamentos dos juros não são dedutíveis do imposto.

Parâmetros de empréstimo residencial

- Fração de dívida, 100%, do capital líquido a ser emprestado, sendo que o custo de capital é o custo total instalado (7.045,04€).
- Prazo de empréstimo, 25 anos, número de anos necessários para pagar o empréstimo.
- A taxa de empréstimo, 5% ao ano, taxa de juros nominal anual do empréstimo.

Parâmetros de análise

Estes são parâmetros onde é especificado o período de análise, a taxa de inflação e a taxa de desconto.

- Período de análise, 25, são o número de anos abrangidos pela análise, o que equivale à vida do projeto.
- A taxa de inflação, 2,5%/ano, valor padrão baseado nos dados do índice de preços ao consumidor pelo departamento de estatística do trabalho do USA, sendo a média anual do índice de preços ao consumidor entre 1991 e 2012. Portugal nos últimos 21 anos (2000-2021) é de 1,73% [36].
- A taxa de desconto real, 3,67%/ano, taxa para calcular o valor presente (valor no primeiro ano), este valor padrão é baseado numa estimativa razoável para projetos de energia renovável nos Estados Unidos. A mesma é semelhante em Portugal, na ordem dos 3% segundo [37], isto porque as taxas de desconto são muito subjetivas e os projetistas raramente partilham estas informações.
- A taxa de desconto nominal, 4,78%/ano, calcula o desconto com base nos valores da taxa de desconto real e na taxa de inflação em Portugal (3% e 1,73% respetivamente), ou seja, Taxa de desconto nominal = $[(1 + \text{Taxa de desconto real} \div 100) \times (1 + \text{Taxa de inflação} \div 100) - 1] \times 100$.

Taxas de impostos e seguros

As taxas anuais de imposto de renda federal e estadual, aplicam-se às receitas tributáveis e são usadas para calcular os benefícios fiscais e obrigações do projeto. A taxa de imposto federal/nacional é de 21%/ano e 7%/ano de taxa de imposto estadual/distrito.

A contribuição predial, Imposto Municipal sobre Imóveis (IMI), é uma despesa anual do projeto, que o SAM inclui como despesas operacionais, estas são dedutíveis do imposto por cada ano.

- Percentagem avaliada, 100%, do custo total instalado está sujeito a impostos sobre a propriedade, esse valor é calculado para avaliar a propriedade nesse primeiro ano.
- Valor avaliado, 7.045,04€, no primeiro ano do projeto, este valor é calculado através do produto da percentagem avaliada (100%) com o custo total instalado (7.045,04€). Este custo total instalado foi abordado anteriormente na seção dos custos do sistema.

3.4.11. Taxas de eletricidade

As entradas das taxas de eletricidade determinam como o projeto é compensado através da eletricidade gerada pelo sistema fotovoltaico. No modelo residencial assume-se que o cliente de energia é o proprietário e opera o sistema. Neste modelo pode-se verificar a economia realizada e o VAL.

Medições e tarifas

Compra e venda energia

A eletricidade gerada pelo sistema é toda vendida à rede e comprada a energia necessária para fornecer à carga elétrica.

Cobrança mensal fixa

Um valor fixo de 10 €, é a taxa que o projeto paga ao fornecedor da energia todos os meses e não depende da quantidade de energia consumida.

Encargos de Energia

Os encargos de energia são os custos aplicados ao fornecimento de energia. Foi definido a tarifa simples para todos os períodos horários durante a semana e ao fim-de-semana, 0,2 €/kWh pela compra de energia (Figura 3.13) e 0,05 €/kWh na venda de energia à rede.

Weekday		12am	1am	2am	3am	4am	5am	6am	7am	8am	9am	10am	11am	12pm	1pm	2pm	3pm	4pm	5pm	6pm	7pm	8pm	9pm	10pm	11pm	
Jan		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
Feb		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Mar		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Apr		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
May		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Jun		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Jul		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Aug		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Sep		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Oct		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Nov		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Dec		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Weekend		12am	1am	2am	3am	4am	5am	6am	7am	8am	9am	10am	11am	12pm	1pm	2pm	3pm	4pm	5pm	6pm	7pm	8pm	9pm	10pm	11pm	
Jan		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Feb		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Mar		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Apr		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
May		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Jun		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Jul		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Aug		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Sep		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Oct		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Nov		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Dec		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Figura 3.13 – Tarifas nos dias de semana e fim-de-semana.

3.4.12. Carga Elétrica

Nesta seção é definido o consumo anual do estudo de caso. Neste modelo, o SAM assume que a eletricidade gerada pelo sistema é toda vendida à rede e depende das tarifas definidas anteriormente.

O diagrama de cargas definido para a instalação, foi importado através de um arquivo em texto, com 8760 horas do ano, utilizando um exemplo típico de uma residência em Portugal, como já foi referido no Gráfico 3.1.

3.4.13. Resumo dos resultados

Neste resumo são exibidas inicialmente as métricas financeiras e de desempenho do sistema, bem como alguns gráficos ilustrativos.

3.4.13.1. Métricas

As métricas financeiras englobam o *Levelized Cost Of Energy*, LCOE (nominal) e (real), em português, Custo Nivelado de Energia, fatura elétrica com e sem sistema, economia líquida com o sistema, VAL, período de retorno, custo de capital líquido, capital próprio e débito.

As métricas de desempenho são o valor anual de energia, fator de capacidade, rendimento de energia, taxa de desempenho, como se pode observar pela Tabela 3.1.

Tabela 3.1 – Métricas de desempenho e financeiras – Cenário Atual.

Metric	Value
Annual energy (year 1)	6,271 kWh
Capacity factor (year 1)	17.8%
Energy yield (year 1)	1,559 kWh/kW
Performance ratio (year 1)	0.82
Levelized COE (nominal)	8.96 ¢/kWh
Levelized COE (real)	7.45 ¢/kWh
Electricity bill without system (year 1)	\$1,177
Electricity bill with system (year 1)	\$864
Net savings with system (year 1)	\$313
Net present value	\$-2,639
Simple payback period	NaN
Discounted payback period	NaN
Net capital cost	\$7,045
Equity	\$0
Debt	\$7,045

Métricas de desempenho

- **Energia anual**, 6271 kWh/ano, energia anual gerada pelo sistema de UPP.
- **O fator de capacidade**, 17,8%, é a relação entre a produção elétrica prevista do sistema no primeiro ano de operação e a potência nominal do sistema, ou seja, é equivalente à quantidade de energia que o sistema poderia gerar caso trabalhasse à sua capacidade nominal em cada hora do ano.

Calcula-se da seguinte forma: Fator de capacidade = Energia anual líquida (6271 kWh AC / ano) / Capacidade do sistema (4,022 kW DC) / 8760 (h / ano), onde a energia anual líquida é a geração total elétrica anual no primeiro ano de operação e a capacidade do sistema é a potência nominal do sistema.

- **Rendimento de energia**, 1559 h, é a relação entre a produção elétrica anual AC do sistema e a capacidade DC do sistema fotovoltaico, ou seja, Energia anual líquida (6271 kWh AC / ano) / Capacidade do sistema (4,022 kW DC). Este resultado significa que nas condições standard, 1000W/m² e a 25 graus existe produção em 1559 horas.
- **Taxa de desempenho**, 0,82, índice de desempenho da produção anual da geração elétrica de um sistema fotovoltaico, em comparação com a capacidade nominal do sistema fotovoltaico, levando em consideração o recurso solar no local do sistema, o sombreamento e a sujidade do painel.

A fórmula como é calculado a taxa de desempenho é a energia anual (6271,29 kWh) ÷ (radiação total POA anual (nominal) (37377,7 kWh) × eficiência do módulo (20,5521 %)).

Onde a radiação total do plano da matriz (nominal) anual é a radiação solar antes de ser aplicado as perdas devido a sombras e sujidades ao longo do ano e a eficiência do módulo na matriz nas condições de teste.

Métricas financeiras

- **LCOE** é o custo total do ciclo de vida do projeto, expresso em centavos por kWh de eletricidade gerada pelo sistema ao longo da sua vida. O LCOE inclui custos associados a equipamentos, mão de obra, financiamento no período de construção, desenvolvimento do projeto, despesas de operacionais, incluindo operação e manutenção, seguros, impostos sobre propriedades, entre outros.

O custo nivelado pode ser dividido em custo real e nominal. O custo real nivelado é um euro constante, valor ajustado pela inflação, ou seja, um euro real (constante) pode ser apropriado para análises a longo prazo de modo a contabilizar muitos anos de inflação ao longo da vida do projeto. O nominal é o valor atual do euro (corrente) é mais apropriado para análises a curto prazo. Neste caso em particular o custo nivelado real é de 7,45 centavos/kWh e o nominal é de 8,96 centavos/kWh.

- **Fatura elétrica e poupança**, o SAM calcula a fatura total anual da energia para dois cenários, um com e outro sem o sistema fotovoltaico e assim calcula também o que foi economizado (*net savings*).

Fatura de energia sem sistema, 1177 €/ano, custo total anual da energia que seria comprada para preencher o diagrama de cargas da habitação.

Fatura de energia com sistema, 864 €/ano, custo anual total comprado à rede.

- **Economia líquida com sistema**, 313 €/ano, a diferença entre os custos sem e com sistema.
- **VAL** de um projeto é o estudo da medida de viabilidade económica, onde inclui as receitas e os custos associados. Assim sendo, quando o VAL é positivo o projeto é economicamente viável, enquanto o contrário indica que o projeto não é viável economicamente. Neste caso não é exequível devido a ter um valor de -2639€. Deve-se avaliar este valor juntamente com as outras métricas abordadas anteriormente e não somente esta.
- **Período de recuperação** (*Payback period*) é o tempo em anos necessário para recuperar o investimento feito, neste caso, nos 25 anos do projeto não é possível tirar retorno do investimento. O período de retorno tem em conta o valor da eletricidade gerada pelo sistema, custos de instalação e operação, impostos de renda e juros, também é tido em consideração o valor do dinheiro. O cálculo do *Payback* no SAM é baseado nas descrições feitas no [38].
- **Período de recuperação com desconto**, é o número de anos necessários para recuperar o investimento no projeto, com o desconto da taxa nominal (4,78%), abordado na página 36, neste caso, os 25 anos voltam a não ser suficientes para conseguir o retorno do investimento feito.
- **Custo de capital líquido** é o valor total dos custos do sistema instalado menos os incentivos, neste caso, como não existe incentivos atribuídos, são os 7045€.
- **Capital próprio** é a quantidade de dinheiro investido pelo proprietário em projetos com dívida a prazo, será de 0€, visto que, custo de capital líquido (7045€) menos a dívida (7045€).
- **Dívida** nos projetos com dívida a prazo, é o montante emprestado para o projeto. A forma como é calculado pelo SAM é a percentagem da dívida (100%) multiplicada pelo custo de capital líquido (7045€), sendo igual ao valor total.

3.4.13.2. Energia mensal produzida

O Gráfico 3.5, ilustra a energia produzida em cada mês pelo sistema fotovoltaico, verifica-se uma maior produção, como seria de esperar nos meses de verão (junho a setembro), sendo que em março também existiu uma produção semelhante, a rondar os 600 kWh. Nos meses de janeiro, fevereiro, maio, novembro e dezembro os valores estão perto dos 400 kWh.

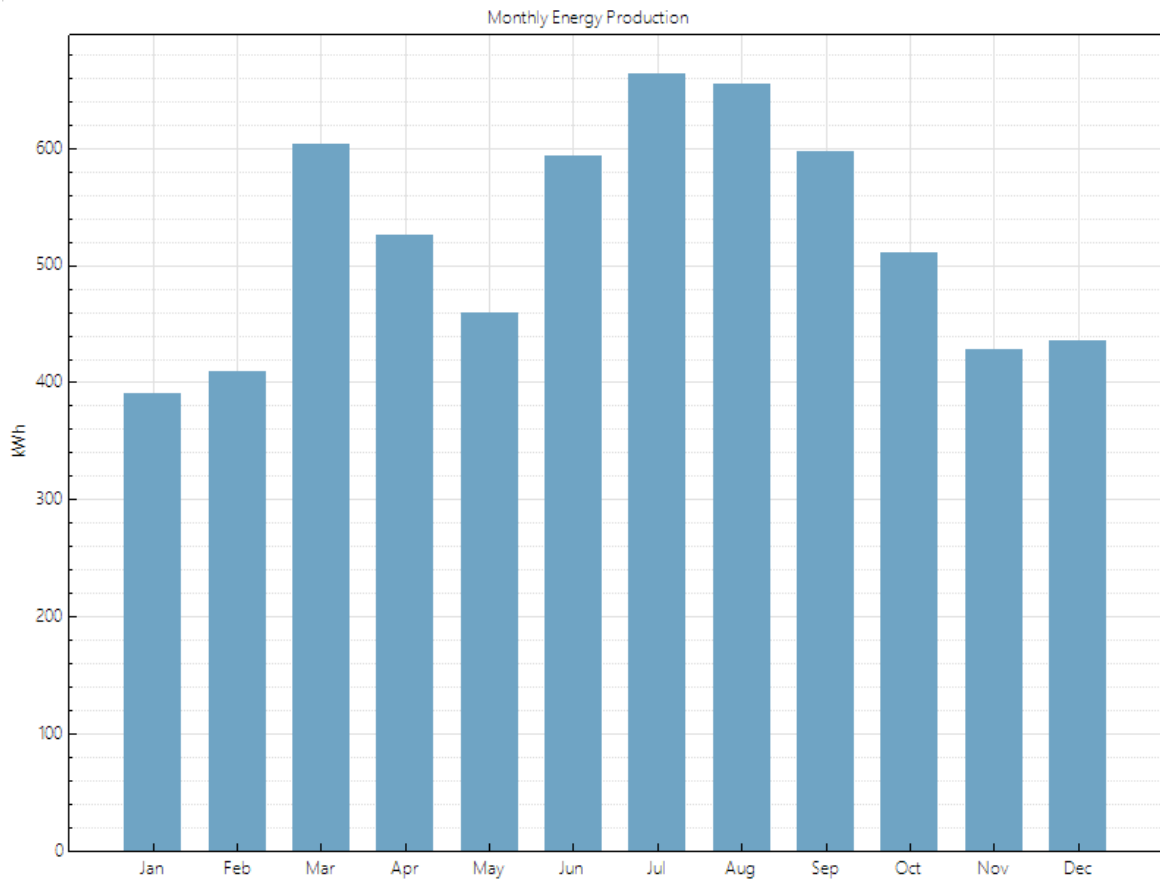


Gráfico 3.5 – Energia produzida pelo sistema – Cenário Atual.

3.4.13.3. Energia produzida versus carga elétrica

O Gráfico 3.6 compara a energia produzida pelo sistema UPP (barras azuis) com o consumo da habitação (barras cinzentas). Assim pode-se verificar pelas barras azuis a energia que será vendida à rede elétrica e as barras cinzentas a energia consumida/comprada à rede elétrica. Observa-se que desde o mês de março a produção fotovoltaica é superior ao consumo da residência, ou seja, há excedente de energia relativamente às necessidades.

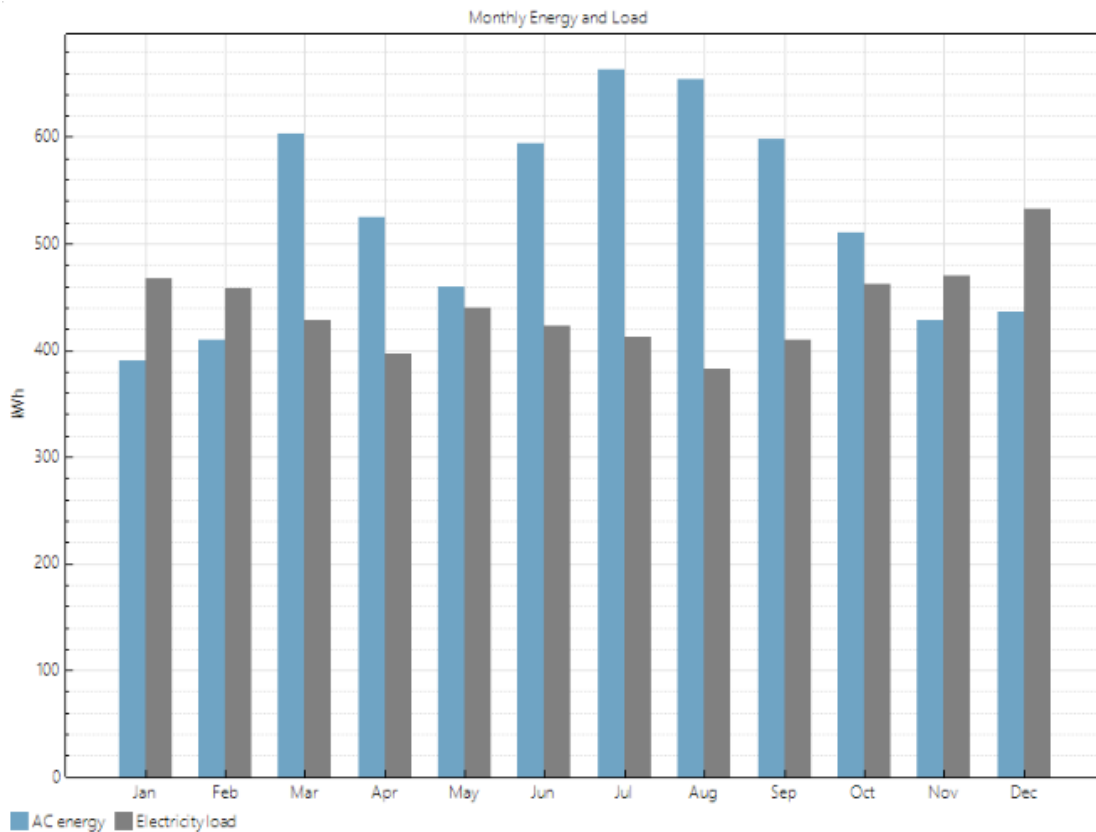


Gráfico 3.6 – Energia produzida e carga elétrica – Cenário Atual.

3.4.13.4. Energia anual produzida

Ao longo da vida útil do projeto, ou seja, ao longo dos 25 anos, vão existir ligeiras perdas na produção de energia anual, como pode ser comprovado pelo Gráfico 3.7, isto deve-se a vários fatores, entre os quais, perda da eficiência dos componentes (desgaste dos mesmos), as próprias perdas inerentes irão aumentar, e senão existir uma manutenção preventiva vão existir poeiras e sujidades nos módulos fotovoltaicos, entre outras.

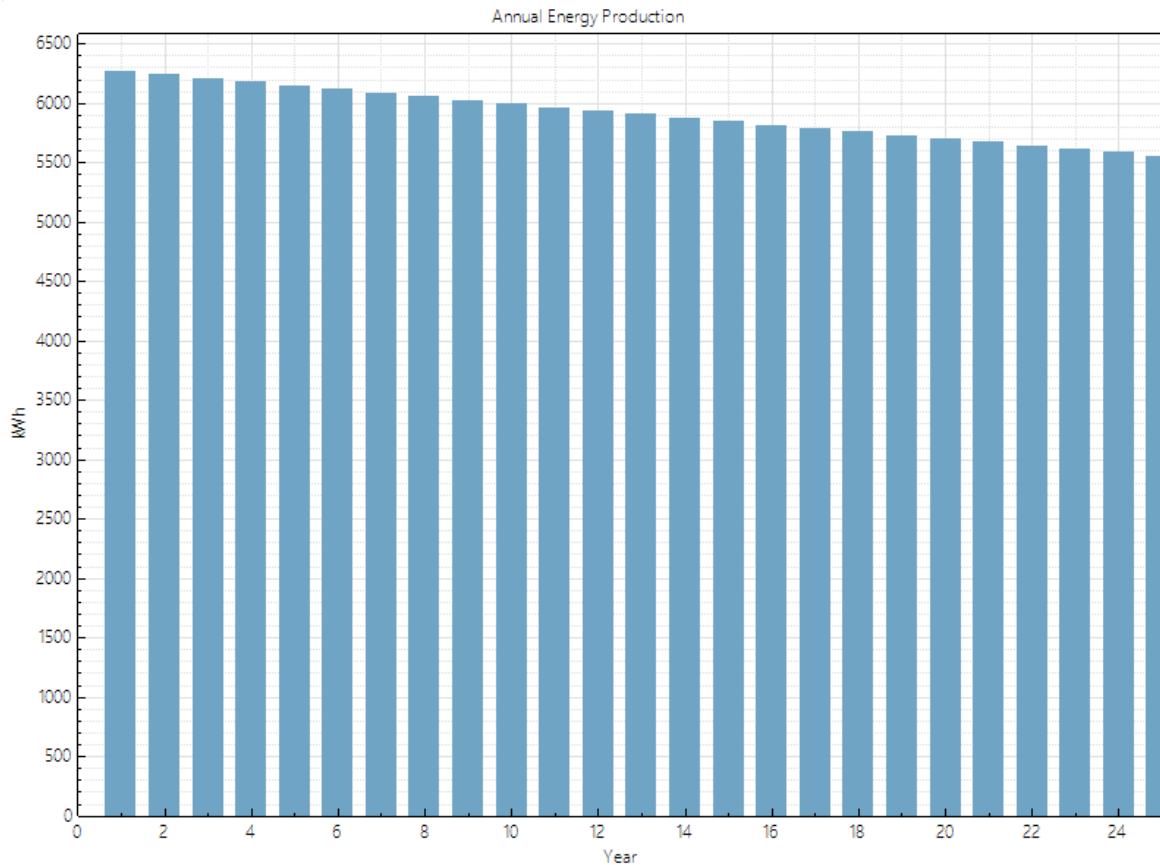


Gráfico 3.7 – Energia anual produzida – Cenário Atual.

3.4.13.5. Energia gerada pelo sistema no 1º ano (kW)

Na Figura 3.14, é visível as horas de maior produção de energia elétrica. A produção tem início, maioritariamente às 9h da manhã, tendo o seu pico às 12 horas sensivelmente. Entre os meses de março a abril e de agosto a setembro atinge alguns dias o pico (vermelho-escuro).

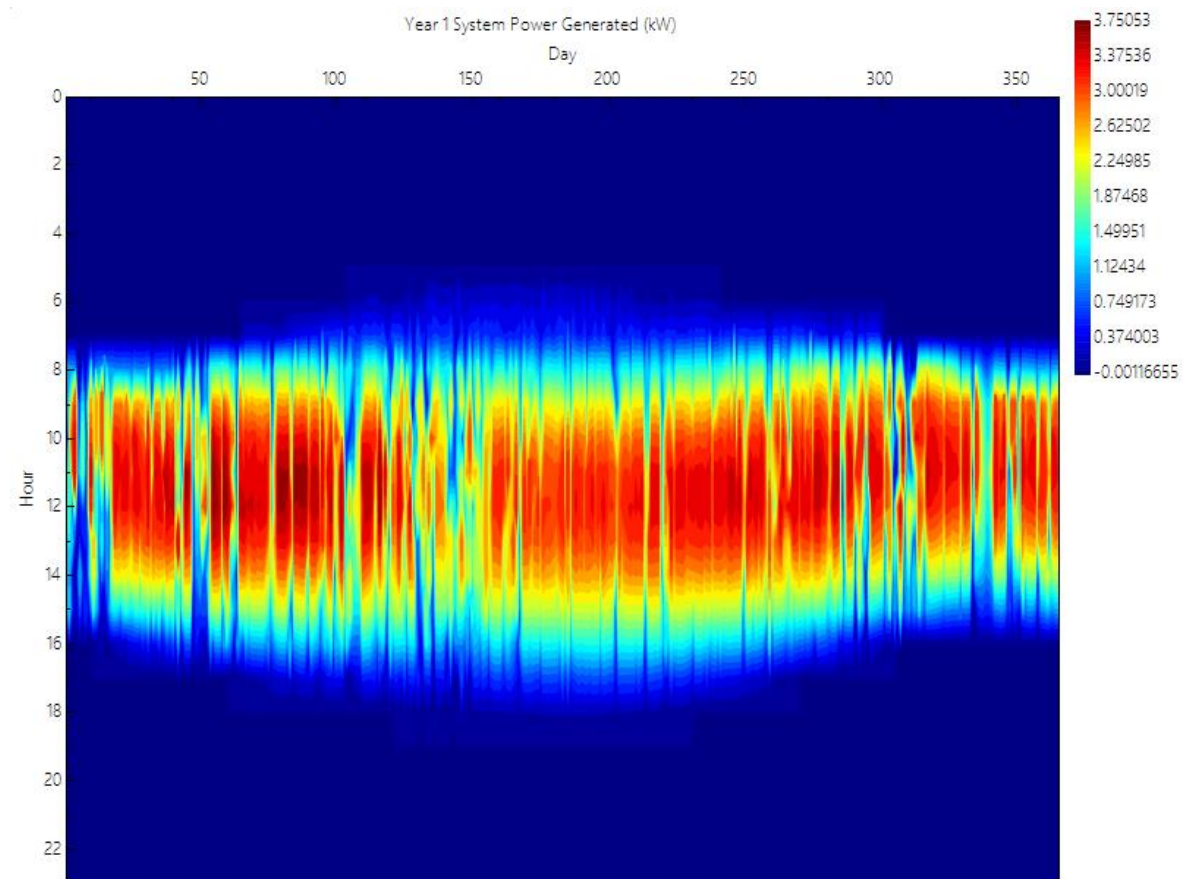


Figura 3.14 – Energia gerada pelo sistema no 1º ano – Cenário Atual.

3.4.13.6. Perdas de energia

Como em todos os sistemas elétricos existe perdas, neste sistema UPP, as perdas estão distribuídas. Cerca de 5% são devidas à sujidade, 3,4% da reflexão frontal, 2,8% desvios dos módulos, 2,6% na eficiência do inversor entre outras. Como se pode observar no Gráfico 3.8 e igualmente consultado no Anexo D – Excel do fluxo de caixa do (C + UPP) – Cenário Atual e no Anexo E – Relatório do sistema UPP detalhado – Cenário Atual.

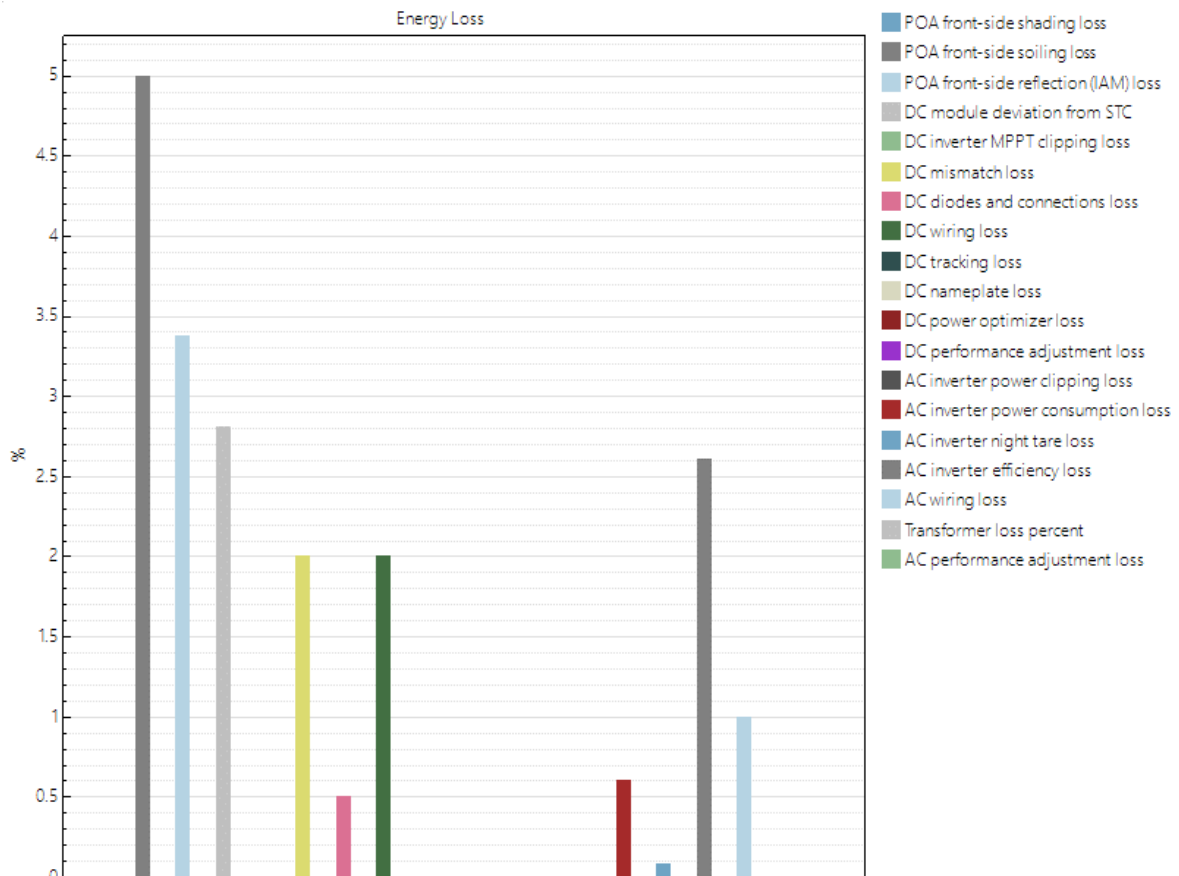


Gráfico 3.8 – Perdas de energia – Cenário Atual.

3.4.13.7. Fluxo de caixa após impostos

Nos vinte e cinco anos de vida útil do projeto, o VAL após os impostos, no primeiro ano é de 1246,11€/ano, ou seja, este valor contém os custos anuais (933€) mais o valor da energia vendida à rede nesse ano (313€) e nos seguintes 24 anos. Pode-se observar pelo Gráfico 3.9 o valor dos custos anuais que é superior ao valor recebido pela energia vendida, e assim não é recomendável a instalação de um sistema de UPP. Estes e todos os cálculos associados podem ser consultados através da folha de cálculo no Anexo D – Excel do fluxo de caixa do (C + UPP) – Cenário Atual.

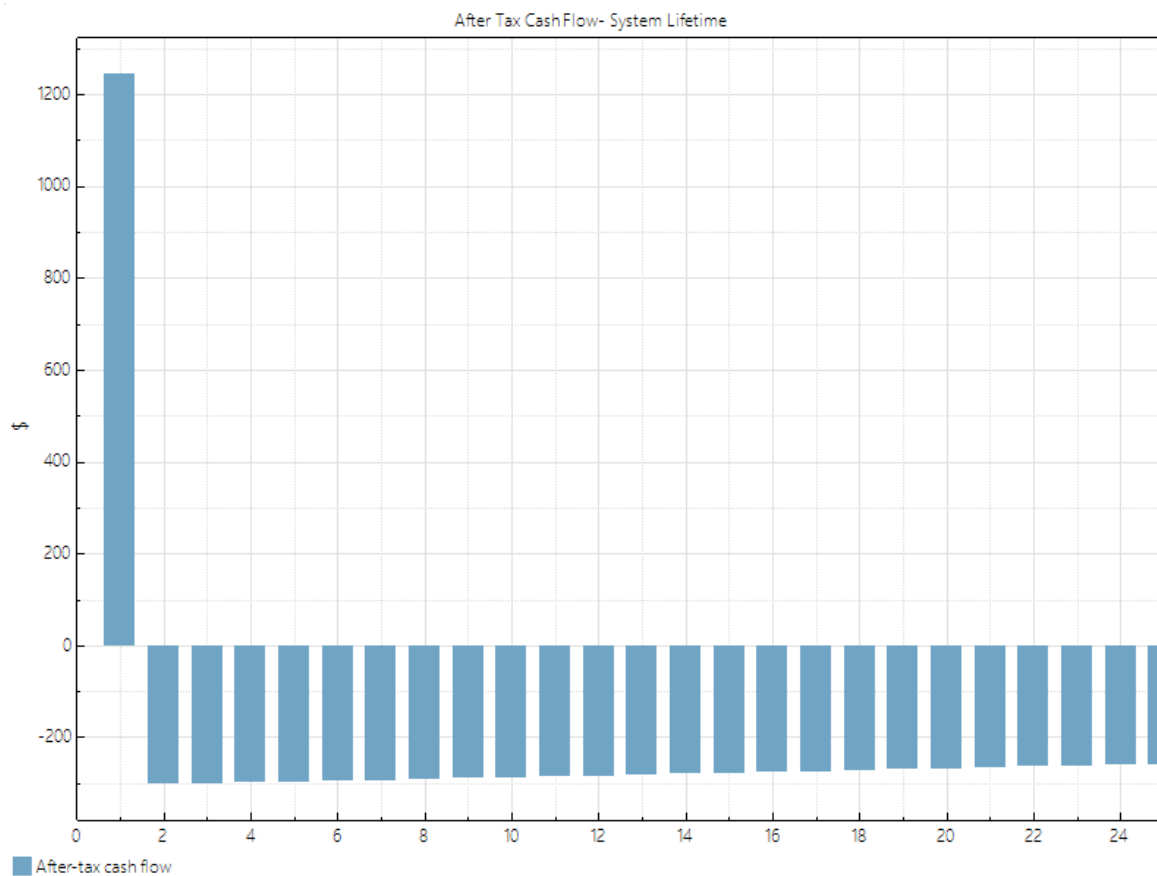


Gráfico 3.9 – Fluxo de caixa após impostos – Cenário Atual.

3.4.14. Conclusão dos resultados

Neste caso, toda a energia que é produzida é vendida à rede de serviço público e o valor recebido é descontado pelo operador ao consumo. Neste estudo realizado existe uma poupança anual de apenas 312€ de com e sem sistema, Tabela 3.2. No entanto o valor investido não é recuperado nos 25 anos, o que torna este sistema economicamente inviável

neste preciso momento (considerando o valor de venda atual à rede), como pode-se comprovar pelo Gráfico 3.10.

Tabela 3.2 – Fatura elétrica mensal e poupança – Cenário Atual.

Month	Without System	With System	Savings
Jan	103	84	19
Feb	101	81	20
Mar	95	65	30
Apr	89	63	26
May	97	75	22
Jun	94	65	29
Jul	92	59	33
Aug	86	53	32
Sep	91	62	29
Oct	102	77	25
Nov	103	82	21
Dec	116	94	21
Annual	1,176	863	312

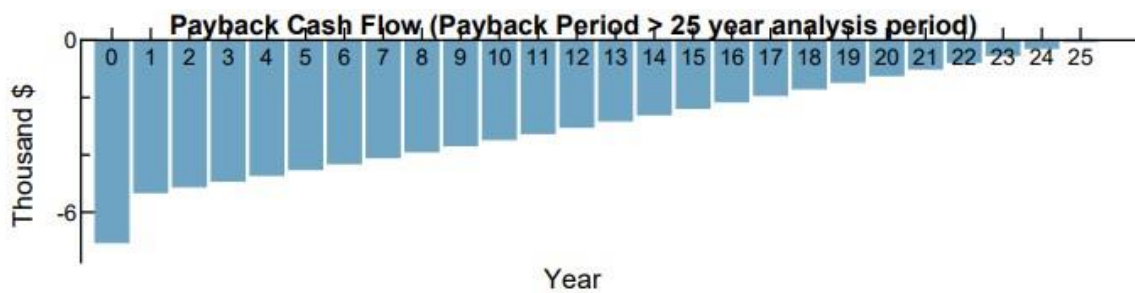


Gráfico 3.10 – Período de retorno após impostos – Cenário Atual.

Apesar de o valor da energia produzida pelo sistema (6271kWh) ser superior ao consumo anual (5282,52 kWh) da residência, como o valor da energia vendida (0,05€/kWh) é inferior ao valor de compra (0,20€/kWh), como seria de esperar este sistema de UPP, não compensa. Este e outros dados do projeto estão no Anexo E – Relatório do sistema UPP detalhado – Cenário Atual.

Com o intuito de ser viável a utilização de um sistema fotovoltaico, surge a possibilidade de transformar este caso num sistema de autoconsumo (UPAC). Ou seja, a energia produzida pelo sistema é consumida e o excedente é vendido à rede. Assim sendo apenas quando a UPAC não produz energia, ou seja, de noite ou em dias sem sol, para suprir o consumo da residência terá de ser comprada a energia à rede.

Na próxima seção será abordado o estudo de caso acima abordado, Cenário Base – Casa (C) + Sistema de Autoconsumo (UPAC) – 1º, a este foi atribuído o nome de cenário base, porque o mesmo será a base para os próximos casos de estudo.

4. Estudo de casos

Neste capítulo serão abordados os estudos de casos para uma residência em Leiria, onde o objetivo como já foi referenciado, é passar de um sistema existente, UPP (cenário atual) para uma UPAC (cenário base), ou seja, deixar de vender à rede e passar a fazer autoconsumo. Inicialmente um estudo de um Sistema de Autoconsumo da qual passará a ser o cenário base, de seguida nesse sistema de autoconsumo a inclusão de um veículo elétrico (VE). O mesmo terá dois perfis de carregamento, ou seja, um deles o carregamento será durante a noite e noutro o carregamento será durante dia. Com o intuito de aprofundar o maior número de possibilidades, fez-se mais três casos de estudo, onde o primeiro é o cenário base com uma bateria para auxiliar no armazenamento. Os seguintes é o cenário anterior incluindo os dois perfis de carregamento do VE anteriormente abordados (noite e dia).

4.1. Cenário base - Casa (C) + Sistema de Autoconsumo (UPAC) – 1º

O cenário de estudo é baseado no caso atual descrito anteriormente, onde o objetivo é comprovar se é benéfico ou não ter um sistema de autoconsumo (UPAC) versus um sistema de UPP, como já foi referido anteriormente.

Os parâmetros são exatamente os mesmos do cenário anterior, mas com a alteração do método de compensação ao utilizador das taxas de eletricidade, ou seja, em vez de a energia ser toda vendida à rede, a mesma será primeiramente usada para o consumo da casa, só posteriormente, e em caso de excesso, será vendida à rede.

4.1.1. Taxas de eletricidade (alterações face ao cenário anterior)

As entradas das taxas de eletricidade determinam como o projeto é compensado através da eletricidade gerada pelo sistema fotovoltaico. No modelo residencial assume-se que o cliente de energia é o proprietário e opera o sistema. A eletricidade gerada pelo sistema é descontada na conta de energia. Neste modelo pode-se verificar a economia realizada e o VAL.

Medições e tarifas

A opção de medição e fatura determina como o SAM calcula a conta mensal de eletricidade a partir das tarifas definidas, neste caso foi escolhido, segundo pesquisas realizadas das soluções existentes em Portugal [39], a medição de energia líquida com créditos.

Medição da energia líquida com créditos

Esta medição contempla:

- O excesso de geração em kWh é a diferença entre a geração total mensal do sistema e o consumo mensal.
- Nos meses com excedente de geração, o valor do remanescente, crédito de medição líquida (€/mês) é creditado na parcela de cobrança da fatura do mês seguinte, reduzindo o valor dessa. O crédito de medição líquida não pode exceder o valor a pagar pela energia desse mês seguinte.
- O valor do crédito é determinado pela taxa de venda dos encargos com a energia. Se as taxas de tempo de uso aplicarem-se, a geração em excesso acumula-se ao longo do mês pelo período do tempo de uso e o SAM neste caso aplica a taxa de venda apropriada ao total de geração em excesso para cada período (0,05€/kWh).
- Nos meses em que o crédito do valor excedente ultrapassa o valor do consumo, esse valor do excedente volta a passar para o mês seguinte e assim sucessivamente até ao final do ano.

Cobrança mensal fixa

Trata-se de um valor fixo de 10 €, taxa que o projeto paga ao fornecedor da energia todos os meses e não depende da quantidade de energia consumida.

Encargos de Energia

Encargos de energia são os custos aplicados ao fornecimento de energia. Foi definido a tarifa simples para todos os períodos horários durante a semana e ao fim-de-semana, 0,2 €/kWh pela compra de energia e 0,05 €/kWh na venda do excesso de energia à rede, como pode-se observar pela Tabela 4.1.

Tabela 4.1 – Tarifas de compra e venda da energia – 1º.

Period	Tier	Max. Usage	Max. Usage Units	Buy (\$/kWh)	Sell (\$/kWh)
1	1	1e+38	kWh	0.2	0.05

4.1.2. Resumo dos resultados

Neste resumo são exibidas inicialmente as métricas financeiras e de desempenho do sistema, bem como alguns gráficos ilustrativos.

4.1.2.1. Métricas

As métricas financeiras são calculadas a partir dos valores inseridos no fluxo de caixa do projeto, ou seja, na capacidade do projeto em pagar o investimento e gerar lucro se possível.

As métricas de desempenho são os valores que o SAM calcula a partir dos resultados do modelo de desempenho por hora e para algumas variáveis, como se pode observar pela Tabela 4.2.

Tabela 4.2 – Métricas de desempenho e financeiras – 1º.

Metric	Value
Annual energy (year 1)	6,271 kWh
Capacity factor (year 1)	17.8%
Energy yield (year 1)	1,559 kWh/kW
Performance ratio (year 1)	0.82
Levelized COE (nominal)	8.96 ¢/kWh
Levelized COE (real)	7.45 ¢/kWh
Electricity bill without system (year 1)	\$1,177
Electricity bill with system (year 1)	\$110
Net savings with system (year 1)	\$1,066
Net present value	\$10,018
Simple payback period	5.6 years
Discounted payback period	6.3 years
Net capital cost	\$7,045
Equity	\$0
Debt	\$7,045

Métricas de desempenho

As métricas de desempenho, energia anual gerada, o fator de capacidade, rendimento da energia e a taxa de desempenho pelo sistema de autoconsumo são os mesmos valores do sistema anterior. Como seria de esperar a mudança de sistema de UPP para UPAC não alterou as performances destas quatro variáveis.

Métricas financeiras

O custo total do ciclo de vida do projeto expresso em centavos por kWh/h de eletricidade gerada pelo sistema ao longo da sua vida. O LCOE real neste caso em particular é de 7,45

cêntimos/kWh e o nominal é de 8,96 cêntimos/kWh, isto porque a instalação e todos os custos associados dos sistemas são semelhantes.

A fatura de energia sem sistema, 1177 €/ano, é igual porque é calculada sem nenhum dos sistemas (UPP e UPAC). Já a fatura de energia com sistema, 110 €/ano, o custo total anual comprado à rede, acontece quando a carga for maior que a produção do sistema fotovoltaico. Este valor é bastante inferior ao do cenário anterior (864 €/ano), porque como será previsível neste caso, apenas é comprada energia, quando não existe produção fotovoltaica que forneça o consumo da residência, este já é um ponto positivo em relação ao caso anterior.

A economia líquida com sistema, 1066 €/ano, ou seja, a diferença entre os custos sem e com sistema, é também bastante superior.

O VAL, neste caso é exequível devido a ter um valor de 10018€. Comparando com o VAL anterior (-2639€), se antes não compensava o seu investimento, neste caso compensa o investimento e consegue-se ainda economizar cerca de dez mil euros, outro aspeto positivo face ao caso anterior.

O período de recuperação do investimento, neste caso, serão necessários 5,6 anos para recuperar os 7045€. O período de retorno é bastante viável, porque sensivelmente em um quinto da vida útil do projeto, já foi amortizado o investimento e face ao anterior não existe comparação possível.

O período de retorno descontado são 6,3 anos necessários para colmatar o investimento prevendo a variação do valor da moeda.

Relativamente ao custo de capital líquido, são os mesmos 7045€ do sistema anterior, ambos sem incentivos do estado para a sua instalação. Sendo que sucedesse o mesmo valor do capital próprio investido e por consequência o valor em dívida/emprestado, isto para que exista uma comparação justa entre cenários.

A energia mensal e anual produzida, a carga elétrica, a energia gerada pelo sistema no 1º ano e as perdas de energia são as mesmas do cenário atual. Neste caso consegue-se observar o excesso de energia produzida, porque em relação ao caso anterior toda a energia era vendida à rede, mas neste caso a energia também será vendida à rede, no entanto apenas o excesso que não foi possível ser consumido.

4.1.2.2. Energia produzida, diagrama de cargas e excesso de produção

O Gráfico 4.1 compara a energia produzida pelo sistema fotovoltaico de autoconsumo (barras azuis) com o consumo da habitação (barras cinzentas). Assim pode-se verificar que existe um excesso de produção (Gráfico 4.2) nos meses março a outubro, o mesmo pode vir a ser usado para carregar um veículo elétrico, em vez de ser vendido à rede por um valor bastante baixo (estudo de caso abordado mais à frente). Nos outros meses, o sistema UPAC não fornece na totalidade o diagrama de cargas e por consequência é necessário comprar a restante energia à rede. Estes meses correspondem essencialmente ao período de outono/inverno, pois não existe tantas horas de sol como em outras estações do ano.

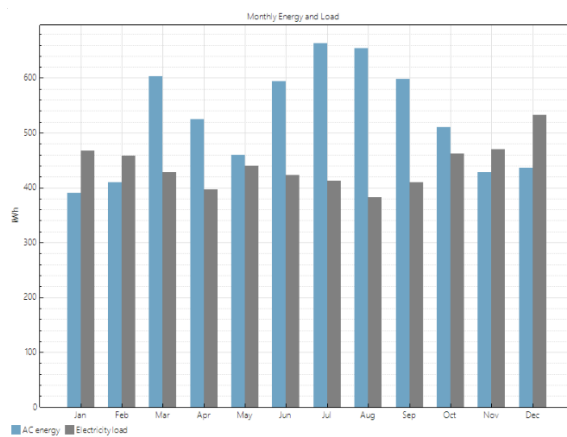


Gráfico 4.1 – Energia produzida e carga elétrica – 1º.

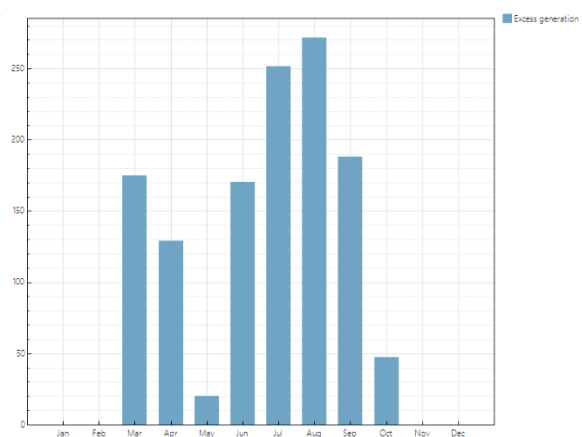


Gráfico 4.2 – Excesso de energia gerada – 1º.

4.1.2.3. Vida útil do sistema

Ao longo da vida útil do projeto, ou seja, ao longo dos 25 anos, é possível averiguar a soma dos custos anuais com os valores da energia gerada pelo sistema, ambos após os impostos, Gráfico 4.3. Neste caso, vai sempre aumentando o seu valor com o passar dos anos, contrariamente ao caso anterior, que era inclusive negativo. Isto deve-se, ao fato de nesta situação a prioridade seja abastecer o consumo pelo sistema UPAC. No caso anterior, o mesmo não se sucedia, porque a energia gerada era totalmente vendida e para o consumo era comprado a energia necessária.

No primeiro ano este valor é cerca de 2000€, os mesmos são calculados da seguinte fórmula:

- Caixa de fluxo após impostos (2000€) = Valor da energia gerada após impostos (1067€) + Custos anuais após impostos (933€).

- Custos anuais após impostos (933€) = Fluxo de caixa antes dos impostos (-617€) + Incentivos (0€) + Poupanças fiscais (0€) + Economias de impostos federais no primeiro ano (1550€).
- Economia de impostos federais no primeiro ano (1550€) = ITC federal, dedução de impostos, no primeiro ano (1550€) + PTC Federal, crédito do imposto, no primeiro ano (0€) - Imposto de renda federal no primeiro ano (0€).

Nos anos seguintes o valor da economia de impostos é 0€, assim o valor naturalmente será menor em relação ao primeiro ano. Estes e outros cálculos podem ser todos consultados no ficheiro Excel do Anexo F – Excel do fluxo de caixa do (C + UPAC) – 1°.

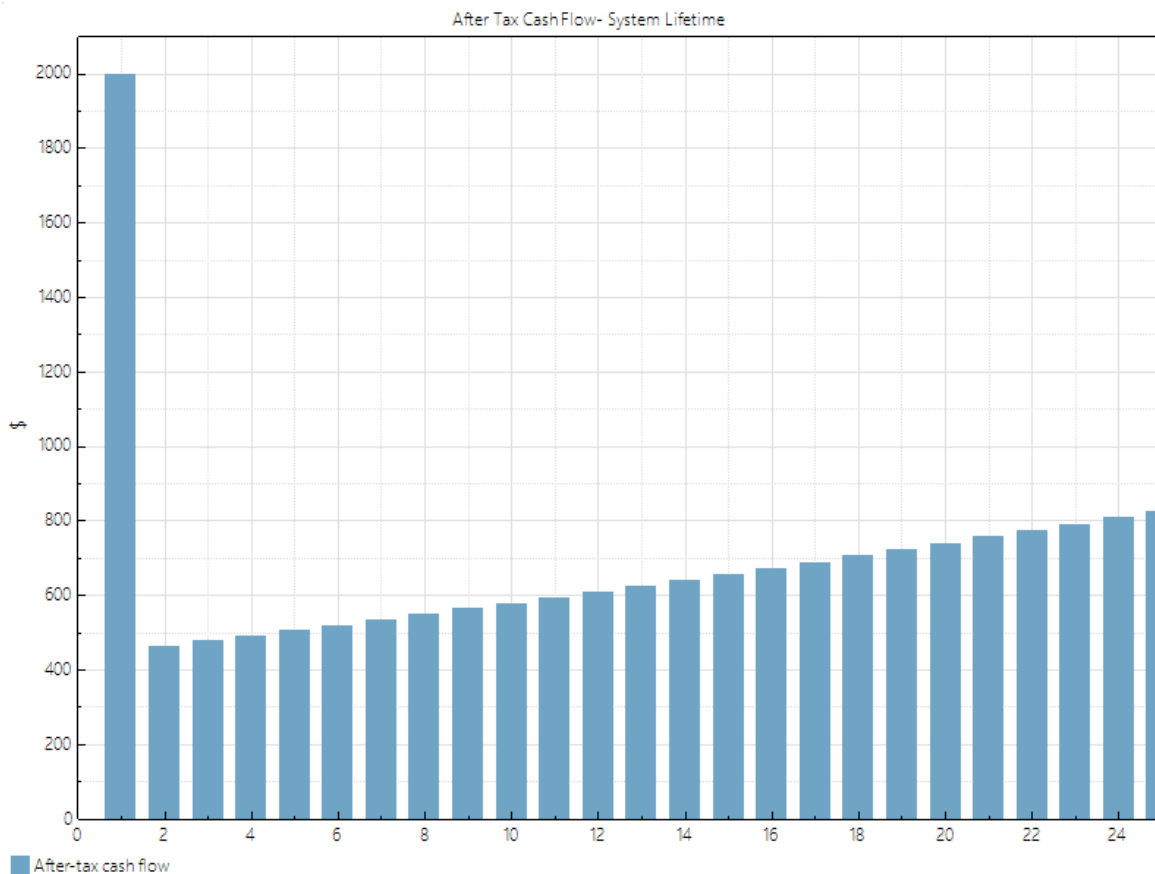


Gráfico 4.3 – Fluxo de caixa após impostos – 1°.

4.1.3. Conclusão dos resultados

Como já foi referido anteriormente nas métricas, o valor anual de poupança no primeiro ano, nesta residência comparando com e sem sistema UPAC, consegue-se uma poupança de 1066€, como se pode observar na Tabela 4.3. A mesma apesar da produção anual de energia diminuir, esta poupança vai aumentando anualmente, Gráfico 4.4, o que ajuda a comprovar a valorização da instalação da UPAC. Outra vantagem é o período de retorno do investimento ser realizado em 5,6 anos, Gráfico 4.5, com possibilidade de atingir ao fim de vinte e cinco anos, com as respetivas despesas, uma poupança de 22747€. Estes dados e outros podem ser consultados no relatório do projeto no Anexo G – Relatório do Sistema UPAC detalhado do cenário base – 1º.

Tabela 4.3 – Conta elétrica e poupança mensal no primeiro ano – 1º.

Month	Without System	With System	Savings
Jan	103	25	78
Feb	101	19	81
Mar	95	10	85
Apr	89	10	79
May	97	10	87
Jun	94	10	84
Jul	92	10	82
Aug	86	10	76
Sep	91	10	81
Oct	102	10	92
Nov	103	10	93
Dec	116	-24	141
Annual	1,176	110	1,066

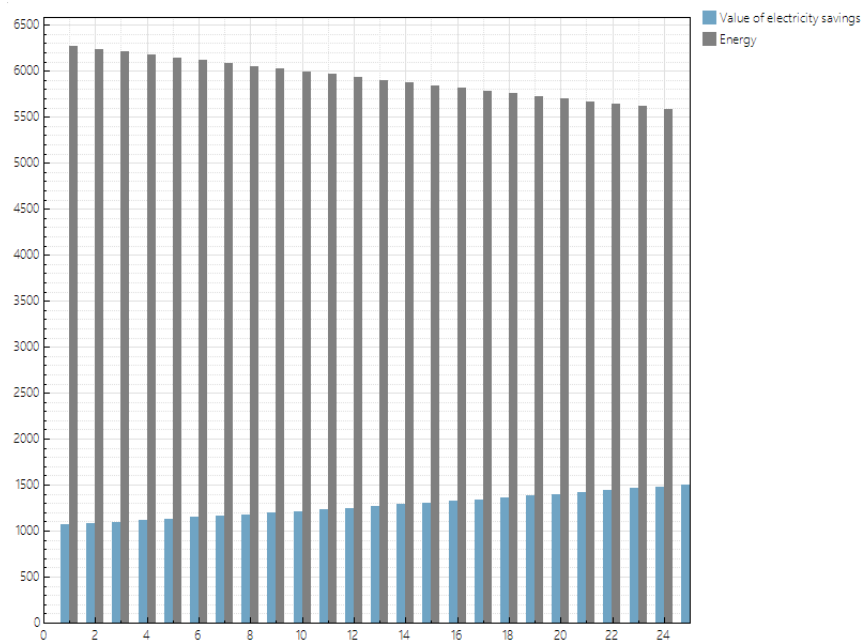


Gráfico 4.4 – Energia anual produzida (kWh) versus poupança anual energética (€) – 1º.

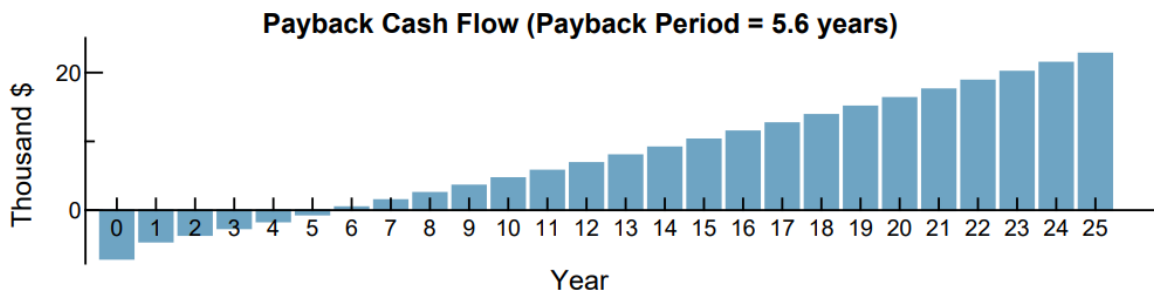


Gráfico 4.5 – Período de retorno do investimento – 1°.

Abordado anteriormente e reforçando o cenário atual comparando ao cenário base (1°), este último compensa em termos financeiros e de desempenho, algo já expectável nos dias de hoje, essencialmente devido ao valor de remuneração pela venda de energia à rede (0,05€/kWh atualmente). Este estudo serviu para comprovar que atualmente (tendo como base a remuneração definida) um sistema de UPP face a um sistema de UPAC, já não compensa o investimento.

Outra nota importante é o excedente gerado pelo sistema, visto que o mesmo, poderá vir a ser utilizado para carregar um veículo elétrico. Como já foi referido o valor pago (responsável da rede elétrica) pela energia é um preço que não compensa, resta saber se é compatível com o seu diagrama de carga.

O próximo cenário de estudo irá conter o sistema anteriormente abordado, com a inclusão de um VE, exatamente para verificar, por exemplo, se o excedente compensa carregar o VE e não ser vendido à rede elétrica, algo que será estudado ao pormenor na próxima seção.

4.2. Cenário base + Veículo Elétrico (VE – N e D) – 2° e 3°

Apesar do SAM ser um programa com bastantes modelos, ainda não tem incorporado um modelo de um sistema UPAC com um veículo elétrico numa residência. De modo a ultrapassar este problema e já depois de uma pesquisa intensa no fórum de apoio do programa e junto dos profissionais que o desenvolveram, a solução encontrada foi no diagrama de carga da residência, juntar o perfil de carga do VE. Assim consegue-se simular a utilização do mesmo de acordo com os seguintes pressupostos:

- Modelo utilizado é exatamente o mesmo do cenário anterior (*Photovoltaic Residential*), modelo detalhado de um sistema fotovoltaico numa residência.

- Adicionado ao diagrama de cargas original da residência, o perfil de carga do VE, no entanto apenas é possível simular o seu consumo e não a utilização da sua carga para o dispêndio da residência.
- O valor de compra do VE é assumido que o mesmo já existe, neste ambiente residencial.
- Foi definido dois perfis de utilização do VE, um que só carrega de noite (N) e outro onde o VE carrega essencialmente de dia (D).
- O VE escolhido foi um Nissan LEAF [39] e [40], com uma bateria de 40 kWh, ideal para trajetos mais curtos e viagens pela cidade.
- Carro normalmente descarrega a sua bateria até um terço da carga total, ou seja, neste caso a bateria irá ficar no mínimo com 13,2kWh, logo terá de carregar (40-13,2kWh=26,8kWh).
- A potência do carregador escolhida foi de 3,7kW, o mais adequado para o quotidiano do estudo de caso (sensivelmente um trajeto de 30kWh diários), segundo várias pesquisas efetuadas [41].
- Segundo [39] as baterias do *Nissan Leaf*, têm uma garantia de 8 anos ou 160 mil km, assim assume-se que se a mesma nesse tempo degradar-se irá para a garantia e apenas deve-se substituí-la quando deixar de ter utilidade, ou seja, segundo [42], ao fim de 22 anos.
- Considerando a potência do carregador a 3,7kW, precisa-se de 7,24 horas para carregar o carro (26,8kWh/3,7kW=7,24h), assim sendo foi acrescentar ao diagrama de cargas da residência, o período de carga do VE com dois cenários de carregamento (1º - noite e de 2º - dia) abaixo exemplificados.

4.2.1. Perfil de carregamento durante a noite (Cenário base + VE (N) – 2º)

Este perfil, representa um utilizador que trabalhe durante o dia fora de casa, e apenas tenha disponibilidade para carregar o VE quando chega a casa, dando prioridade ao carregamento durante a noite/madrugada, como se pode comprovar pela Tabela 4.4.

Tabela 4.4 - Perfil de carga do VE (N) – 2°.

Segunda a sexta-feira	Sábado	Domingo
<ul style="list-style-type: none"> • 0h – 7h, consumo mais os 3,7kW; • 7h – 8h, consumo mais 1kW; • 8h – 0h, consumo normal. 	<ul style="list-style-type: none"> • 0h – 7h, consumo mais os 3,7kW; • 7h – 8h, consumo mais 1kW; • 8h – 13h, consumo normal; • 13h – 20h, consumo normal mais os 3,7kW; • 20 – 21, consumo normal mais 1 kW; • 21h – 0h, consumo normal. 	<ul style="list-style-type: none"> • 0h – 7h, consumo normal; • 7h – 14h, consumo normal mais 3,7kW; • 14h – 15h, consumo normal mais 1kW; • 15h – 0h, consumo normal.

No Gráfico 4.6, visualiza-se o diagrama de cargas da residência numa semana sem o VE, já no Gráfico 4.7, observa-se o diagrama anterior mais o perfil de carga do VE, este resulta num consumo anual de 16500kWh face aos 5282kWh sem o veículo elétrico.

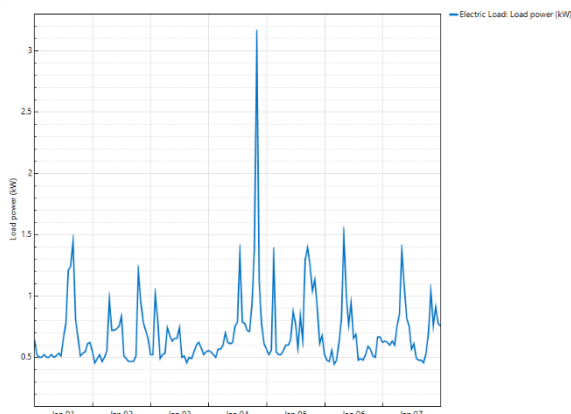


Gráfico 4.6 – Diagrama de cargas semanal – 2°.

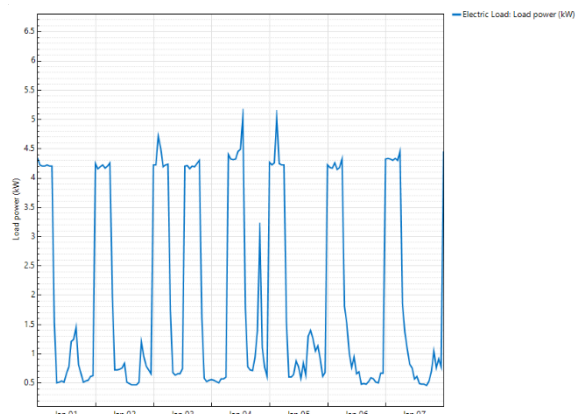


Gráfico 4.7 – Diagrama de cargas Semanal + VE (noite) – 2°.

4.2.1.1. Custos do Sistema (alterações)

Relativamente aos custos do sistema, foi necessário introduzir a substituição da bateria do VE. Segundo [42], as baterias do *Nissan Leaf* estão preparadas para durar cerca de 22 anos, esta duração depende sempre do número de ciclos de carga/descarga, do tipo de carregamento ser rápido ou não e do uso diário do carro. Podem ainda serem reutilizadas para armazenar energia da rede e devolvê-la posteriormente noutros horários, com a receita

a regressar aos proprietários dos carros. O custo de substituição atualmente ronda os cinco mil euros, segundo a mesma fonte. O mesmo é inserido no custo anual fixo no 22º ano do projeto, na variável operação e custos de manutenção do SAM.

4.2.1.2. Resumo dos resultados

Relativamente às métricas de desempenho são exatamente as mesmas como previsto, devido ao sistema de UPAC ser exatamente o mesmo.

As métricas financeiras, em termos de custo total de vida real (9,17 cêntimos/kWh) e nominal (11,04 cêntimos/kWh) do projeto são superiores face aos cenários anteriores. Relativamente à fatura de energia sem o sistema (UPAC), este custo será mais elevado (3420€), devido à inclusão do VE e aos custos de substituição da bateria.

A fatura anual da energia com o sistema aumenta também (1254€) face ao consumo do VE, no entanto, mesmo com este aumento consegue-se uma maior poupança entre com e sem sistema UPAC. Totalizando 1254€ por ano face aos 1066€ do cenário anterior, isto deve-se ao consumo ser superior, nota-se assim uma maior poupança neste sistema.

O VAL volta a ser superior ao cenário anterior, neste caso 10870€, ou seja, apesar de o consumo ser superior, os benefícios/custos conseguem superiorizar-se. Podendo assim resultar de um maior aproveitamento do sistema UPAC, com o VE a ser carregado durante a noite.

O mesmo sucedesse com o período de recuperação do investimento de 4,7 anos e para o período de retorno do investimento descontando a taxa de desconto nominal, neste caso para 5,2 anos. Ambos se consegue com alguma rapidez suprir o investimento, os dois também são mais rápidos que no cenário anterior, isto deve-se a uma maior poupança na energia.

O sistema sendo exatamente o mesmo do cenário anterior, o seu custo associado e o débito, será forçosamente o mesmo (7045€), como se pode comprovar todos estes valores acima abordados pela Tabela 4.5.

Tabela 4.5 – Métricas de desempenho e financeiras – 2º.

Metric	Value
Annual energy (year 1)	6,271 kWh
Capacity factor (year 1)	17.8%
Energy yield (year 1)	1,559 kWh/kW
Performance ratio (year 1)	0.82
Levelized COE (nominal)	11.04 ¢/kWh
Levelized COE (real)	9.17 ¢/kWh
Electricity bill without system (year 1)	\$3,420
Electricity bill with system (year 1)	\$2,166
Net savings with system (year 1)	\$1,254
Net present value	\$10,870
Simple payback period	4.7 years
Discounted payback period	5.2 years
Net capital cost	\$7,045
Equity	\$0
Debt	\$7,045

A energia gerada pelo sistema UPAC é exatamente a mesma, sendo que, como já foi escrito anteriormente com a inclusão do consumo do VE, a energia mensal consumida (barra cinzenta) é bastante superior à produção do sistema (barra azul), Gráfico 4.8. Perante este cenário, já não existe tanta produção excedente do fotovoltaico que seja vendida à rede, pelo contrário se existisse uma maior produção do sistema UPAC conseguia-se uma maior redução das despesas de energia.

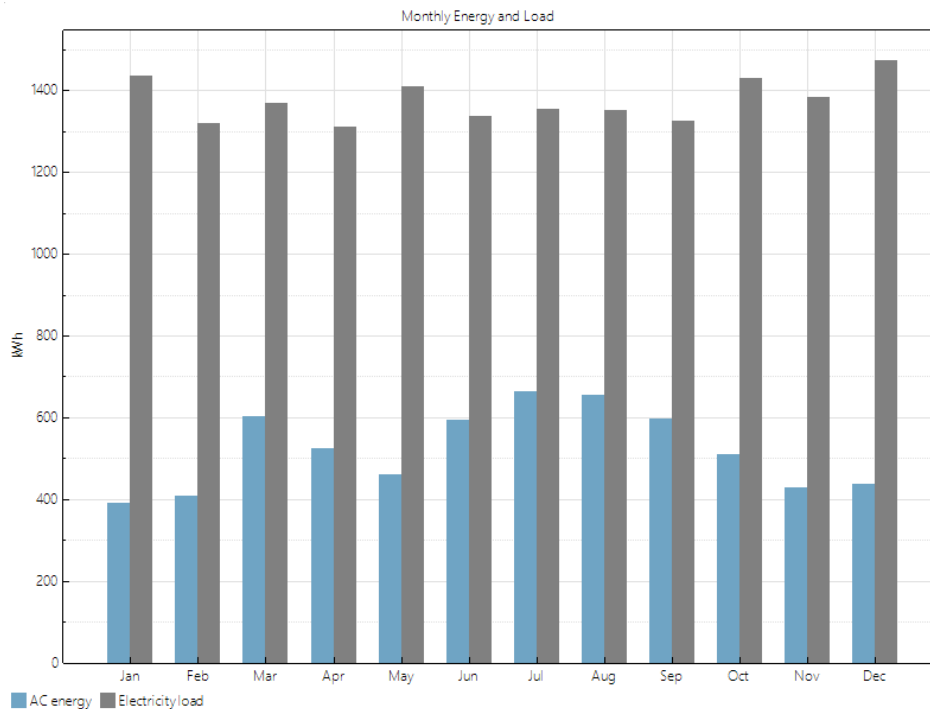


Gráfico 4.8 – Energia gerada e carga elétrica – 2º.

O fluxo de caixa após impostos ao longo dos 25 anos de vida útil do projeto, é em média superior ao longo dos anos face ao anterior caso. Maioritariamente devido ao valor após os impostos da energia gerada pelo sistema, como se consegue visualizar pelo Gráfico 4.9. Nota-se, como seria de esperar no 22º ano, devido aos custos de substituição da bateria do VE, o seu valor é negativo, mas no ano seguinte volta a ser positivo. Estes e outros cálculos associados ao fluxo de caixa podem ser consultados no Anexo H – Excel do fluxo de caixa do (Cenário base + VE (N)) – 2º.

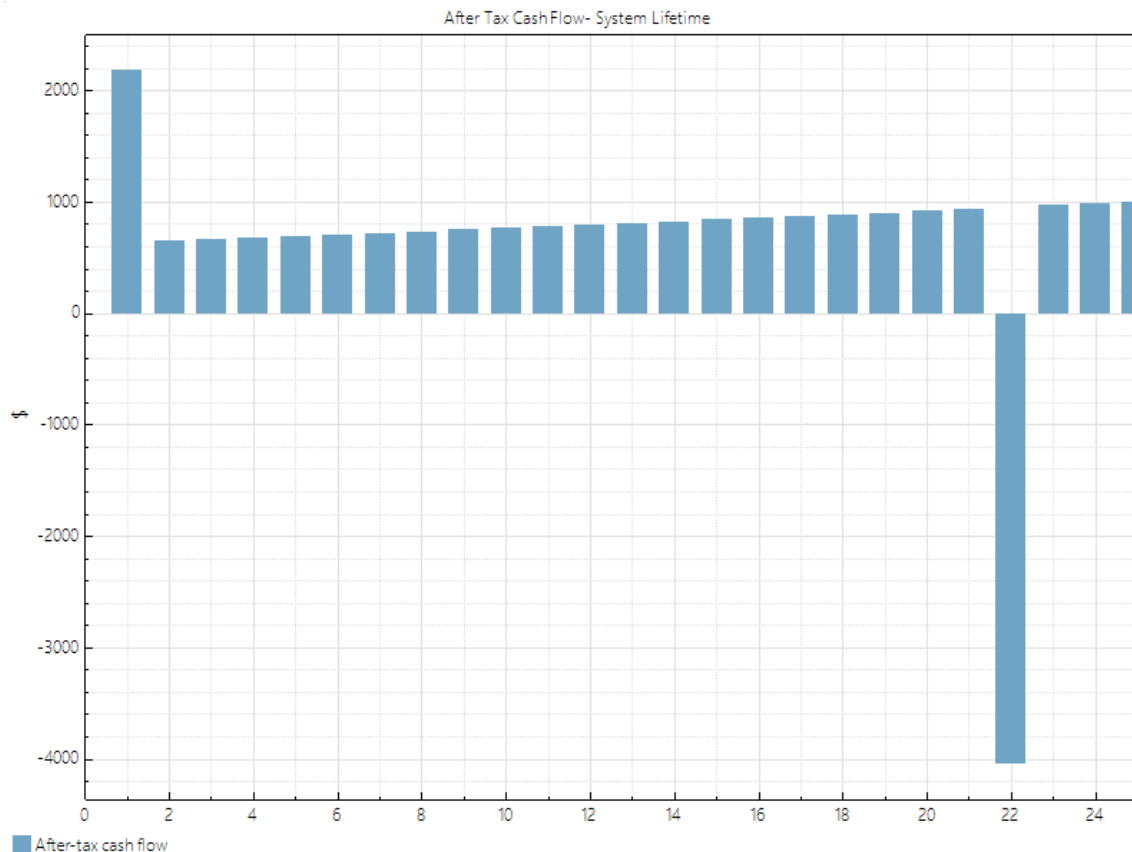


Gráfico 4.9 – Fluxo de caixa após impostos – 2º.

4.2.1.3. Conclusão dos resultados

As métricas anteriormente abordadas demonstram, face ao consumo ser mais elevado, o sistema UPAC não consegue acompanhar o diagrama de cargas. Maioritariamente devido ao VE ser carregado durante a noite, sendo que nessa altura não existe produção fotovoltaica. No entanto, a aproximação do VAL usando anuidades, consegue ser igual (10000€) ao cenário anterior, devido ao valor da energia ser superior (1400€) face aos (1200€). Este contempla a poupança líquida ajustada por impostos, mas as despesas são superiores também (-700€) face aos (-600€), Tabela 4.6.

Tabela 4.6 – Aproximação do VAL usando anuidades – 2°.

Annuities, Capital Recovery Factor (CRF) = 0.0694		
Investment	\$0	Sum:
Expenses	\$-700	\$700
Savings	\$100	NPV = Sum / CRF:
Energy value	\$1,400	\$10,000

Investment = Installed Cost - Debt Principal - IBI - CB
 Expenses = Operating Costs + Debt Payments
 Savings = Tax Deductions + PBI
 Energy value = Tax Adjusted Net Savings
 Nominal discount rate = 4.7819%

O período de retorno do investimento é mais baixo que o cenário anterior, o que resulta num maior aproveitamento do sistema UPAC. Consegue-se poupar mais energia e rentabilizar o investimento, apesar da diferença do consumo, ser maioritariamente durante o período noturno. Algum excedente que anteriormente era vendido para a rede, neste momento está a ser utilizado para fornecer energia ao VE. Estes e outros dados podem ser consultados no relatório do projeto no Anexo I – Relatório do Sistema UPAC detalhado com VE (N) – 2°.

No Gráfico 4.10, visualiza-se os primeiros sete dias de janeiro, de quinta-feira a quarta-feira, durante alguns períodos diurnos a energia gerada é superior ao consumo, principalmente durante a semana. Ao fim de semana, como o consumo já é durante o dia, grande parte do mesmo é fornecido pelo sistema UPAC.

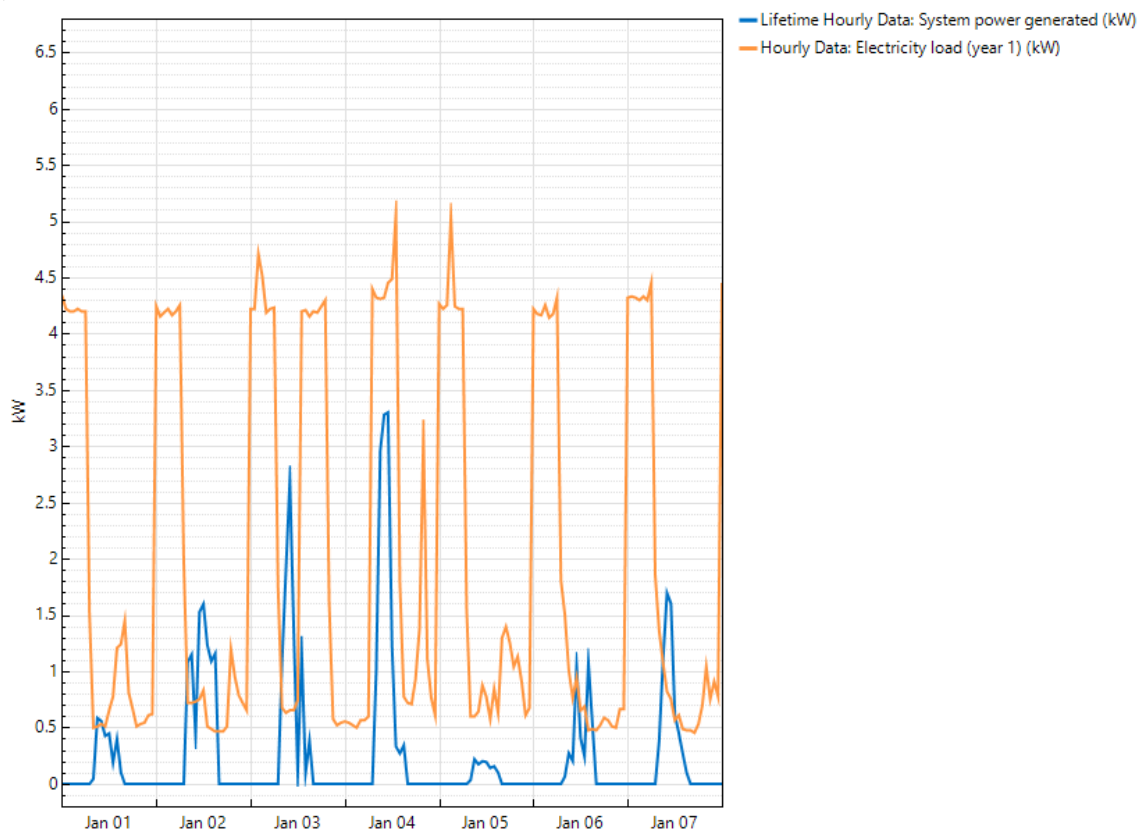


Gráfico 4.10 – Potência do sistema gerada e diagrama de carga – 2°.

Pelo Gráfico 4.11, conclui-se que grande parte da energia para fornecer o diagrama de cargas (laranja) vem da rede elétrica, 13730kWh primeiro ano, (vermelho-escuro), existe uma pequena parte que é fornecida pelo sistema UPAC, 2770kWh primeiro ano, (cinzento-escuro) e como referido anteriormente em alguns momentos o que é produzido pelo sistema não é aproveitado (azul).

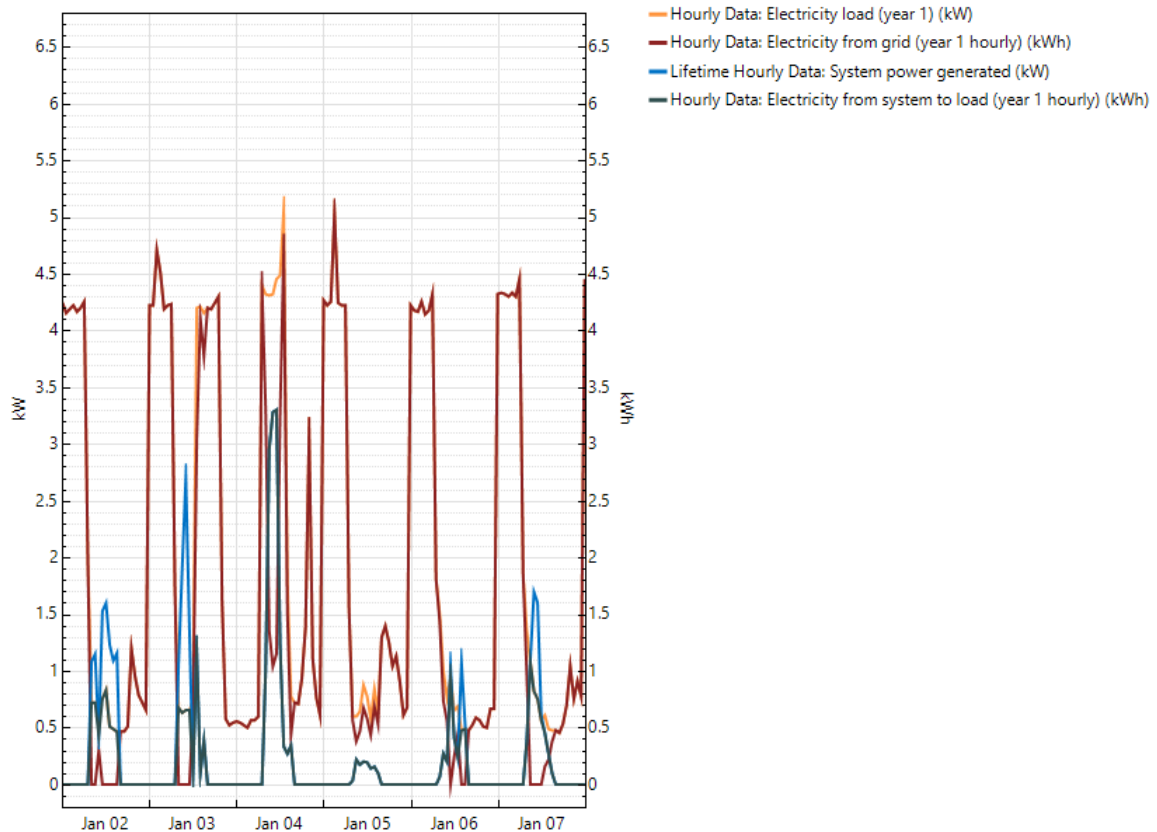


Gráfico 4.11 – Diagrama de cargas vs Energia da rede vs Energia gerada vs Energia do sistema para carga – 2º.

Em suma, este cenário compensa em relação ao anterior, devido a todos os argumentos falados anteriormente.

De seguida, como já foi referido previamente, vai ser estudado mesmo cenário com VE, mas desta vez com o carregamento a ser feito durante o dia.

4.2.2. Perfil de carregamento durante o dia (Cenário base + VE (D) – 3º)

O objetivo deste cenário é simular alguém que trabalhe em “modo híbrido”, ou seja, segunda-feira trabalha de tarde em casa, terça e quinta-feira trabalha o dia todo fora de casa, quarta e sexta-feira trabalha de manhã em casa, assim pode aproveitar a radiação solar para carregar o carro durante o dia, como se pode verificar pela Tabela 4.7.

Tabela 4.7 – Horários de carregamento do VE (D) – 3º.

Segunda-feira	Terça e quinta-feira	Quarta e sexta-feira	Sábado e Domingo
13h – 21h, carrega o VE.	16h – 0h, carrega o VE.	6h – 14h, carrega o VE.	Igual ao perfil anterior.

O Gráfico 4.12, ilustra o referido anteriormente, começando numa quinta-feira (1 de janeiro) até quarta-feira (7 de janeiro).

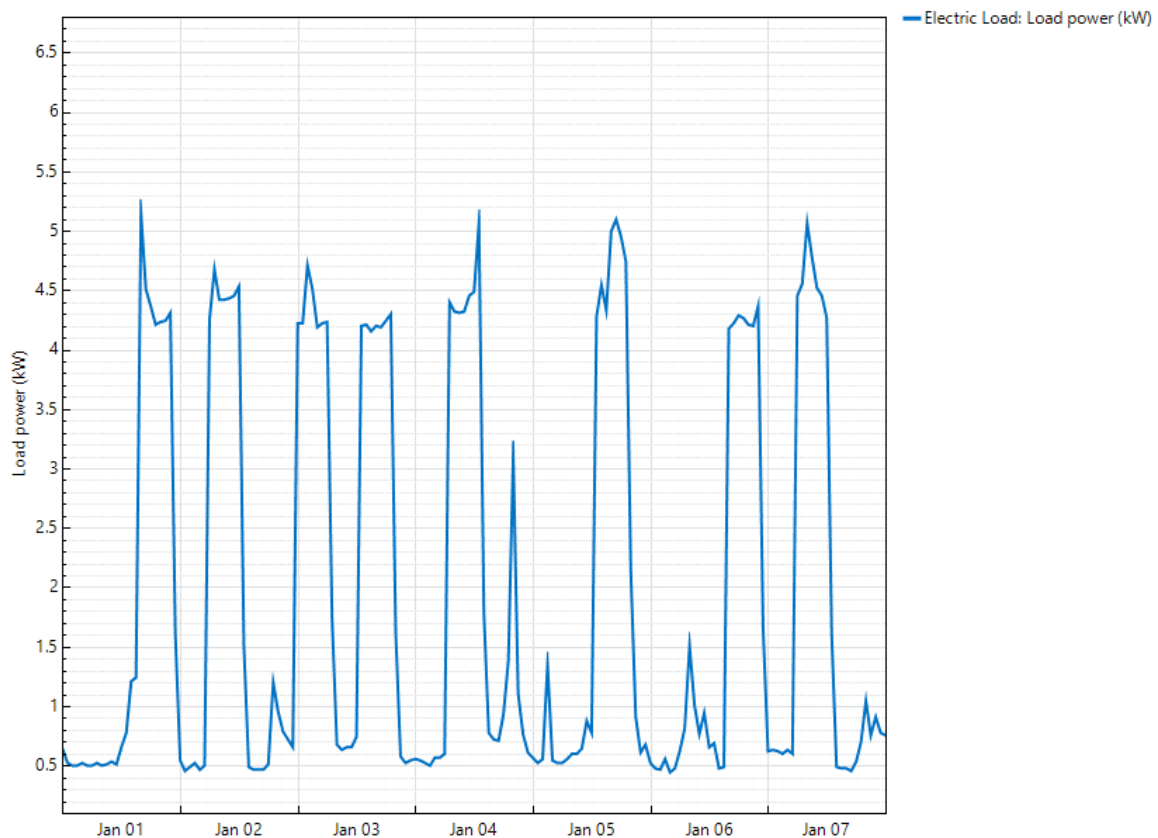


Gráfico 4.12 – Diagrama de carga semanal com VE (Dia) – 3º.

4.2.2.1. Resumo dos resultados

As métricas de desempenho e financeiras apresentadas na Tabela 4.8, são exatamente as mesmas do perfil de carregamento anterior. O mesmo acontece como previsto, com a energia gerada, as perdas no sistema e fluxo de caixa após impostos.

Tabela 4.8 – Métricas de desempenho e financeiras – 3º.

Metric	Value
Annual energy (year 1)	6,271 kWh
Capacity factor (year 1)	17.8%
Energy yield (year 1)	1,559 kWh/kW
Performance ratio (year 1)	0.82
Levelized COE (nominal)	11.04 ¢/kWh
Levelized COE (real)	9.17 ¢/kWh
Electricity bill without system (year 1)	\$3,420
Electricity bill with system (year 1)	\$2,166
Net savings with system (year 1)	\$1,254
Net present value	\$10,870
Simple payback period	4.7 years
Discounted payback period	5.2 years
Net capital cost	\$7,045
Equity	\$0
Debt	\$7,045

4.2.2.2. Conclusão dos resultados

Em relação ao estudo anterior, as diferenças para este caso de estudo, são no aproveitamento da energia produzida pelo sistema UPAC, devido ao consumo do VE ser durante o dia. No primeiro ano, o diagrama de cargas tem um consumo de 16500kWh, a rede elétrica fornece 12669kWh, dos 6271kWh gerados pelo sistema são aproveitados para o consumo 3831kWh, um valor superior ao anterior perfil de consumo. Neste Gráfico 4.13, observa-se o diagrama dos primeiros 7 dias de janeiro, onde pode-se visualizar o descrito acima.

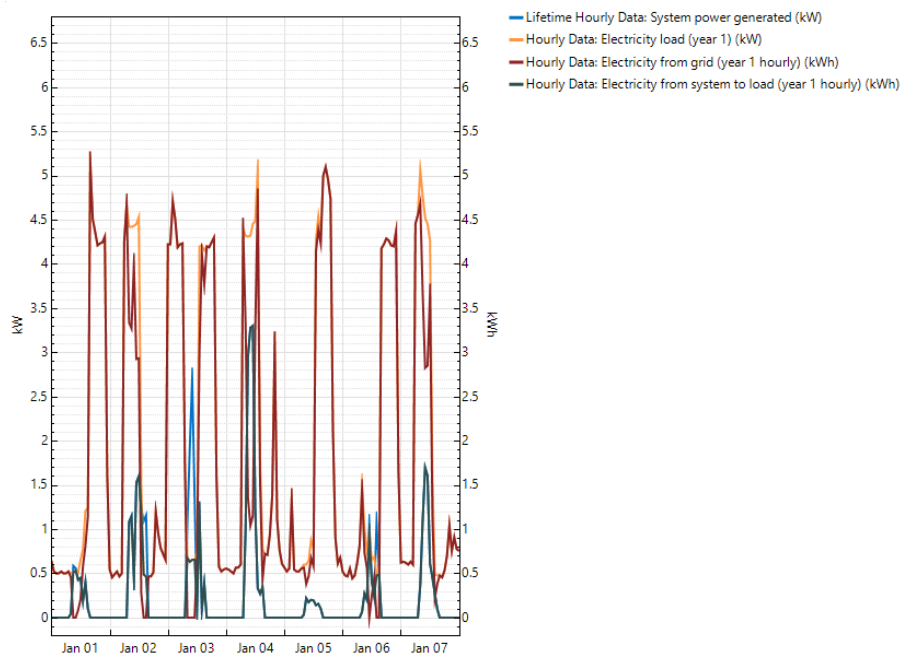


Gráfico 4.13 – Energia gerada vs diagrama cargas vs energia da rede vs energia do sistema para carga – 3º.

Em resumo, assumindo que o utilizador já tem um VE, senão poderá adquiri-lo, o *Nissan Leaf* de 40kWh desde 29400€, segundo fonte oficial [43], com as seguintes características [40]. Este sistema compensa em relação ao que não tinha um veículo elétrico incorporado na sua residência, isto porque apesar de o consumo ser superior 16500kWh face aos 5282kWh, existe um maior aproveitamento do sistema UPAC, inclusive no número de anos para recuperar o investimento. Se o perfil do carregamento do VE, for durante o dia, ainda se consegue um maior aproveitamento de 3831kWh face aos 2770kWh.

No entanto, neste estudo não foi possível simular, um provável auxílio da carga do VE, no consumo da residência, como já foi abordado anteriormente. O programa utilizado (SAM), não deixa simular separadamente o perfil de carga do VE, o que impossibilitou de fazer a simulação anteriormente abordada.

Será algo útil para realizar nos futuros estudos. Imaginando que num determinado momento, a energia de compra à rede elétrica, esteja com um valor elevado, devido a picos de consumo, poderá vir a compensar, utilizar se disponível e caso o utilizador do VE não pretenda sair de casa nas próximas horas, a energia armazenada na bateria do VE. Posteriormente quando não existir picos de consumo carregar a bateria.

De modo a complementar, estes casos de estudo, procedeu-se a inserção de uma bateria para armazenar o excesso de produção do sistema UPAC e assim perceber se a compra de uma bateria compensa ao longo destes 25 anos de vida útil do projeto.

4.3.Cenário Base + Bateria (BAT) – 4º

O quarto caso de estudo, engloba o cenário anterior sem o VE, mas com inclusão de um sistema de armazenamento a bateria. O modelo escolhido no SAM foi *Battery Storage – Detailed PV-Battery – Residential Owner*, seguindo a estrutura dos modelos anteriores, mas incluindo a bateria, onde nos modelos residenciais está atrás do contador, com o intuito de reduzir a fatura elétrica do consumidor.

4.3.1. Células da bateria e sistema

A bateria escolhida para este sistema é a da ABB, REACT-2, de 2kW, sendo que assim suporta cerca de metade do sistema autoconsumo (4,02kW DC) face à potência máxima da

bateria 1,954kW DC. Os dados técnicos podem ser consultados com mais detalhe no Anexo J – Ficha técnica da bateria ABB – REACT 2.

Tipo de bateria

O tipo de bateria normalmente utilizado, nestes sistemas de UPAC são de Íon de Lítio de Níquel Manganês e Cobalto (NMC), segundo [44], um material mais barato que o de Óxido de Lítio Cobalto (LCO) com características de segurança melhoradas.

Dimensionamento

A bateria foi dimensionada de forma automática de acordo com os dados da ficha técnica acima mencionada, inserindo a potência desejada em kW, neste caso os 2kW que são a taxa de descarga máxima. De seguida, foi definido a capacidade desejada da bateria, neste caso, 4kWh.

Capacidade da célula

A capacidade da célula é quando uma única célula está totalmente carregada, neste caso foi definido de 3,2Ah.

Tensão da bateria

A tensão da bateria desejada calcula o número de células em série com base na tensão do banco desejada e na tensão nominal da célula, neste caso foi atribuído 200V.

Número de células em série, $55 = \text{Arredondado para cima} (\text{Tensão de banco desejada}, 200\text{V} \div \text{Tensão nominal da célula } 3,7\text{V})$.

Tensão nominal da célula

É a tensão de referência numa única célula totalmente carregada na bateria, conforme o fabricante. A tensão típica de uma célula de íon de lítio é de 3,7V.

Propriedades calculadas

Através dos dados inseridos anteriormente, são calculadas algumas propriedades da bateria, como se pode visualizar na Figura 4.1 e os restantes dados no Anexo K – Propriedades calculadas da bateria.

- **Capacidade nominal da bateria**, 3,9072 kWh (DC). O SAM usa esse valor nos cálculos de custo da bateria, para determinar o estado de carga da bateria e a redução da capacidade durante sua vida útil.

Capacidade nominal da bateria (DC kWh) = Capacidade da célula (3,2Ah) × Tensão da célula (3,7V DC) × Número total de células (330).

- **Tempo de potência máxima**, 2h, o número de horas que a bateria pode descarregar continuamente na sua potência máxima, denominado de autonomia da bateria.

Tempo na potência máxima (h) = Potência nominal da bateria (3,9072 kWh) ÷ Potência máxima de descarga (1,9536 kW).

- **Potência máxima descarga**, 1,9536 kW em DC e 1,87707 kW em AC, calculados da seguinte forma:

Em DC

Potência máxima de descarga (DC kW) = Capacidade da célula (3,2Ah) × Tensão nominal da célula (3,7V DC) × Taxa C máxima de descarga (0,5 / h) × Número total de células (330) ÷ 1000 W / kW.

Em AC

Potência máxima de descarga (AC kW) = Potência máxima de descarga (1,9536 DC kW) × Eficiência de conversão DC para DC (99%) × Eficiência nominal do inversor (97,053%).

- **Potência máxima de carga** 1,9536 kW em DC e 2,03325 kW em AC, em DC calculado exatamente da mesma forma que na descarga em DC.

Em AC

Potência máxima de carga (AC kW) = Potência máxima de carga (DC 1,9536kW) × (Eficiência de conversão DC para DC (99%) × Eficiência nominal do inversor (97,053%).

O corte de eficiência do conversor é o limite operacional do inversor fotovoltaico, abaixo do qual a bateria não pode carregar ou descarregar, neste caso são 90%.

4.3.3. Vida útil da bateria

O modelo de vida útil determina a degradação da bateria ou a redução da capacidade disponível da bateria ao longo do tempo.

- O ciclo de degradação é uma redução da capacidade da bateria devido ao número de ciclos de carga e descarga.
- O calendário de degradação é uma redução da capacidade da bateria devido ao tempo, independente de como é utilizada.

O modelo de vida útil da bateria determina a capacidade disponível da bateria em cada intervalo de tempo com base no calendário e ciclo de degradação, assim define a capacidade para o mínimo dos dois. Por exemplo, numa determinada etapa de tempo a degradação do ciclo for 75% da capacidade total e a degradação do calendário for 87%, o SAM define a capacidade da bateria para 75% da capacidade total. Ambos podem ser consultados no programa SAM.

4.3.4. Substituição da bateria

O SAM determina quando é necessário a substituição da bateria, neste caso será quando a mesma atingir 50% da sua capacidade. Também é calculado o custo de substituição da bateria com base no fluxo de caixa do projeto, especificado como um custo de operação e manutenção. Quando a capacidade disponível da bateria atingir os 50%, o SAM substitui a bateria e aplica os custos associados. Neste caso em particular a bateria é substituída no 20º ano.

4.3.5. Despacho da bateria

Nesta seção são exibidas as entradas para controlar o despacho da bateria ou o tempo de carga e descarga da bateria.

Limites de cobrança e prioridade

Estado mínimo de carga

Um limite que é definido para a drenagem da bateria, a vida útil da bateria depende muito desta profundidade de descarga. Portanto, deve ser definido com base na química da bateria (Iões de lítio) e no desempenho desejado ao longo do tempo. Neste caso, 15%, evita que a bateria seja descarregada abaixo do estado de carga referido.

Estado máximo de carga

Limite definido da quantidade de energia que pode ser enviada para a bateria, a vida útil depende igualmente da descarga e estado de carga. Neste caso, foi atribuído 95%, evita que a bateria seja carregada acima deste limite.

Estado inicial de carga

Este valor significa o estado inicial da bateria no início da simulação, se for 0% significa que a bateria está totalmente descarregada, se for 100% está totalmente carregada, nesta situação foi definido 50% da carga.

Tempo mínimo no estado de carga

Esta configuração apenas se aplica para simulações que não seja de hora em hora, neste caso foi ignorado este item porque o diagrama de carga é fornecido de hora em hora.

Controlador de despacho de armazenamento

O controlador de despacho determina o tempo de carga e descarga da bateria e os limites de descarga. No sistema, atrás do contador, foi definido um controlador de despacho manual para definir o tempo, usando o calendário anual com os dias de semana e fim de semana.

Observação: A opção despacho atrás do contador, apenas permite que a bateria descarregue para a carga e não possibilita para a rede elétrica.

Despacho Manual

No despacho manual, especifica-se o tempo de carga e descarga da bateria, usando dois períodos (máximo de seis) e um conjunto de perfis horários durante a semana e fins de semana.

Este controlador assume que o sistema primeiro fornece energia ao diagrama de cargas e só posteriormente carrega a bateria. Quando selecionado um intervalo de tempo a “carregar o

sistema”, o sistema carrega a bateria com o excesso de energia. Quando selecionado a “carregar da rede”, o sistema carrega a bateria a partir da rede elétrica e por fim a opção de descarregar. De seguida especifica-se os modos de controlo manual:

Carregar pelo sistema

Quando selecionado este período, permite que a bateria seja carregada a partir do sistema fotovoltaico.

Carregar pela rede

Quando selecionado este período, permite que a bateria seja carregada a partir de energia da rede elétrica. Neste período deve-se definir a percentagem do estado de carga da bateria, que pode ser carregada ao longo do tempo. Por exemplo, para simulações de hora em hora, um valor de 25% permite à rede fornecer 25% do estado de carga da bateria do início até ao fim da hora. O objetivo da percentagem é evitar que a bateria seja carregada muito rapidamente.

Para uma aplicação atrás do contador, se carregar a bateria pela rede elétrica e pelo sistema fotovoltaico forem verificados para um determinado período, e se num intervalo de tempo desse período a energia do sistema for menor do que a carga, a energia da rede irá complementar a energia do sistema para atender ao requisito de carga da bateria.

Descarga

A descarga é selecionada nos períodos em que é desejado que a bateria descarregue. Também é necessário definir a percentagem de carga disponível da bateria que pode ser descarregada ao longo do tempo. O estado de carga é definido pelos limites acima abordados.

Definição dos períodos

Foram definidos, neste quarto caso de estudo, dois períodos, o primeiro onde se permite a bateria carregar a partir do sistema fotovoltaico e descarregar na totalidade 85%. O segundo período, apenas permite a descarga da bateria para a carga elétrica da residência, novamente na totalidade. Foi escolhido a bateria descarregar o máximo de energia que tenha disponível, devido a ter-se realizado no programa SAM, uma simulação paramétrica. Onde se definiu

várias percentagens de descargas, desde os 0% até aos 100%. Apesar de nos 0% de descarga o *Payback* e VAL ser favorável, isto porque, senão existir utilização da bateria, não será necessário substituí-la. No entanto, estas diferenças são ligeiras, principalmente no *Payback*, como é comprovado na Tabela 4.9. Quando existe uma utilização a 100% na descarga da bateria, consegue-se uma maior poupança na energia importada da rede e por consequência um maior aproveitamento do excesso de energia do sistema fotovoltaico.

No primeiro período, a bateria é carregada pelo sistema e descarregada maioritariamente durante o período diurno do dia. Quando se aproxima os meses das estações de primavera/verão essas horas de carga/descarga aumentam (8h às 18h/19h) e diminui quando se está nos meses de outono/inverno (9h às 17h). Já no segundo período, apenas é realizada a descarga da bateria, esta foi definida para abastecer durante o período noturno, como se pode visualizar na Figura 4.3. O mesmo perfil sucede-se nos dias de semana e fins de semana.

Tabela 4.9 – Percentagens descarga da bateria – 4°.

batt_discharge_percent_1 (%)	batt_discharge_percent_2 (%)	npv (€)	payback (years)
0	0	7219	8,18406
25	0	7146,94	8,21683
50	0	7145,08	8,21774
75	0	7145,03	8,21777
100	0	7145,03	8,21777
0	25	6441,21	8,25116
25	25	6406,09	8,24953
50	25	6405,84	8,24965
75	25	6405,81	8,24966
100	25	6405,81	8,24966
0	50	6441,25	8,25111
25	50	6406,61	8,24922
50	50	6406,33	8,24936
75	50	6406,3	8,24937
100	50	6406,3	8,24937
0	75	6441,13	8,25117
25	75	6406,61	8,24923
50	75	6406,32	8,24937
75	75	6406,3	8,24938
100	75	6406,3	8,24938
0	100	6441,13	8,25117
25	100	6406,61	8,24923
50	100	6406,32	8,24937
75	100	6406,3	8,24938
100	100	6406,3	8,24938

Weekday														Weekend																																					
	12am	1am	2am	3am	4am	5am	6am	7am	8am	9am	10am	11am	12pm	1pm	2pm	3pm	4pm	5pm	6pm	7pm	8pm	9pm	10pm	11pm	Jan	12am	1am	2am	3am	4am	5am	6am	7am	8am	9am	10am	11am	12pm	1pm	2pm	3pm	4pm	5pm	6pm	7pm	8pm	9pm	10pm	11pm		
Jan	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	Jan	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2		
Feb	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	Feb	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	
Mar	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	Mar	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	
Apr	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	Apr	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	
May	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	May	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	
Jun	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	Jun	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	
Jul	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	Jul	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2
Aug	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	Aug	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2
Sep	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	Sep	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	
Oct	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	Oct	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	
Nov	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	Nov	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	
Dec	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	Dec	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	

Figura 4.3 – Programação dos períodos durante a semana e fins de semana – 4º.

4.3.6. Custos do sistema (inclusão da bateria)

Os custos no sistema são exatamente os mesmos, terá de ser acrescentado o valor da bateria e o custo de uma eventual substituição.

O custo da instalação da bateria é expresso em €/kWh da capacidade total da bateria, ou seja, segundo diversas pesquisas [46] e Anexo L – Preço da bateria ABB FILMER REACT 2, foi definido o valor de 899,5€/kWh pico. Perfaz um total de 3,9kWh vezes 899,5€/kWh, igual a 3514,53€.

Os custos diretos, após a inserção do valor da bateria, crescem até aos 8990,80€, mantendo-se exatamente o mesmo valor nos custos indiretos. Assim na totalidade do sistema são 10559,56€, o que dá 2,63€ por W_p .

O custo de substituição da bateria é o mesmo (899,5€/kWh), usando a taxa de inflação (1,73%) para calcular o custo total de substituição nesse ano.

4.3.7. Resumo dos resultados

Em termos de desempenho do sistema, a energia anual gerada é inferior (6185kWh) aos cenários anteriores, isto deve-se a existir maiores perdas com a inclusão da bateria. A energia gerada é inferior e assim sendo o fator de capacidade será ligeiramente inferior (17,6%). Este analisa a relação entre a energia prevista pelo sistema e a energia gerada pelo sistema fotovoltaico. O mesmo sucede-se com o rendimento da energia 1538h e a taxa desempenho (0,81). A eficiência da bateria ronda os 88% e com a bateria a ser carregada a 100% pelo sistema fotovoltaico.

A nível financeiro, os custos nivelados de energia nominal e real, são mais elevados devido ao custo da bateria. O valor da energia paga sem o sistema é a mesma (1177€) que no Cenário

Atual e 1º estudo e é mais baixo que no 2º e 3º. No entanto, o valor pago pela energia com o sistema fotovoltaico e bateria é ligeiramente superior (118€) ao cenário base, o que implica que a energia poupada seja inferior (1058€).

O VAL é cerca de metade (5110€) do cenário base, comprovado pelo valor do investimento no armazenamento (bateria). Devido a este valor, o *Payback* e o custo do sistema são superiores. Em suma, em termos financeiros, existe um maior investimento, apesar de o mesmo ser possível recuperar passados 8,3 anos, como se pode visualizar na Tabela 4.10.

Tabela 4.10 – Métricas de performance e financeiras – 4º.

Metric	Value
Annual energy (year 1)	6,185 kWh
Capacity factor (year 1)	17.6%
Energy yield (year 1)	1,538 kWh/kW
Performance ratio (year 1)	0.81
Battery roundtrip efficiency	88.35%
Battery charge energy from system	100.0%
Levelized COE (nominal)	14.69 ¢/kWh
Levelized COE (real)	12.21 ¢/kWh
Electricity bill without system (year 1)	\$1,177
Electricity bill with system (year 1)	\$118
Net savings with system (year 1)	\$1,058
Net present value	\$5,110
Simple payback period	8.3 years
Discounted payback period	10.1 years
Net capital cost	\$10,560
Equity	\$0
Debt	\$10,560

A energia mensal produzida, Gráfico 4.14, é ligeiramente mais baixa em todos os meses no primeiro ano, comparando com os anteriores casos, como já foi referido deve-se às perdas elétricas.

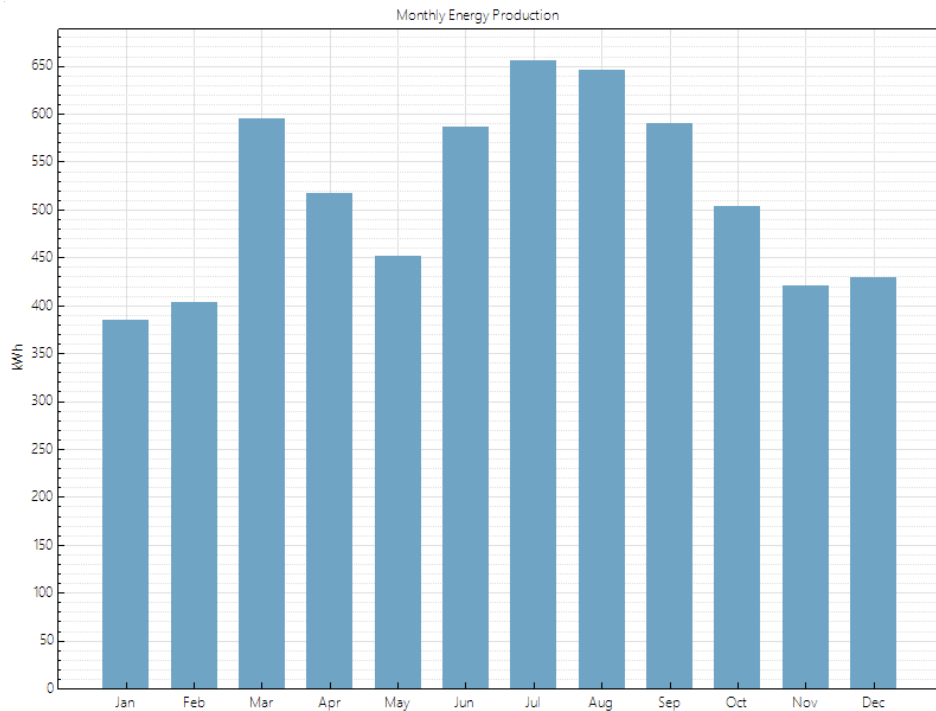


Gráfico 4.14 – Energia Mensal Produzida – 4°.

O mapa de calor da potência gerada pelo sistema, Figura 4.4, devido à introdução da bateria, nota-se uma ligeira “produção de energia”, como tal o carregamento é durante o dia e nas horas onde não existe sol. Há uma descarga de energia da bateria para o consumo, visível a azul-claro (1,12434 e 1,49951 kW). Um valor negativo (azul-escuro) significa que o sistema está a utilizar energia da rede.

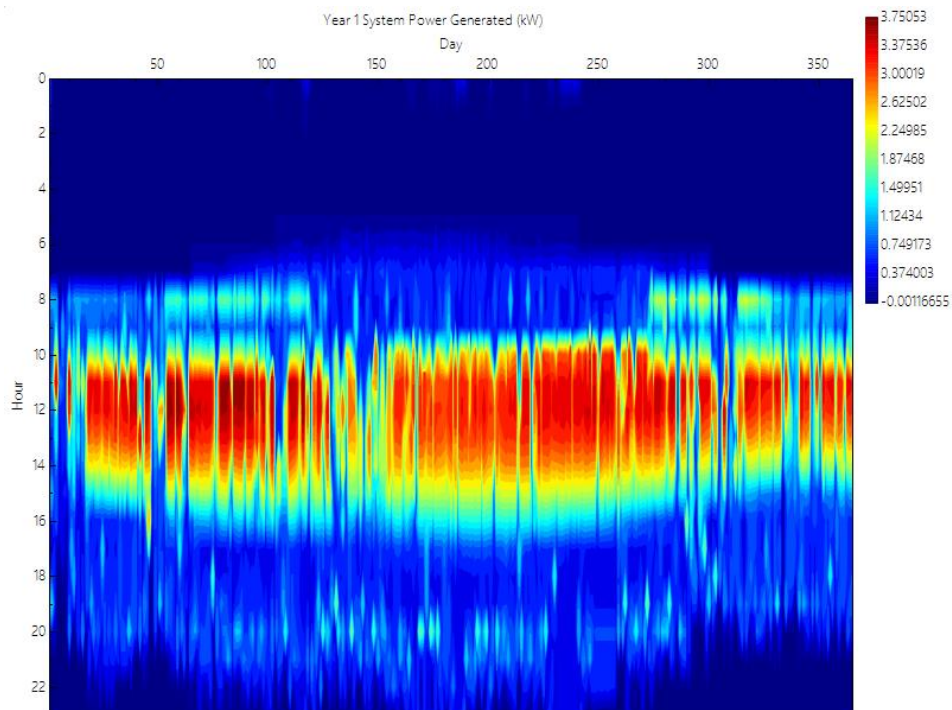


Figura 4.4 – Potência gerada pelo sistema – 4°.

As perdas de energia são maioritariamente relacionadas com a sujidade, 5%, (cinzento-escuro), em termos de corrente contínua, 2,8% desvio do módulo (azul-claro) e 2,49% eficiência do inversor (roxo). As perdas são sensivelmente as mesmas dos casos anteriores, com a inclusão de perdas relacionadas com a bateria, como pode-se visualizar no Gráfico 4.15.

Ao longo dos 25 anos de vida útil do projeto, no primeiro ano, os custos anuais (1047€) mais o valor da energia gerada pelo sistema (1058€) após impostos, são 2515€. Nos seguintes anos como os custos anuais são negativos e o valor da energia gerada positivo, este valor é mais baixo. No 20º ano como existe a substituição da bateria, o valor dos custos anuais é bastante superior ao valor da energia gerada e assim sendo observa-se, Gráfico 4.16, um valor negativo. Nos restantes anos volta a ser superior o valor da energia gerada face aos custos anuais. Estes cálculos e outros podem ser consultados no Anexo M – Excel do fluxo de caixa do (Cenário Base + BAT) – 4º.

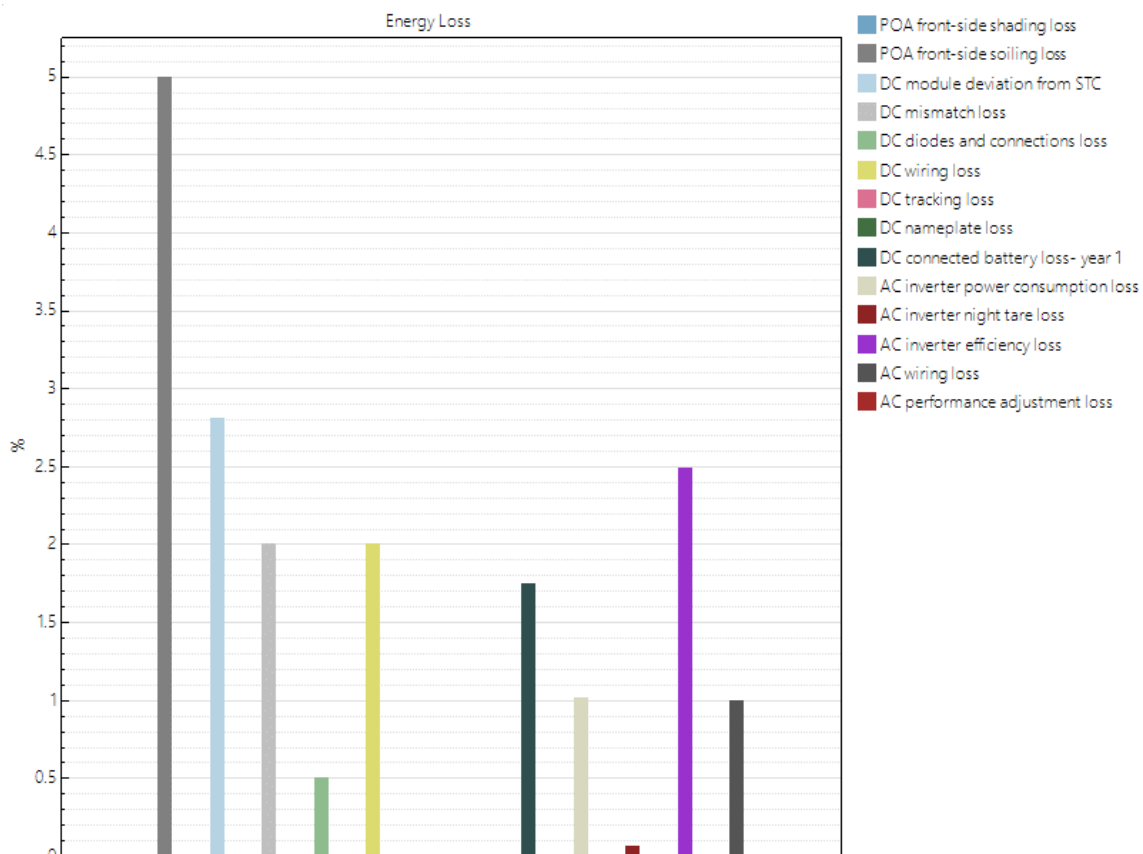


Gráfico 4.15 – Perdas elétricas – 4º.

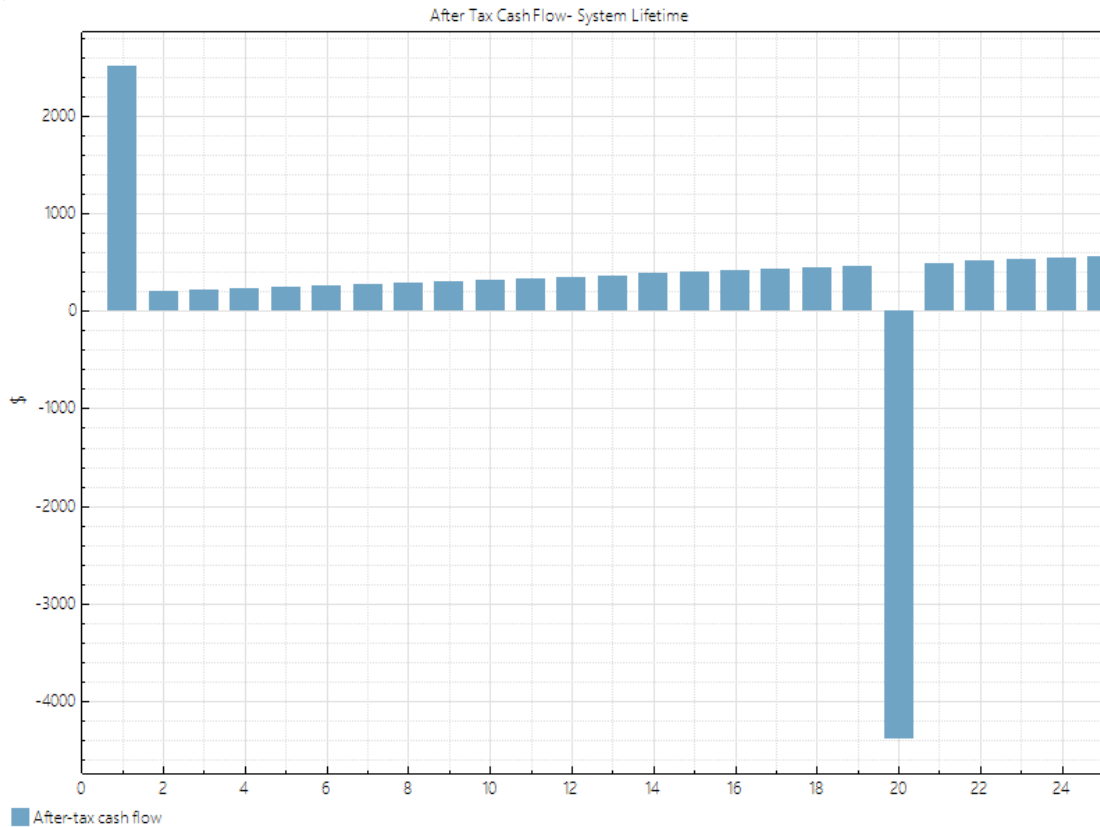


Gráfico 4.16 – Fluxo de caixa após impostos ao longo da vida útil do projeto – 4°.

4.3.8. Conclusão dos resultados

O 4º cenário (cenário base + Bateria) comparado com os restantes, é o que tem maior investimento, devido a ter uma bateria como forma de armazenamento do excesso de energia. Mesmo assim, consegue-se uma poupança com este sistema de 1058€, Tabela 4.11, inferior aos restantes casos (excluindo o cenário atual, 3.4). Consegue-se recuperar o investimento passados 8,3 anos, Gráfico 4.17, superior aos restantes casos, no entanto é bastante viável em comparação ao cenário atual.

A energia da bateria é 100% carregada pelo sistema fotovoltaico como já foi referido, essa mesma energia ao longo dos 25 anos vai sendo cada vez menos, porque a bateria vai perdendo eficiência, até a mesma ser trocada. A energia que é descarregada da bateria não é totalmente a mesma que é carregada, isto porque, existe sempre perdas elétricas, como se pode visualizar no Gráfico 4.18.

Em suma, este sistema exige um maior investimento, impondo um maior período de retorno. Consegue-se, no entanto, ter um maior aproveitamento da energia produzida pelo sistema, dos 6185 kWh produzidos no primeiro ano, 982 kWh são a bateria que fornece a carga, 2020

kWh são fornecidos pelo sistema fotovoltaico diretamente para a carga elétrica, totalizando 3002 kWh e 2282 kWh são fornecidos pela rede elétrica, como se pode visualizar no Gráfico 4.19 e Gráfico 4.20. A restante produção fotovoltaica vai sendo creditada na faturação seguinte. No cenário base – 1º, verifica-se perante os 6271 kWh produzidos, apenas 2007 kWh são fornecidos à carga elétrica e 3276 kWh são fornecidos pela rede elétrica satisfazendo o consumo anual de energia da residência de 5283 kWh. Ou seja, comprova-se que para a mesma carga elétrica consegue-se uma redução de energia requisitada à rede elétrica, face ao aumento da energia utilizada do sistema UPAC. Estes dados e outros podem ser consultados no relatório em Anexo N – Relatório do Sistema UPAC detalhado com Bateria – 4º.

Tabela 4.11 – Fatura elétrica mensal e poupança – 4º.

Month	Without System	With System	Savings
Jan	103	26	77
Feb	101	20	80
Mar	95	10	85
Apr	89	10	79
May	97	10	87
Jun	94	10	84
Jul	92	10	82
Aug	86	10	76
Sep	91	10	81
Oct	102	10	92
Nov	103	10	93
Dec	116	-19	135
Annual	1,176	118	1,058

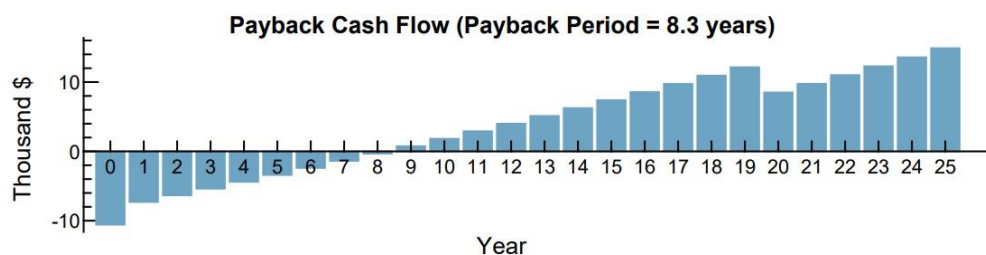


Gráfico 4.17 – Período de retorno do investimento – 4º.

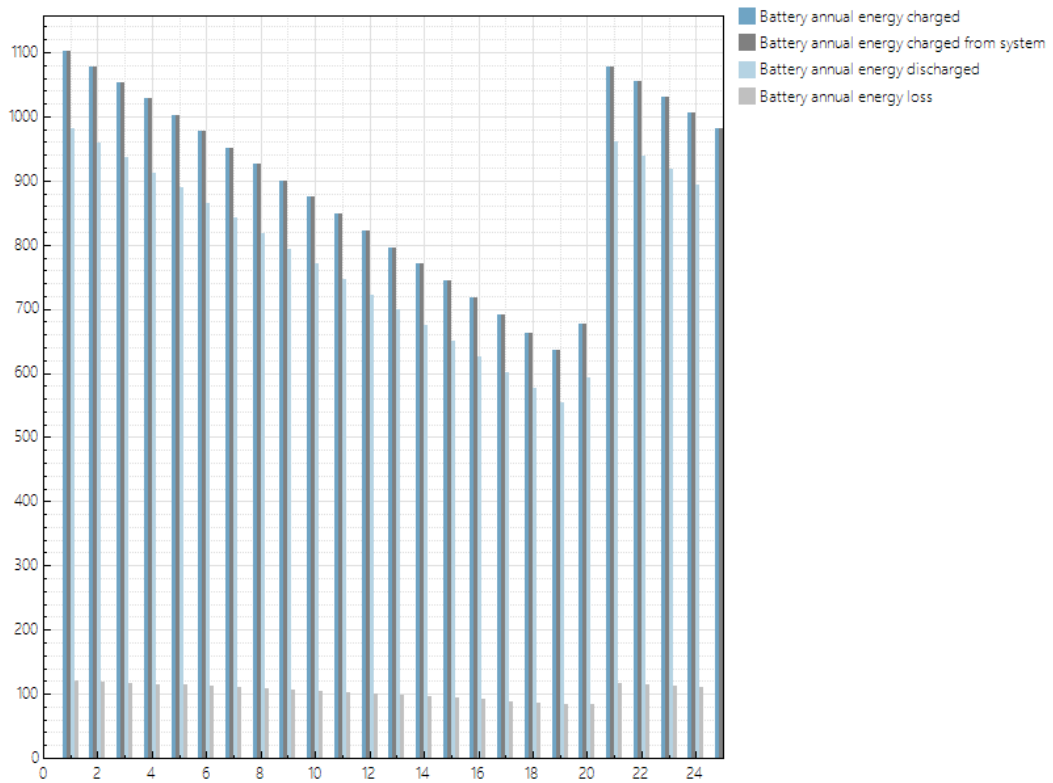


Gráfico 4.18 – Energia anual da bateria carregada vs Energia carregada pelo sistema vs Energia descarregada vs Perdas energia – 4º.

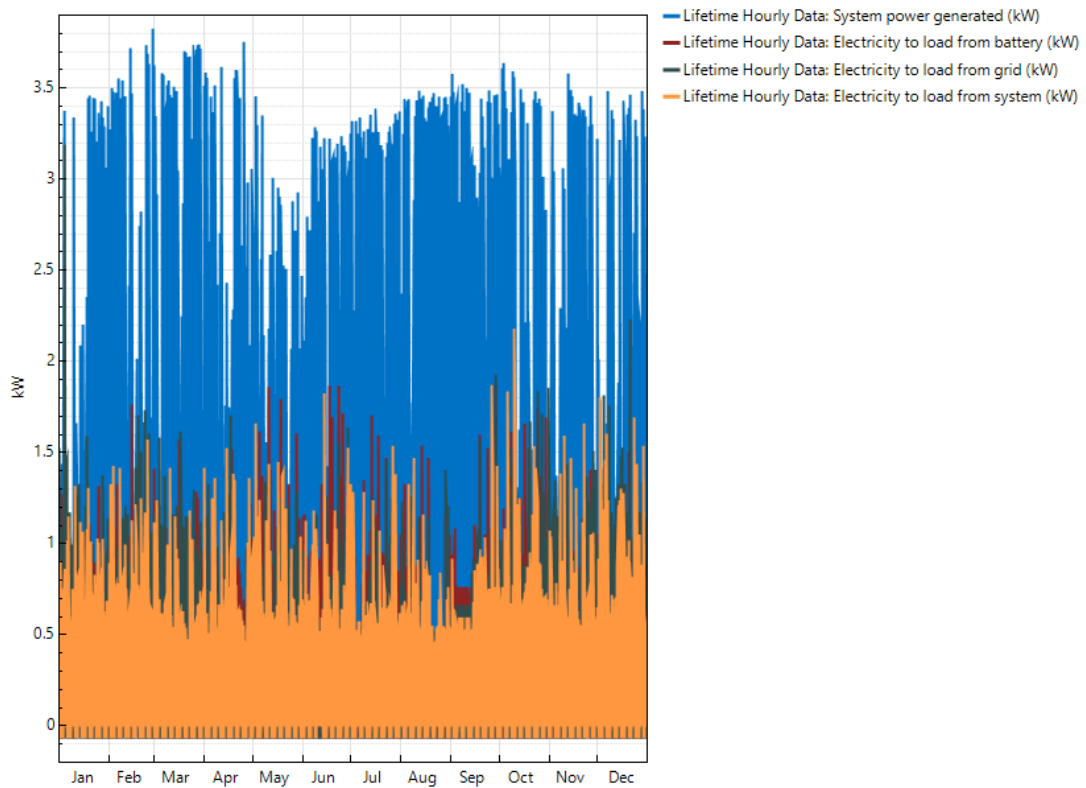


Gráfico 4.19 – Energia gerada vs Energia da bateria para a carga elétrica vs Energia da rede para a carga elétrica vs Energia do sistema para a carga elétrica – 4º.

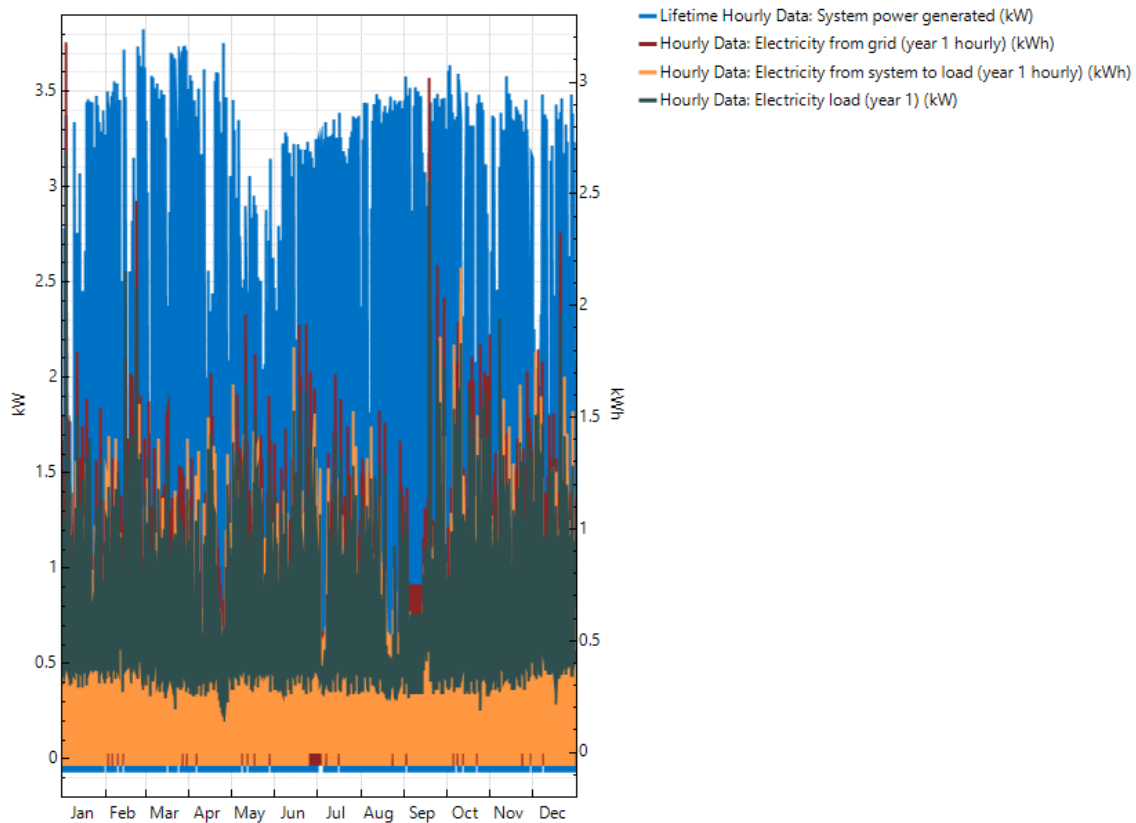


Gráfico 4.20 – Energia gerada pelo sistema vs Energia da rede vs Energia do sistema para a carga vs Carga elétrica – 4°.

De seguida será apresentado um estudo de caso exatamente igual a este, mas com a inclusão de um VE, primeiramente com o perfil de carregamento durante a noite, como já foi abordado e outro com o perfil de carregamento durante o dia.

4.4.Cenário Base + Bateria (BAT) + Veículo Elétrico (VE – N e D) – 5° e 6°

Os 5° e 6° estudos de casos têm como objetivo, estudar a eficiência de um sistema UPAC com armazenamento, existindo nessa residência um veículo elétrico com dois perfis de carga, de modo a perceber se a inclusão de um VE irá ou não beneficiar a compra de uma bateria.

4.4.1. Perfil de carregamento durante a noite (Cenário Base + BAT + VE (N) – 5°)

O perfil de carregamento do VE é exatamente o mesmo do 2º caso de estudo, como se pode visualizar no Gráfico 4.21, a carga do VE foi adicionada ao diagrama principal pelo motivo que foi referindo anteriormente no ponto 4.2.

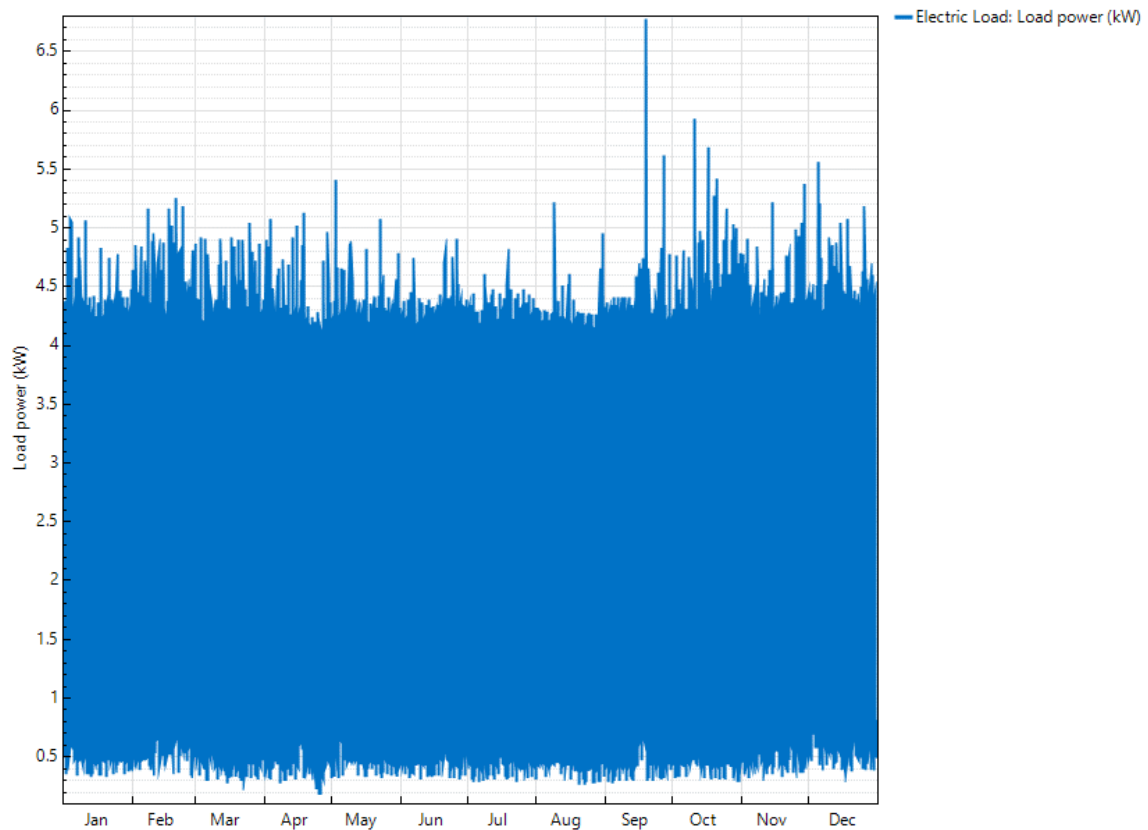


Gráfico 4.21 – Diagrama de cargas com VE (N) – 5°.

4.4.1.1. Resumo dos resultados

A energia anual produzida pelo sistema é 6190 kWh, um valor ligeiramente superior ao caso anterior (6185 kWh), os restantes valores da métrica de performance são os mesmos.

A nível financeiro, os custos nivelados de energia nominal e real, são ligeiramente mais altos que no caso anterior. Comparativamente ao 2º e 3º caso, o valor da energia paga sem o sistema é o mesmo (3420€) devido a ter a carga do VE. No entanto, o valor pago pela energia com o sistema fotovoltaico, bateria e VE é ligeiramente superior (2182€), o que implica que a energia poupada seja inferior (1238€).

O valor atual líquido é o terceiro mais alto, a seguir ao 2º e 3º caso (10870€) e ao 1º caso (10018€). Ou seja, compensa em relação ao cenário atual e ao cenário base com bateria

apenas, isto quer dizer que com o VE consegue-se um maior aproveitamento da bateria, devido à carga ser superior. O mesmo raciocínio aplica-se ao período de retorno do investimento, como se pode visualizar na Tabela 4.12.

Tabela 4.12 – Métricas de performance e financeiras – 5°.

Metric	Value
Annual energy (year 1)	6,190 kWh
Capacity factor (year 1)	17.6%
Energy yield (year 1)	1,539 kWh/kW
Performance ratio (year 1)	0.81
Battery roundtrip efficiency	88.34%
Battery charge energy from system	100.0%
Levelized COE (nominal)	16.65 ¢/kWh
Levelized COE (real)	13.84 ¢/kWh
Electricity bill without system (year 1)	\$3,420
Electricity bill with system (year 1)	\$2,182
Net savings with system (year 1)	\$1,238
Net present value	\$5,959
Simple payback period	7.1 years
Discounted payback period	8.3 years
Net capital cost	\$10,560
Equity	\$0
Debt	\$10,560

Em relação ao mapa de calor da potência gerada pelo sistema, Figura 4.5, o valor máximo atingido é superior aos restantes casos (3,8115 kW). Nota-se que começa a atingir valores mais altos logo de manhã, provavelmente devido a existir uma maior carga e assim um maior aproveitamento ao início do dia da produção fotovoltaica. Assinala-se também como no caso anterior o descarregamento da bateria durante a madrugada e especialmente à noite (azul-claro), como se pode comprovar na visualização das Figura 4.6 e Figura 4.7.

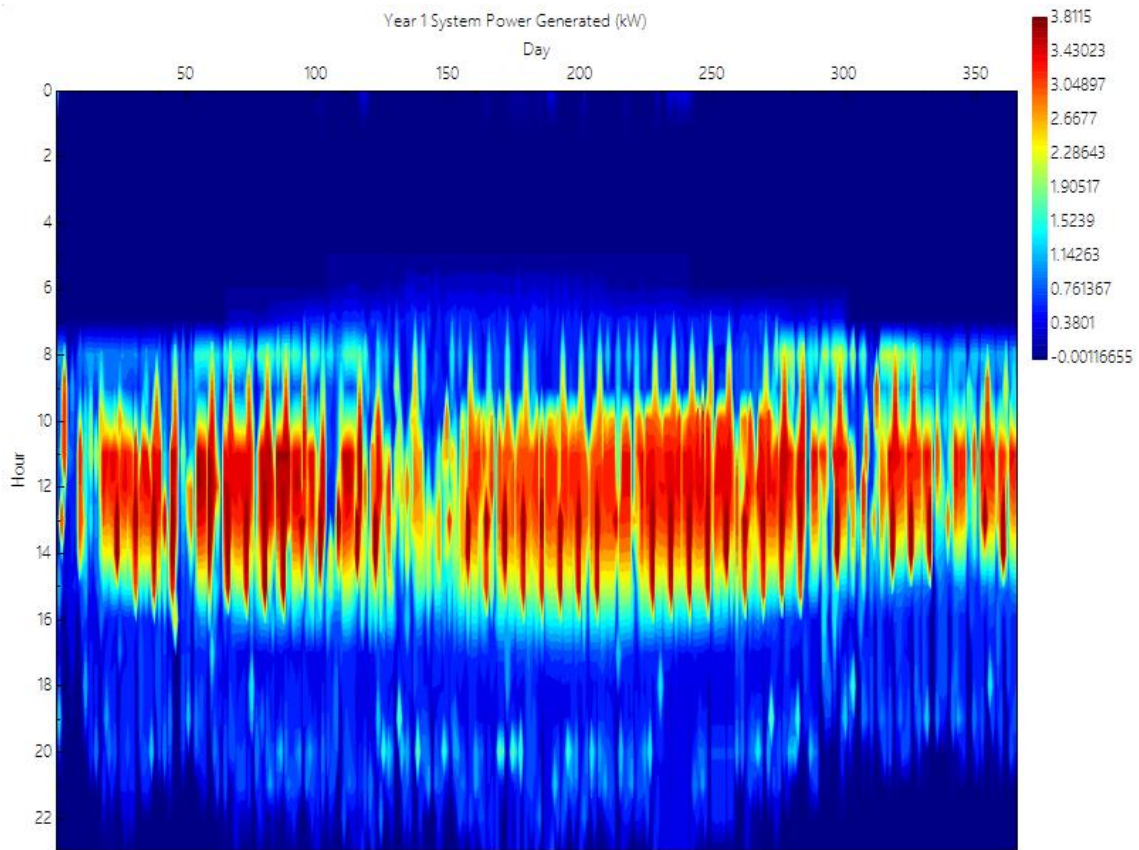


Figura 4.5 – Mapa de calor da potência gerada pelo sistema UPAC (kW) – 5°.

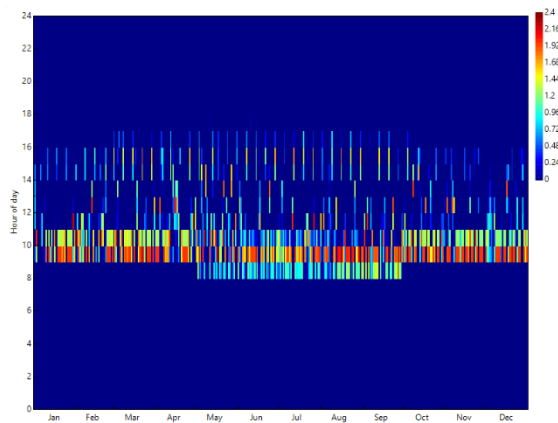


Figura 4.6 – Eletricidade para bateria do sistema UPAC (kW) – 5°.

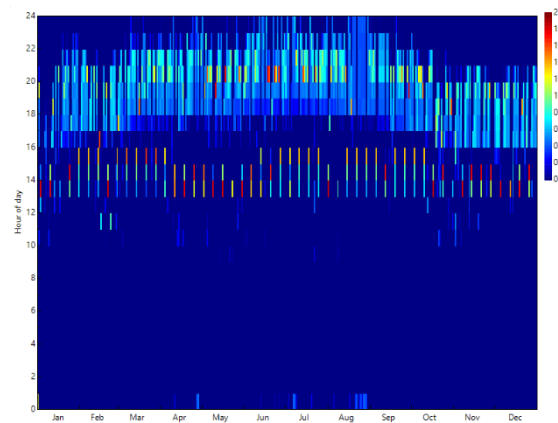


Figura 4.7 – Eletricidade para a carga da bateria (kW) – 5°.

As perdas mais significativas de energia são 5% relacionadas com a sujidade (cinzento-escuro), em termos de corrente contínua, 2,8% desvio do módulo (azul-claro), 2% de perdas de incompatibilidade (cinzento), 2% perdas nos cabos (amarelo), 1,61% na conexão da bateria no primeiro ano (verde-escuro), em termos de corrente alternada, 2,53% eficiência do inversor (roxo) e 1% nas perdas nos cabos (cinzento-escuro). As perdas na conexão da

bateria e no inversor para consumo de energia baixaram e as perdas no inversor e na eficiência do inversor subiram face ao caso anterior, como se pode ver no Gráfico 4.22.

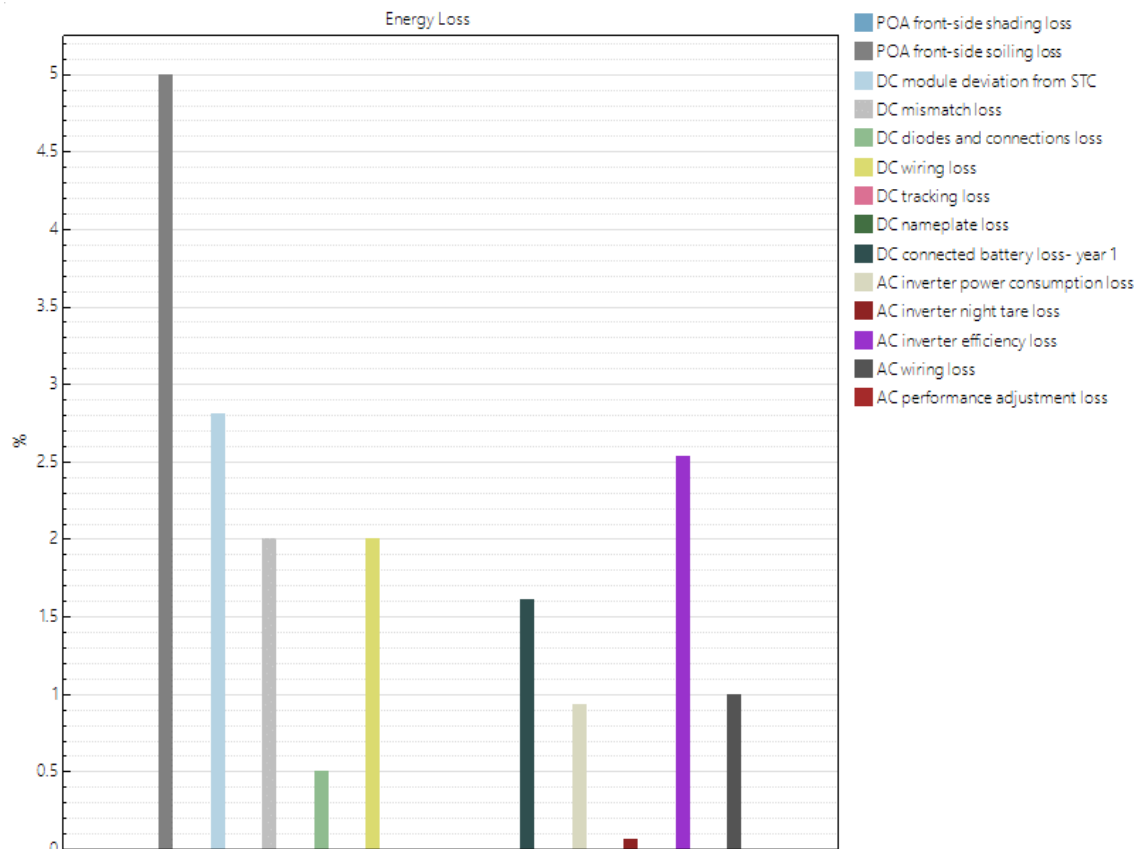


Gráfico 4.22 – Perdas de energia – 5°.

A diferença entre a energia produzida e a carga elétrica é a mesma quando existia um VE na residência.

O fluxo de caixa após impostos, ao longo da vida útil do projeto, Gráfico 4.23, no primeiro ano é idêntico aos anteriores casos. Ao longo dos 25 anos, os custos são de 30056€ face aos 35951€ do valor de energia gerada pelo sistema, conseguindo uma diferença positiva de 5895€, valor inferior ao 4º caso (6708€), ao 2º e 3º caso (16845€), bem como ao 1º caso (17295€), obviamente superior ao caso atual (-5483€).

Neste caso em particular, as baterias (10955€, inclui outros custos) são apenas substituídas no vigésimo segundo ano, tanto a bateria de armazenamento como a do VE, isto devido a uma menor utilização da bateria de armazenamento face ao 4º caso. Estes valores podem ser consultados no Anexo O – Excel do fluxo de caixa do (Cenário Base + BAT + VE (N)) – 5°.

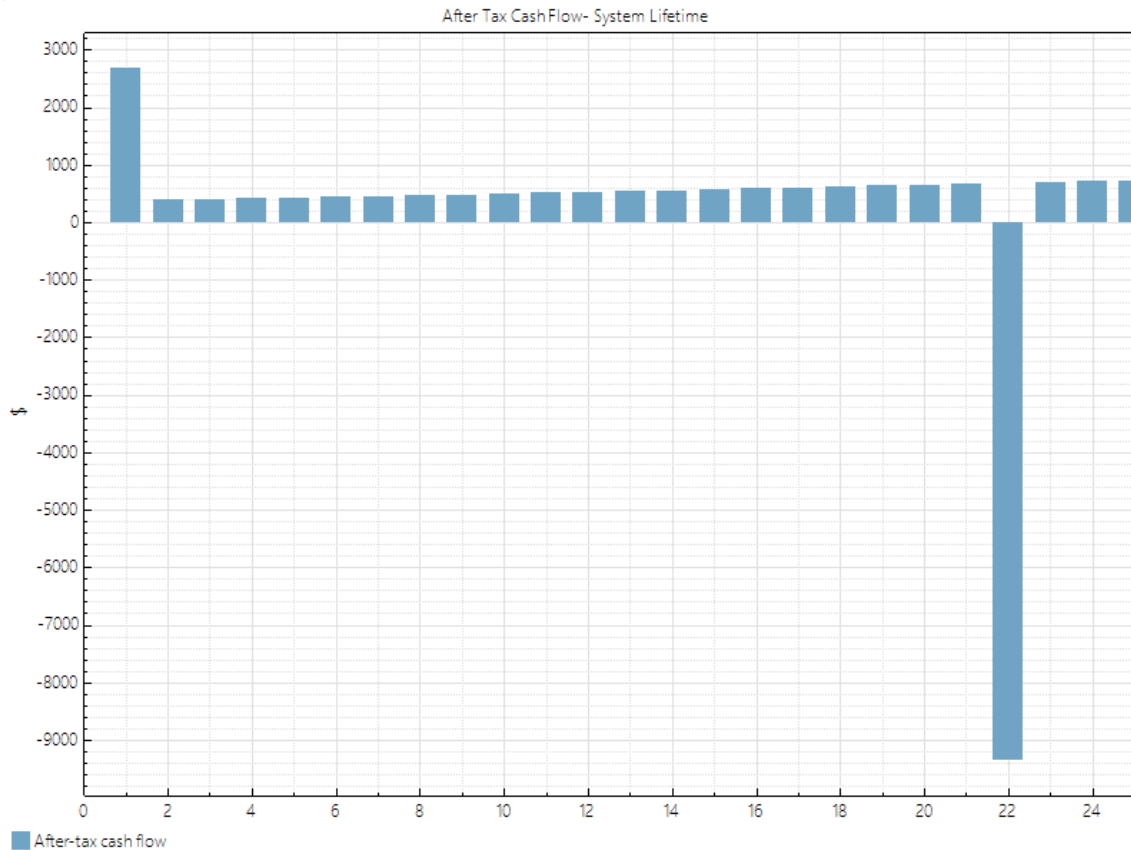


Gráfico 4.23 – Fluxo de caixa após impostos ao longo da vida útil – 5°.

4.4.1.2. Conclusão dos resultados

A fatura elétrica mensal, indica que sem o sistema UPAC, os custos associados no primeiro ano são de 3419€, este valor deve-se ao fato de existir o carregamento noturno do VE. Com o sistema fotovoltaico os custos são de 2181€, valor superior ao segundo caso (2165€), mesmo assim consegue-se uma poupança de 1238€, Tabela 4.13.

Tabela 4.13 – Fatura elétrica mensal e poupança – 5°.

Month	Without System	With System	Savings
Jan	297	220	77
Feb	273	192	80
Mar	283	164	119
Apr	272	168	103
May	291	201	90
Jun	277	160	117
Jul	280	149	131
Aug	280	150	129
Sep	274	156	117
Oct	296	195	100
Nov	286	202	84
Dec	304	218	85
Annual	3,419	2,181	1,238

O período de retorno do investimento, Gráfico 4.24, é de 7,1 anos, assim consegue-se recuperar mais rápido que no quarto caso, ou seja, devido a existir um VE a carga é superior e assim consegue-se um maior aproveitamento do sistema fotovoltaico. No entanto, é superior aos restantes casos como seria de esperar (custo das baterias e substituições), exceto o caso atual. Este e outros dados podem ser consultados no Anexo P – Relatório do Sistema UPAC detalhado com bateria e veículo elétrico (N) – 5°.

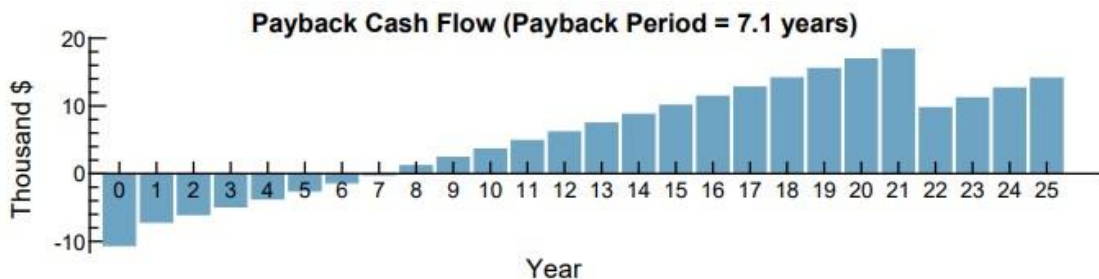


Gráfico 4.24 – Período de retorno do investimento – 5°.

Em suma, este caso de estudo, demonstra que devido à carga do VE, consegue-se um maior aproveitamento do sistema UPAC, o que já tinha sido demonstrado no 2° e 3° caso, com a inserção da bateria consegue-se amortizar o investimento face ao 4° caso, no entanto a utilização da bateria para carregar a carga da residência é inferior (18243 kWh nos 25 anos), face aos 19789 kWh no 4° caso.

Demonstrando a conclusão anterior, nos primeiros sete dias de janeiro do primeiro ano, somando todos os valores desses dias, Gráfico 4.25 e Anexo T – Valores de energia do 5° caso de estudo, perante uma produção do sistema UPAC de 45 kWh (azul), a energia que abastece a bateria foi de 9,61 kWh (vermelho-escuro) e ainda foi vendida à rede 2,28 kWh (cinzento-escuro). Em relação ao fornecimento de energia de modo a complementar uma carga elétrica de 337 kWh (amarelo), da bateria vêm 9,89 kWh (laranja), (este valor é superior à energia que abasteceu a bateria, porque quando foi instalada já vinha com 50% de carga, naturalmente este valor ao fim de um ano é inferior devido a perdas e assim sucessivamente), da rede elétrica vêm 293,41 kWh (vermelho-escuro) e do sistema UPAC vêm 33,67 kWh (cinzento-escuro), como se pode visualizar no Gráfico 4.26.

Comparando este 5° caso (valores acima mencionados) com o sistema anterior (4° caso), nos primeiros sete dias de janeiro, a energia que abastece a bateria é inferior (13,61 kWh), a energia que é vendida é inferior (7,60 kWh), a energia da bateria para a carga é inferior

(13,39 kWh), a energia necessária para a carga da rede é superior (80,18 kWh) devido à carga ser menor (118 kWh) pois não existe um VE, a energia do sistema para a carga é superior (24,49 kWh), dados que podem ser visualizados no Anexo Q – Valores de energia do 4º caso de estudo. Ou seja, o 5º caso tem a vantagem de ter um VE e assim consegue-se um maior aproveitamento da produção do sistema UPAC, no entanto, o maior aproveitamento da bateria acontece no 4º caso como se viu pelos números anteriormente explícitos.

O próximo e último estudo de caso presente nesta dissertação é exatamente o mesmo sistema UPAC, com a bateria e um veículo elétrico, só que neste caso, o carregamento do VE é essencialmente durante o dia, como já foi estudado no terceiro caso, mas sem a bateria.

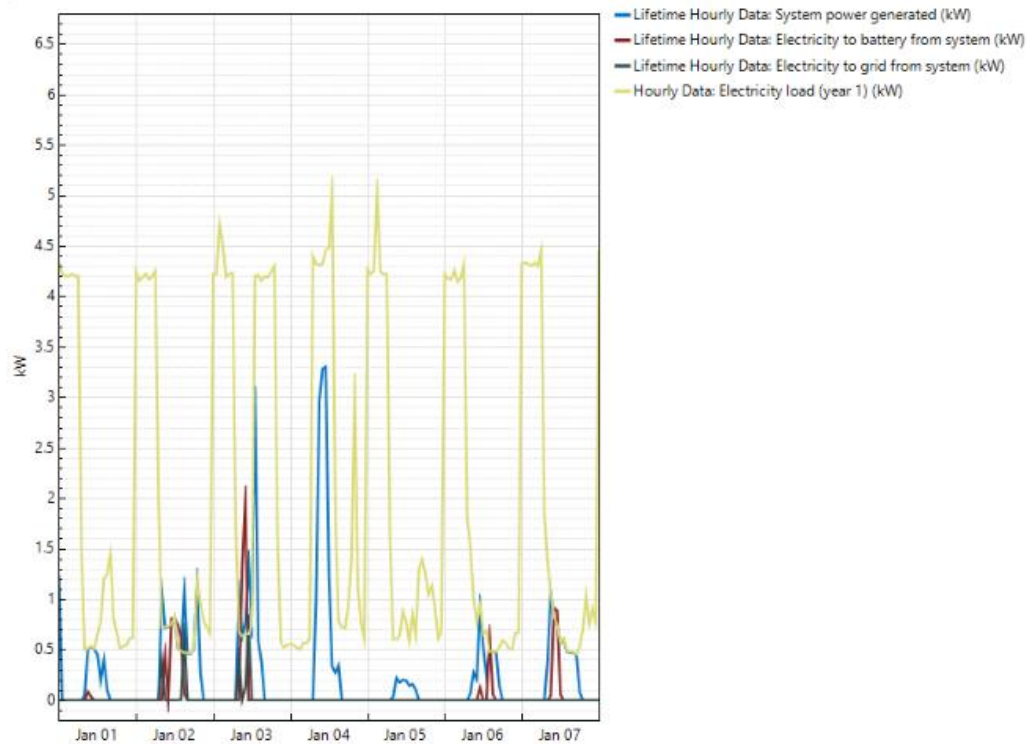


Gráfico 4.25 – Energia gerada vs Energia do sistema para a bateria vs Energia do sistema para a rede vs Carga elétrica (kW) – 5º.

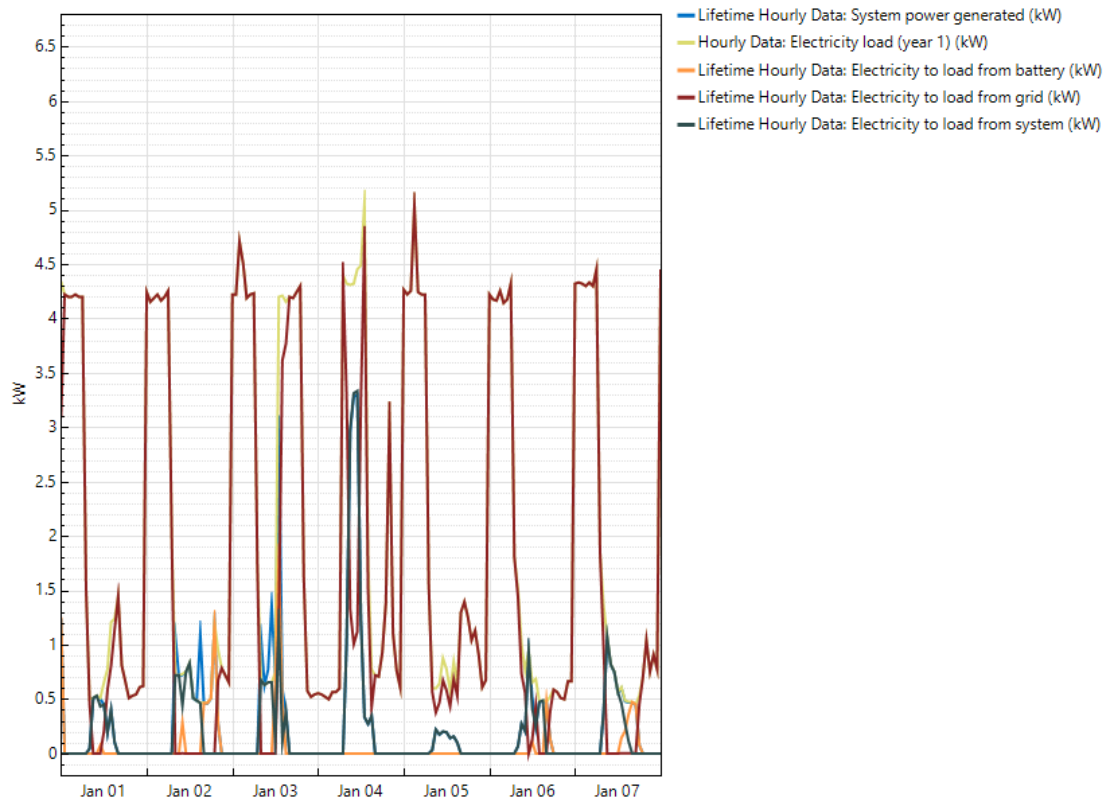


Gráfico 4.26 – Energia gerada vs Carga elétrica vs Energia da bateria para carga vs Energia da rede para a carga vs Energia do sistema para a carga (kW) – 5°.

4.4.2. Perfil de carregamento durante o dia (Cenário Base + BAT + VE (D) – 6°)

Como já foi referido anteriormente, este 6° caso de estudo, é baseado no perfil de carregamento de um veículo elétrico durante o dia, juntamente com o consumo anual da residência, Gráfico 4.27, com o auxílio de uma bateria e claro um sistema UPAC.

O objetivo deste cenário é perceber se com um perfil de carregamento do VE, durante o período diurno, se poderá ou não ser mais benéfico a utilização de uma bateria como forma de armazenamento. Isto face ao caso anterior, onde maioritariamente o carregamento do VE seria durante o período noturno.

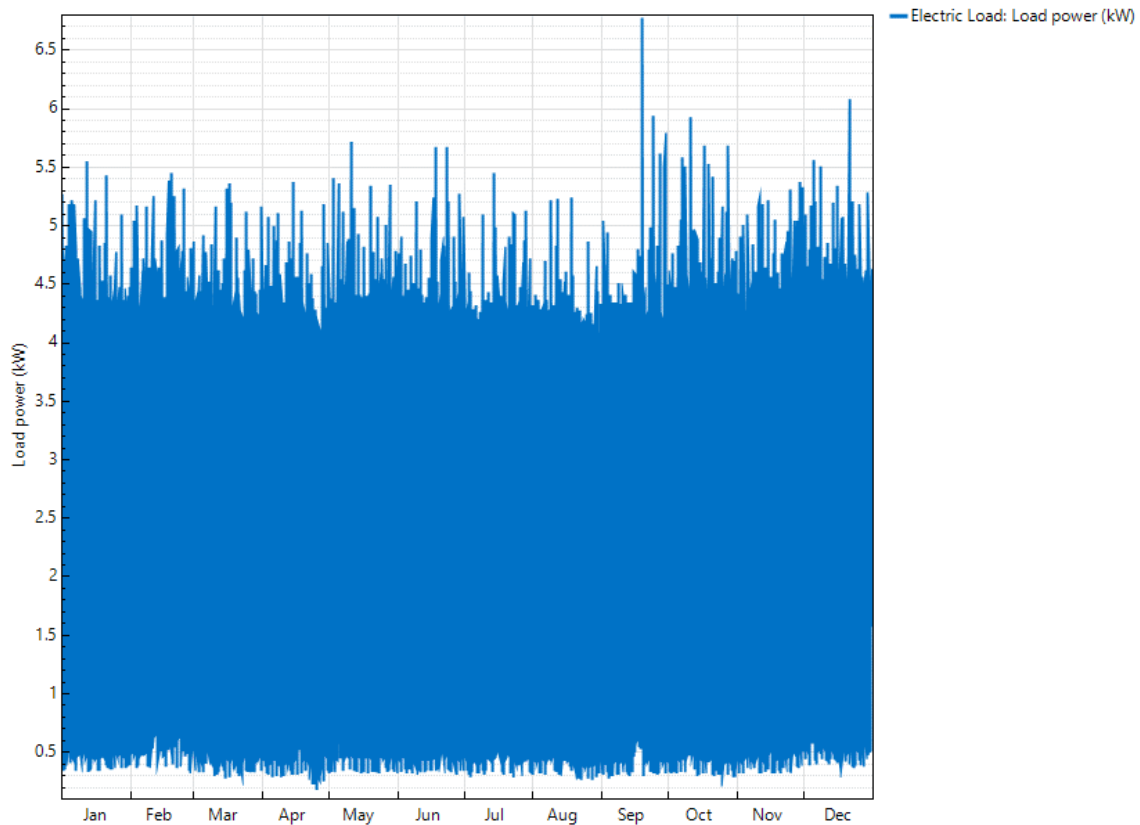


Gráfico 4.27 – Diagrama de carga com VE (D) – 6°.

4.4.2.1. Resumo dos resultados

Em termos de performance, no primeiro ano, a energia anual produzida foi um pouco superior (6194 kWh) ao caso anterior (6190 kWh), o fator de capacidade é o mesmo 17,6% pois a energia anual produzida é praticamente a mesma. O rendimento da energia é ligeiramente superior 1540 h em relação ao caso anterior 1539 h, devido à energia anual ser superior e a taxa de desempenho é exatamente a mesma (0,81). A eficiência da bateria é aproximadamente os 88%, ligeiramente inferior ao caso anterior (88,34%). Em relação à bateria é carregada 100% através da energia produzida pelo sistema UPAC.

Na parte financeira, relativamente ao caso anterior, no primeiro ano, os custos nivelados nominal e real são ligeiramente inferiores, 16,65cêntimos/kWh e 13,84cêntimos/kWh respetivamente. A fatura elétrica sem o sistema UPAC é como esperado exatamente o mesmo valor (3420€), já com sistema é tenuemente inferior (2182€), logo a poupança é ligeiramente superior (1238€). O valor atual líquido é superior ao anterior (5959€), ou seja, consegue-se maiores receitas face aos custos associados, no entanto, o *Payback* é o mesmo, 7,1 anos, apesar de sem arredondamentos ser 7,08 anos neste caso e 7,09 anos (5º caso). O mesmo sucedesse no período de retorno com desconto ser 8,3 anos, sendo precisamente 8,32 neste caso e 8,33 no 5º caso, como seria de esperar devido ao valor de energia gerada pelo

sistema. O valor total dos custos do sistema instalado são exatamente os mesmos 10560€, como pode-se visualizar na Tabela 4.14.

Tabela 4.14 – Métricas de desempenho e financeiras – 6°.

Metric	Value
Annual energy (year 1)	6,194 kWh
Capacity factor (year 1)	17.6%
Energy yield (year 1)	1,540 kWh/kW
Performance ratio (year 1)	0.81
Battery roundtrip efficiency	88.09%
Battery charge energy from system	100.0%
Levelized COE (nominal)	16.59 ¢/kWh
Levelized COE (real)	13.78 ¢/kWh
Electricity bill without system (year 1)	\$3,420
Electricity bill with system (year 1)	\$2,181
Net savings with system (year 1)	\$1,239
Net present value	\$6,018
Simple payback period	7.1 years
Discounted payback period	8.3 years
Net capital cost	\$10,560
Equity	\$0
Debt	\$10,560

Relativamente ao 5° caso, o mapa de calor da potência gerada pelo sistema UPAC, Figura 4.8, visualiza-se um maior aproveitamento das horas de calor. Ou seja, começa mais cedo a atingir os picos de potência gerada, devido ao consumo do VE ser durante o dia e termina também mais tarde. Como seria de esperar durante a noite não existe tanto a descarga da bateria como no caso anterior. Nota-se uma maior incidência no carregamento da bateria através do sistema, Figura 4.9, durante o dia, apesar de na globalidade o valor da energia ser inferior (954 kWh) ao caso anterior (1023 kWh). Em termos de descarga da bateria para a carga, Figura 4.10, verifica-se uma descarga superior durante o dia, nomeadamente entre as 16h e 17h, também é superior ao caso anterior entre as 13h e 16h, isto devido ao perfil de carregamento do VE. O maior aproveitamento da energia da bateria é no 5° caso com (912 kWh anuais face ao 6° caso com 850 kWh anuais. Isto porque, durante o dia existe produção de energia do sistema fotovoltaico, que vai logo diretamente para a carga, enquanto no quinto caso como existe mais carga durante a noite, utiliza-se mais energia da bateria.

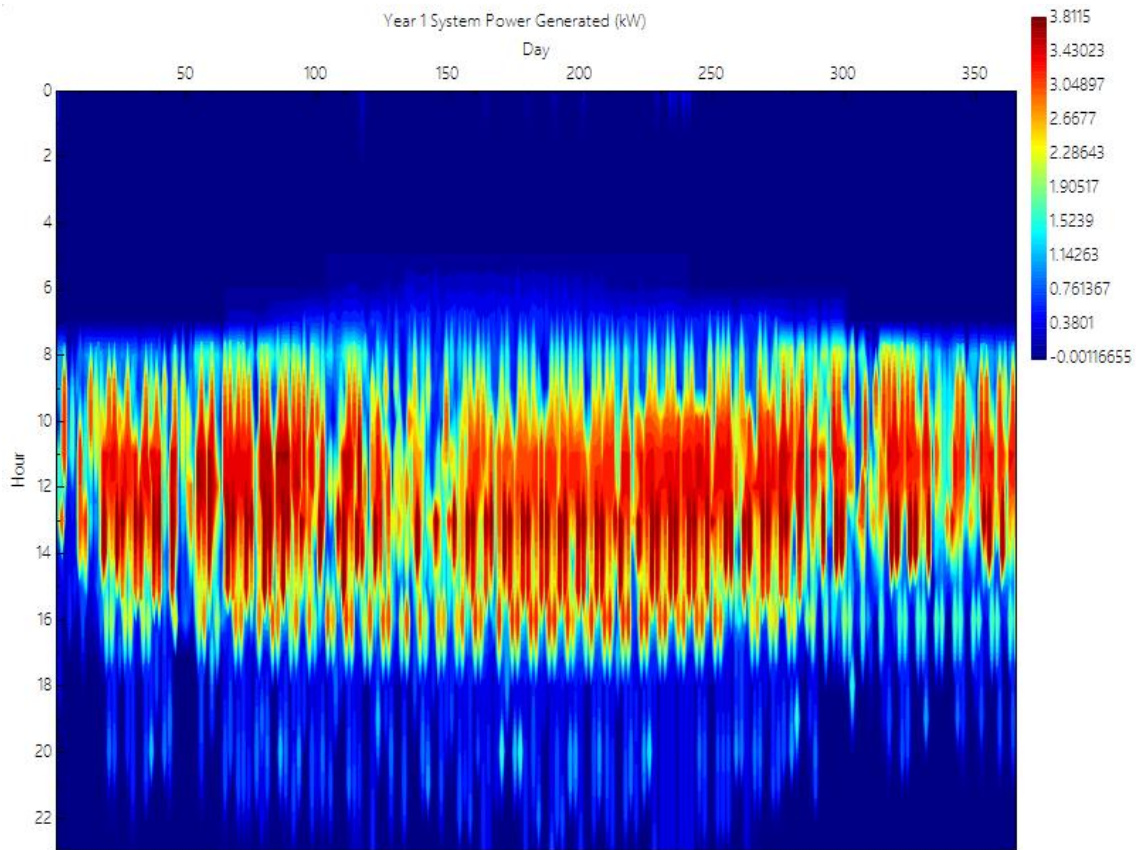


Figura 4.8 – Mapa de calor da potência gerada pelo sistema UPAC (kW) – 6°.

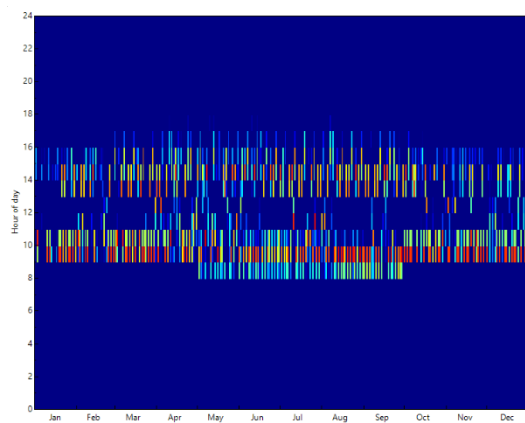


Figura 4.9 – Eletricidade para bateria do sistema UPAC (kW) – 6°.

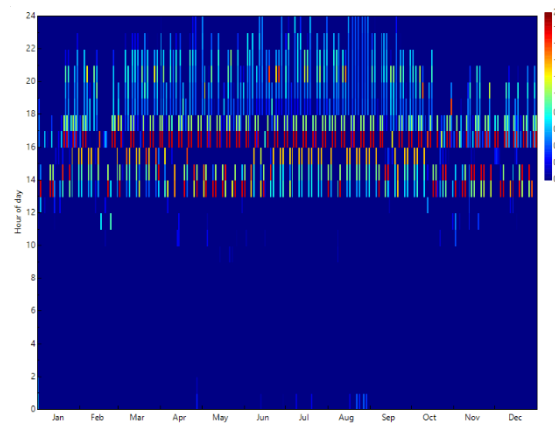


Figura 4.10 – Eletricidade para a carga da bateria (kW) – 6°.

As perdas são sensivelmente as mesmas relativamente ao caso anterior, neste caso em termos da energia nominal DC, as perdas na bateria são ligeiramente mais baixas (1,507%) face aos 1,606%. Em termos de energia líquida DC, as perdas no poder de corte do inversor são superiores (0,038%) face aos 0,023%, as perdas no consumo de energia do inversor são mais baixas (0,763%) face aos 0,932%, as perdas no consumo do inversor durante a noite são mais elevadas (0,076%) face aos 0,065% e as perdas na eficiência do inversor são

ligeiramente mais elevadas (2,592%) face aos (2,532%) o que leva a uma produção de energia líquida DC de 6480 kWh face aos 6482 kWh. Em AC a energia é superior 6256 kWh face aos 6253 kWh. Estas perdas leva a uma produção de energia anual de 6194 kWh face os 6190 kWh do caso anterior, o que pressupõe que existam menos perdas neste sexto caso, como se pode visualizar nesta Figura 4.11.

A diferença entre a energia produzida e a carga elétrica é a mesma quando existe um VE na residência.

O fluxo de caixa após impostos, ao longo da vida útil do projeto, Gráfico 4.28 é diferente aos anteriores casos, pois ao longo dos 25 anos, em dois anos distintos existe a substituição das baterias. Os custos são de 30143€ face aos 35963€ do valor de energia gerada pelo sistema, conseguindo uma diferença positiva de 5820€, valor inferior ao 5º caso (5895€), valor inferior ao 4º caso (6708€), ao 2º e 3º caso (16845€), bem como ao 1º caso (17295€), obviamente superior ao caso atual (-5483€).

Neste caso em particular, a bateria do VE é substituída no vigésimo segundo ano (5000€) e a bateria de armazenamento é apenas substituída no vigésimo terceiro ano, devido a uma menor utilização da bateria face ao 5º caso. O custo associado à troca da bateria de armazenamento foi superior (6045€) face aos (5955€). Estes valores podem ser consultados no Anexo R – Excel do fluxo de caixa do (Cenário Base + BAT + VE (D)) – 6º.

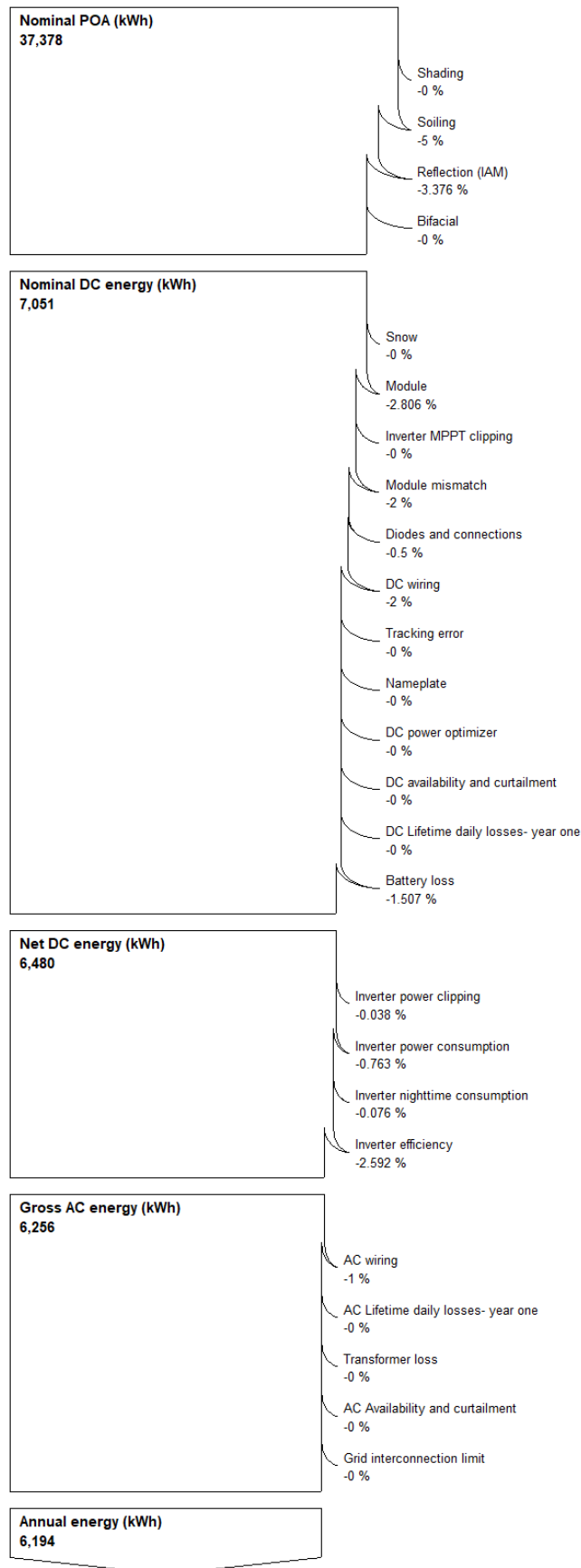


Figura 4.11 – Perdas no sistema – 6°

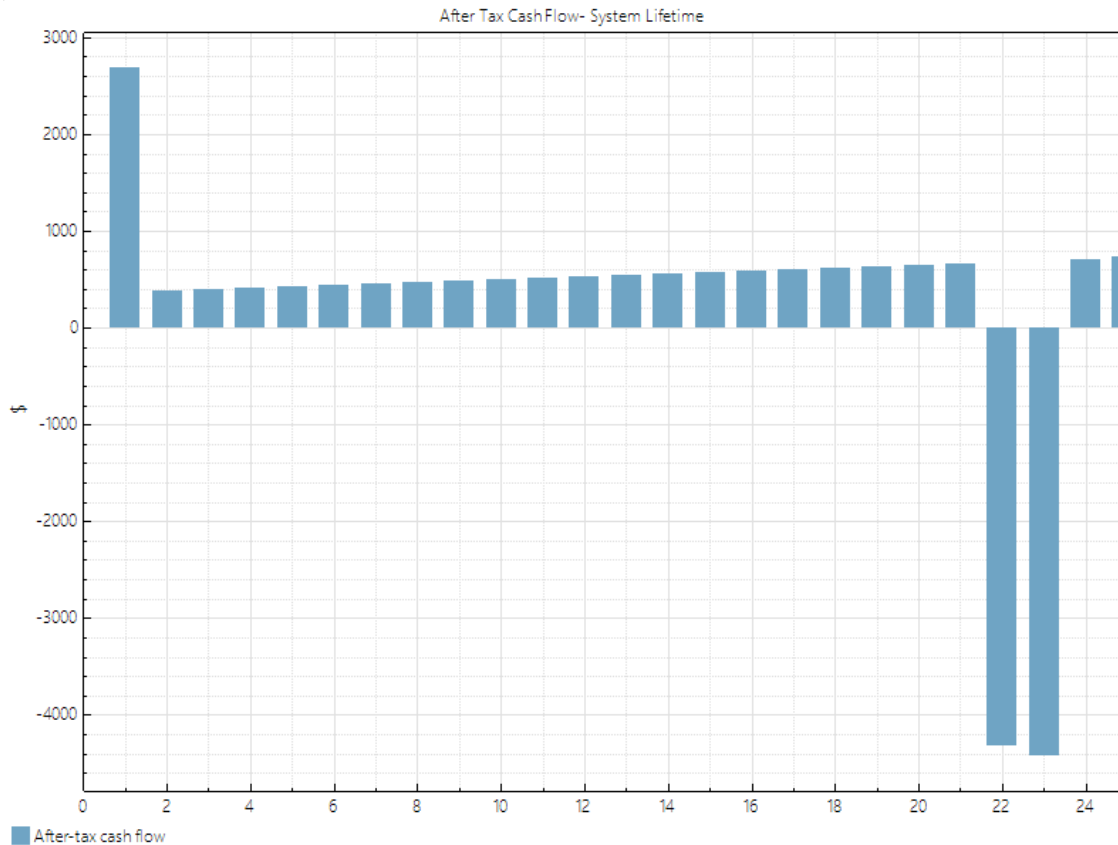


Gráfico 4.28 – Fluxo de caixa após impostos ao longo da vida útil – 6°.

4.4.2.2. Conclusão dos resultados

A fatura elétrica mensal, relativamente ao caso anterior é praticamente a mesma. No primeiro ano, 1239€ face os 1238€ (5°), ao longo dos 25 anos o valor da energia gerada é de 35963€ perante os 35951€ (5°), ou seja, estes valores são bastante aproximados, espelhando as poucas diferenças entre sistemas, como se pode visualizar no Anexo S – Relatório do Sistema UPAC detalhado com bateria e veículo elétrico (D) – 6°. O mesmo sucede-se com o período de retorno do investimento, situado nos 7,1 anos em ambos os sistemas, ou seja, o carregamento do VE durante a noite ou durante o dia, nesta situação, irá ter pouco relevância a utilização da bateria para auxílio.

Em suma, este caso de estudo, demonstra que, como o carregamento do VE é durante o dia, a utilização da bateria é reduzida face ao caso anterior. Ou seja, na primeira semana de janeiro do primeiro ano, Gráfico 4.29 verifica-se, neste caso a energia semanal que vai do sistema UPAC para a bateria é de 5,58 kWh (vermelho-escuro) face aos 9,61 kWh do 5° caso. Assim como o consumo é maior durante o dia, a energia produzida fornece maioritariamente o diagrama de cargas. Verifica-se o mesmo na energia que é vendida à rede, 1,26 kWh (cinzento-escuro) face aos 2,28 kWh do 5° caso.

Perante uma geração de energia pelo sistema UPAC de 45,50 kWh na primeira semana de janeiro do primeiro ano, Gráfico 4.30, tendo como intuito fornecer o diagrama de carga de 333,27 kWh, a energia para a carga vinda da bateria é de 6,22 kWh face os 9,61 kWh (5°), a energia para a carga vinda da rede elétrica é de 288,44 kWh face os 293,41 kWh (5°) e a energia para a carga vinda do sistema UPAC é de 38,61 kWh face os 33,67 kWh (5°). Estes dados podem ser consultados com pormenor no Anexo T – Valores de energia do 5° caso de estudo e Anexo U – Valores de energia do 6° caso de estudo. Ou seja, avaliando os valores abordados verifica-se face ao 5° caso, como já foi referido a energia produzida pelo sistema maioritariamente abastece o diagrama de cargas, enquanto no 5° caso, como existe um maior consumo durante a noite é utilizada mais a bateria.

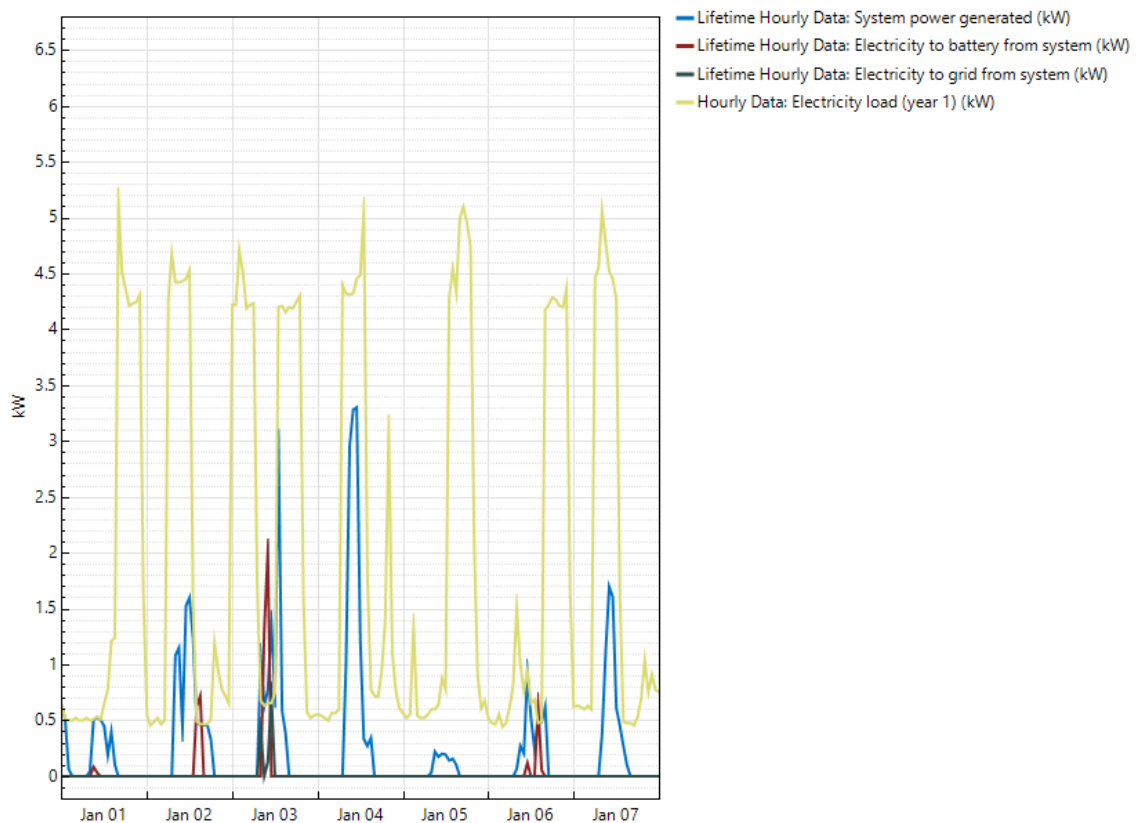


Gráfico 4.29 - Energia gerada vs Energia do sistema para a bateria vs Energia do sistema para a rede vs Carga elétrica (kW) – 6°.

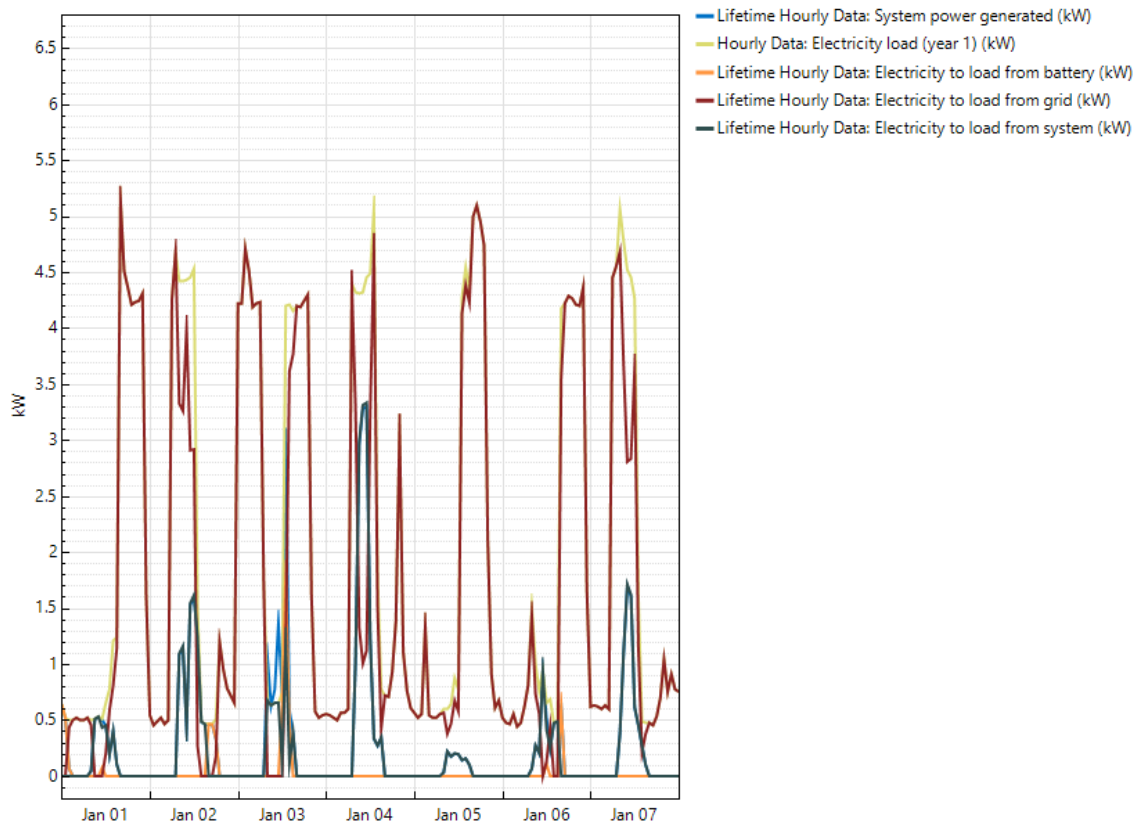


Gráfico 4.30 – Energia gerada vs Carga elétrica vs Energia da bateria para carga vs Energia da rede para a carga vs Energia do sistema para a carga (kW) – 6°.

De modo a simplificar as comparações de todos os casos estudados, de seguida será abordado as principais características de todos os cenários, onde será analisado as principais vantagens e desvantagens.

4.5. Discussão com vantagens e desvantagens dos casos de estudo

Não existem sistemas perfeitos, como em tudo, há sempre vantagens e desvantagens. Neste caso, todos os cenários têm as suas particularidades e com o intuito de elucidar alguns aspetos/diferenças entre eles, foram elaboradas a Tabela 4.15 e Tabela 4.16, onde foram especificados os respetivos valores em relação às métricas de desempenho e também financeiras.

Perante os mesmos dados inseridos em todos os cenários e já especificados anteriormente, os casos com mais parâmetros favoráveis são o 2º e 3º caso, sistema UPAC com VE, o 2º com carregamento noturno e o 3º com carregamento diurno. Ambos têm o melhor desempenho e financeiramente mais rentável (verde), apenas não conseguem que o valor da fatura de energia elétrica com e sem sistema e os custos nivelados sejam os mais em conta,

no entanto apesar disso, conseguem ainda assim uma maior economia na diferença entre os valores.

De seguida, o sistema que compensa é o 1º caso de estudo, apenas com um sistema UPAC, estando atrás na economia líquida com sistema, o valor atual líquido e os períodos de retorno do investimento, conseguindo, no entanto, o menor valor da fatura a pagar com sistema de todos e os custos nivelados de energia nominal e real.

O caso atual compensa em termos de desempenho, mas em termos financeiros à data da realização da dissertação, já não vale o seu investimento, devido ao reduzido valor pago pela rede nacional de energia, cerca de 0,05 €/ kWh. Relativamente aos sistemas com armazenamento (4º, 5º e 6º), o sistema UPAC juntamente com bateria e veículo elétrico com perfil de carregamento durante o dia (6º), consegue obter um maior número de métricas favoráveis, face aos outros sistemas com armazenamento, nomeadamente em termos de desempenho, no entanto, em termos financeiros está em igualdade ao 4º (amarelo).

Tabela 4.15 – Comparação entre casos das métricas desempenho.

		Cenário	1º	2º	3º	4º	5º	6º
		Atual						
Métricas de desempenho	Energia anual (1º ano) – (kWh)	6271	6271	6271	6271	6185	6190	6194
	Fator de capacidade (1º ano) – (%)	17,8	17,8	17,8	17,8	17,6	17,6	17,6
	Rendimento de energia (1º ano) – (kWh/kW)	1559	1559	1559	1559	1538	1539	1540
	Taxa de (1º ano) – desempenho	0,82	0,82	0,82	0,82	0,81	0,81	0,81
	Eficiência de ida e volta da bateria (%)	-	-	-	-	88,35	88,34	88,09
	Energia da bateria carregada pelo sistema (%)	-	-	-	-	100	100	100

Tabela 4.16 – Comparação entre casos das métricas financeiras.

		Cenário Atual	1°	2°	3°	4°	5°	6°
Métricas financeiras	(LCOE n) Custo nivelado de energia nominal (cêntimos/kWh)	8,96	8,96	11,04	11,04	14,69	16,65	16,59
	(LCOE r) Custo nivelado de energia real (cêntimos/kWh)	7,45	7,45	9,17	9,17	12,21	13,84	13,78
	Fatura elétrica sem sistema (1° ano) – (€)	1177	1177	3420	3420	1177	3420	3420
	Fatura elétrica com sistema (1° ano) – (€)	864	110	2166	2166	118	2182	2181
	Economia líquida com sistema (1° ano) – (€)	313	1066	1254	1254	1058	1238	1239
	Valor atual líquido (€)	-2639	10018	10870	10870	5110	5959	6018
	Período de retorno simples (anos)	>25	5,6	4,7	4,7	8,3	7,1	7,1
	Período de retorno com desconto (anos)	>25	6,3	5,2	5,2	10,1	8,3	8,3
	Custo do capital líquido (€)	7045	7045	7045	7045	10560	10560	10560
	Capital próprio (€)	0	0	0	0	0	0	0
	Divida (€)	7045	7045	7045	7045	10560	10560	10560

Em suma, com o objetivo desta dissertação em demonstrar a compatibilização de um sistema de autoconsumo com a utilização de um veículo elétrico numa residência, ficou demonstrado nos anteriores estudos de casos que é viável esta compatibilização, tendo maioritariamente vantagens face às desvantagens.

Vantagens essas ao nível do desempenho e financeiro face ao caso atual, com um sistema UPP, no entanto, ao nível de aquisição de uma bateria por forma a um maior aproveitamento dessa energia produzida pelo sistema UPAC, ainda engloba alguns custos, mas é bastante viável face ao atual cenário.

O veículo elétrico contribui de certa forma para um maior aproveitamento da energia produzida, infelizmente devido às restrições na utilização do programa SAM anteriormente abordadas, não foi possível simular um possível auxílio do VE no diagrama de cargas da residência, algo para um futuro estudo.

5. Conclusões

Neste capítulo são apresentadas e fundamentadas as principais conclusões, se foram atingidos os objetivos enunciados na introdução, uma síntese de resultados e umas propostas de trabalhos futuros.

5.1. Conclusões e síntese dos resultados

Atualmente, com a crescente preocupação em reduzir as emissões dos gases de efeito de estufa, verificou-se em Portugal, o aumento dos preços dos combustíveis fósseis, o que leva a procurar novas soluções, entre as quais, os veículos elétricos.

Este estudo tem como objetivo verificar se é compatível a produção fotovoltaica com os veículos elétricos em ambiente residencial. Teve o foco do seu desenvolvimento em estudos de casos.

Como foi discutido no ponto anterior é compatível e benéfico, a inclusão de um VE, num ambiente residencial, porque assim consegue-se um maior aproveitamento do sistema UPAC. Recupera-se o investimento em cerca de 5 anos, no entanto, neste estudo de caso não foi considerado o valor de compra do VE assumiu-se que já existia no ambiente familiar.

Em termos de desempenho os três estudos de casos, sem bateria tem performance igual, quando é acrescentado a bateria os três estudos de caso tem um desempenho ligeiramente inferior, devido a ter maiores perdas em relação ao caso anterior. Em termos financeiros os estudos de casos que compensam são o 2º e 3º caso, ambos com o VE, apenas com a diferença do período de carregamento. Inclusive o período de retorno do investimento e poupança de energia são mais baixos que os restantes sistemas. Apenas não conseguem obter os melhores números no valor da energia paga com e sem sistema, bem como os custos nivelados de energia nominal e real. Pois com o VE e substituição das baterias, esses valores são superiores. O 1º estudo de caso, com o sistema UPAC é o segundo mais vantajoso em termos financeiros e globais. Relativamente aos estudos de caso com bateria, o estudo com o perfil de carregamento do VE durante o dia (6º), é novamente o melhor em termos globais das métricas, face ao que tem apenas a bateria, isto porque, consegue-se um maior aproveitamento da produção fotovoltaica.

Em resumo, segundo os critérios abordados no subcapítulo 4.5, perante os sete estudos de casos realizados, onde o Cenário Atual é uma simulação do caso atual (UPP), a categorização final dos sistemas mais vantajosos conforme os critérios de desempenho e financeiros são os 3º e 2º (Sistema UPAC com o VE perante um carregamento diurno e noturno), sendo que em primeiro considera-se o perfil de carregamento diurno, porque consegue-se um maior aproveitamento da energia produzida, conforme foi demonstrado no ponto 4.2.2. No terceiro lugar, o 1º estudo de caso, com apenas o sistema UPAC, de seguida o 6º estudo (Sistema UPAC com bateria e o VE sendo o perfil de carregamento durante o dia). Logo de seguida com parâmetros muito idênticos, o 5º estudo de caso, onde a diferença está no perfil de carregamento do VE, ser durante a noite, a seguir o 4º estudo, onde apenas tem o sistema UPAC com a bateria e por fim apesar de conseguir bons resultados no desempenho, em termos financeiros não compensa de todo, pois nem se consegue amortizar o investimento, está o caso atual (Cenário Atual).

5.2. Propostas de trabalhos futuros

Durante a realização do presente documento, nomeadamente no ponto 4.5, já foi referido um possível trabalho futuro, face à impossibilidade neste momento de simular um VE no programa SAM e assim conseguir realizar o estudo de um exequível auxílio do VE no fornecimento de energia para o diagrama de cargas da residência.

Outro possível trabalho futuro será realizar estes mesmos estudos de caso, mas com um veículo a hidrogénio, para perceber se existe mais vantagens/desvantagens em relação ao VE.

Referências Bibliográficas

- [1] D. B. Richardson, «Electric vehicles and the electric grid: A review of modeling approaches, Impacts, and renewable energy integration», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 19, pp. 247–254, mar. 2013, doi: 10.1016/j.rser.2012.11.042 (acedido 14 de novembro de 2020).
- [2] N. S. Pearre e H. Ribberink, «Review of research on V2X technologies, strategies, and operations», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 105, pp. 61–70, mai. 2019, doi: 10.1016/j.rser.2019.01.047 (acedido 22 de novembro de 2020).
- [3] «Emissões de Gases com Efeito de Estufa | Relatório do Estado do Ambiente». <https://rea.apambiente.pt/content/emiss%C3%B5es-de-gases-com-efeito-de-estufa> (acedido 11 de outubro de 2021).
- [4] «Pegada energética e carbónica dos transportes | Relatório do Estado do Ambiente». <https://rea.apambiente.pt/content/pegada-energ%C3%A9tica-e-carb%C3%B3nica-dos-transportes> (acedido 11 de outubro de 2021).
- [5] «Remuneração das Energias Renováveis». <https://www.dgeg.gov.pt/pt/areas-setoriais/energia/energia-eletrica/producao-de-energia-eletrica/producao-em-regime-especial-renovavel-pre/remuneracao-das-energias-renovaveis/> (acedido 26 de fevereiro de 2022).
- [6] A.-L. Klingler, «The effect of electric vehicles and heat pumps on the market potential of PV + battery systems», *Energy*, vol. 161, pp. 1064–1073, out. 2018, doi: 10.1016/j.energy.2018.07.210.
- [7] P. Reis, «Quais as melhores baterias para sistemas solares fotovoltaicos», *Portal Energia - Tudo sobre energias renováveis*, 29 de maio de 2018. <https://www.portal-energia.com/quais-melhores-baterias-sistemas-solares-fotovoltaicos/> (acedido 15 de janeiro de 2022).
- [8] M. Osawa *et al.*, «Increase the rate of utilization of Residential photovoltaic generation by EV charge-discharge control», em *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies*, Tianjin, China, mai. 2012, pp. 1–6. doi: 10.1109/ISGT-Asia.2012.6303134.
- [9] A. Y. Saber e G. K. Venayagamoorthy, «Plug-in Vehicles and Renewable Energy Sources for Cost and Emission Reductions», *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 58, n. 4, pp. 1229–1238, abr. 2011, doi: 10.1109/TIE.2010.2047828.
- [10] M. Coffman, «Integrating electric vehicles and residential solar PV», *Transp. Policy*, p. 9, 2017.
- [11] D. Mazzeo, «Nocturnal electric vehicle charging interacting with a residential photovoltaic-battery system: a 3E (energy, economic and environmental) analysis», p. 22, 2019.
- [12] J. Chen *et al.*, «Strategic integration of vehicle-to-home system with home distributed photovoltaic power generation in Shanghai», *Appl. Energy*, vol. 263, p. 114603, abr. 2020, doi: 10.1016/j.apenergy.2020.114603.
- [13] T. Kobashi *et al.*, «Techno-economic assessment of photovoltaics plus electric vehicles towards household-sector decarbonization in Kyoto and Shenzhen by the year 2030», *J. Clean. Prod.*, vol. 253, p. 119933, abr. 2020, doi: 10.1016/j.jclepro.2019.119933.
- [14] X.-H. Sun, «Home charge timing choice behaviors of plug-in hybrid electric vehicle users under a dynamic electricity pricing scheme», p. 21, 2018.
- [15] K. Satya Prakash Oruganti, C. Aravind Vaithilingam, G. Rajendran, e R. A., «Design and Sizing of Mobile Solar Photovoltaic Power Plant to Support Rapid Charging for

- Electric Vehicles», *Energies*, vol. 12, n. 18, p. 3579, set. 2019, doi: 10.3390/en12183579.
- [16] A. Esfandyari, B. Norton, M. Conlon, e S. J. McCormack, «Performance of a campus photovoltaic electric vehicle charging station in a temperate climate», *Sol. Energy*, vol. 177, pp. 762–771, jan. 2019, doi: 10.1016/j.solener.2018.12.005.
- [17] L. S. A. Grande, «Energetic, economic and environmental viability of off-grid PV-BESS for charging electric vehicles_ Case study of Spain», *Sustain. Cities Soc.*, p. 11, 2018.
- [18] «Home - Modelo de Orientador de Sistema (SAM)». <https://sam.nrel.gov/> (acedido 18 de outubro de 2021).
- [19] «A Universidade de Jaén avança no estudo e desenvolvimento de melhorias para sistemas fotovoltaicos de alta concentração | Jornal Digital da UJA | Compromisso com a sociedade». <https://diariodigital.ujaen.es/investigacion-y-transferencia/la-universidad-de-jaen-avanza-en-el-estudio-y-desarrollo-de-mejoras> (acedido 15 de outubro de 2021).
- [20] «autoconsumo fotovoltaico Archives - O blog da energia fotovoltaica». <http://pt.krannich-solar.eu/tag/autoconsumo-fotovoltaico/> (acedido 15 de outubro de 2021).
- [21] «parabolic trough - Bing images». <https://www.bing.com/images/search?view=detailV2&ccid=fTYIJ8FH&id=85F757BE80E9B371125BA8BA73900D3EC497D08E&thid=OIP.fTYIJ8FHn0JVMFB28VTMEgHaE6&mediaurl=https%3A%2F%2Fimages.fineartamerica.com%2Fimages-medium-large-5%2F1-parabolic-trough-solar-power-plant-philippe-psaila.jpg&cdnurl=https%3A%2F%2Fth.bing.com%2Fth%2Fid%2FR.b5362527c1479f4255985076f154cc12%3Frik%3DjtCXxD4NkHO6qA%26pid%3DImgRaw%26r%3D0&exph=598&expw=900&q=parabolic+trough&simid=608027370516606234&form=IRPRST&ck=CB5A86E53612AA3020814A76D99B4952&selectedindex=0&ajaxhist=0&ajaxserp=0&vt=0&sim=11> (acedido 14 de outubro de 2021).
- [22] «Concentrated solar power», *Wikipédia*. 8 de setembro de 2021. Acedido: 14 de outubro de 2021. [Em linha]. Disponível em: https://en.wikipedia.org/w/index.php?title=Concentrated_solar_power&oldid=1043169556
- [23] «Compact Linear Fresnel Reflector by Us Department Of Energy», *Fine Art America*. <https://fineartamerica.com/featured/compact-linear-fresnel-reflector-us-department-of-energy.html> (acedido 14 de outubro de 2021).
- [24] «What Are the Environmental Impacts of Tidal Energy?», *Green and Growing*, 29 de junho de 2017. <https://www.greenandgrowing.org/environmental-impacts-tidal-energy/> (acedido 14 de outubro de 2021).
- [25] «Achada - Iberwind - Eficiência Natural». <https://www.iberwind.pt/en/wind-farms/achada/> (acedido 14 de outubro de 2021).
- [26] «The pros and cons of hydrogen fuel cells», *Elmelin Ltd*, 23 de abril de 2021. <https://elmelin.com/the-pros-and-cons-of-hydrogen-fuel-cells/> (acedido 14 de outubro de 2021).
- [27] «Energia Geotérmica: Guia básico», *Portal da Energia*, 12 de fevereiro de 2016. <https://portaldaenergia.com/energia-geotermica/> (acedido 15 de outubro de 2021).
- [28] «Painéis Solares Térmicos | Aquecimento de Águas Sanitárias», *SunEnergy*. <https://www.sunenergy.pt/particulares/paineis-solares-termicos/> (acedido 14 de outubro de 2021).

- [29] FIA, «Energia Sustentável: O que é, Importância, Tipos de Energia», *Blog FIA*, 20 de fevereiro de 2019. <https://fia.com.br/blog/energia-sustentavel/> (acedido 15 de outubro de 2021).
- [30] A. P. Dobos, «LK Scripting Language Reference», p. 46.
- [31] «ssc_guide.pdf». Acedido: 18 de outubro de 2021. [Em linha]. Disponível em: https://sam.nrel.gov/images/web_page_files/ssc_guide.pdf
- [32] «Calculadora PVWatts». <https://pvwatts.nrel.gov/> (acedido 18 de outubro de 2021).
- [33] «Modelo de orientador do sistema (SAM)». National Renewable Energy Laboratory, 18 de outubro de 2021. Acedido: 18 de outubro de 2021. [Em linha]. Disponível em: <https://github.com/NREL/SAM>
- [34] P. Gilman, «SAM Photovoltaic Model Technical Reference», NREL/TP--6A20-64102, 1215213, mai. 2015. doi: 10.2172/1215213.
- [35] W. De Soto, S. A. Klein, e W. A. Beckman, «Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance», *Sol. Energy*, vol. 80, n. 1, pp. 78–88, jan. 2006, doi: 10.1016/j.solener.2005.06.010.
- [36] «Inflação histórica Portugal – inflação histórica Portugal IPC». <https://www.inflation.eu/pt/taxas-de-inflacao/portugal/inflacao-historica/ipc-inflacao-portugal.aspx> (acedido 1 de junho de 2021).
- [37] «Gonçalves_2019.pdf». Acedido: 30 de agosto de 2021. [Em linha]. Disponível em: https://run.unl.pt/bitstream/10362/66381/1/Gon%C3%A7alves_2019.pdf
- [38] W. Short, D. Packey, e T. Holt, «A Manual for the Economic Evaluation of Energy Efficiency and Renewable Energy Technologies», p. 120.
- [39] «Autonomia e carregamento | NISSAN LEAF - Carro familiar elétrico», *Nissan*. <https://www.nissan.pt/veiculos/novos-veiculos/leaf/autonomia-carregamento.html> (acedido 6 de setembro de 2021).
- [40] «Leaf - Mais autonomia, mais potência, mais escolha..pdf». Acedido: 6 de setembro de 2021. [Em linha]. Disponível em: https://www-europe.nissan-cdn.net/content/dam/Nissan/pt/brochures/E-Catalogo_LEAF_PT.pdf
- [41] «Carregar o Nissan Leaf e+ | ChargeGuru», *ChargeGuru | Instalador de Pontos de Carregamento para Veículos Elétricos*. <https://chargeguru.com/pt/carros/carros-eletricos/nissan-leaf-e/> (acedido 6 de setembro de 2021).
- [42] «Nissan: Baterias do Leaf durarão mais de 20 anos e haverá soluções de reutilização», *Pplware*, 25 de maio de 2019. <https://pplware.sapo.pt/motores/nissan-baterias-do-leaf-durarao-mais-de-10-e-havera-solucoes-de-reutilizacao/> (acedido 29 de outubro de 2021).
- [43] «Prices & Specifications New Nissan LEAF - Electric car», *Nissan*. <https://www.nissan.pt/veiculos/novos-veiculos/leaf/preco-e-versoes.html> (acedido 9 de setembro de 2021).
- [44] «FIMER REACT 2 – Centro de Testes de Bateria de Íon de Lítio». <https://batterytestcentre.com.au/batteries/abb-react-2/> (acedido 10 de setembro de 2021).
- [45] «La nueva batería de ABB para autoconsumo en el hogar alcanza una capacidad de 12 kWh y un 90% de autosuficiencia energética». <https://elperiodicodelaenergia.com/la-nueva-bateria-de-abb-para-autoconsumo-en-el-hogar-alcanza-una-capacidad-de-12-kwh-y-un-90-de-autosuficiencia-energetica/> (acedido 14 de setembro de 2021).
- [46] «Lithium ABB / FIMER - REACT 2», *Secondsol der Photovoltaik Marktplatz*. <https://www.secondsol.com/en/anzeige/25393/abb-fimer/abb-fimer/react-2> (acedido 16 de setembro de 2021).

Anexos

Anexo A – Módulo

Cumprimento do módulo

O SAM calcula o valor do comprimento, dividindo a área do painel ($1,631\text{m}^2$) pela largura do módulo especificada (1m).

Características físicas

O material dos semicondutores usado nas células fotovoltaicas são de silício monocristalino com um total de 96 células.

Parâmetros adicionais

A temperatura nominal da célula operacional (T_{noct}) é de $46,4^\circ\text{C}$, fator de idealidade modificado nas condições de referência (A_{ref}) é de $2,42033\text{V}$, a foto corrente nas condições de referência ($I_{\text{L_ref}}$) é de $6,23681\text{A}$, a corrente de saturação ($I_{\text{o_ref}}$) de $3,98831\text{e-}12\text{A}$, a resistência em série (constante) de $0,499388\text{Ohm}$ e a resistência shunt de referência ($R_{\text{sh_ref}}$) de $457,186\text{Ohm}$.

Anexo B – Parâmetros do inversor e curvas de redução da temperatura

- **Potência AC máxima**, 3850 (W AC), potência referência de saída máxima ou nas condições nominais da operação.
- **Potência DC máxima**, 3964,41 (W DC), potência de entrada em que a saída do inversor é igual ao nível de potência máxima AC.
- **Consumo de energia durante a operação**, 17,8856 (W DC), energia necessária para que o inversor comece a converter eletricidade DC em AC, também chamado de potência de autoconsumo do inversor.
- **Consumo de energia à noite**, 1,155 (W AC), energia AC consumida pelo inversor à noite para operar o circuito de detecção da tensão, quando a matriz fotovoltaica não está gerando energia.
- **Tensão AC nominal**, 240 (V AC), tensão AC nominal de saída de acordo com as especificações do fabricante.
- **Tensão DC máxima**, 480 (V DC), tensão DC máxima do inversor, este valor não afeta os resultados da simulação.
- **Corrente DC máxima**, 9,91101 (A DC), corrente DC máxima do ponto de potência do sistema fotovoltaico.
- **Tensão MPPT DC mínima**, 100 (V DC), tensão de pico mínima.
- **Tensão DC nominal**, 400 (V DC), tensão de entrada nominal ou de projeto.
- **Tensão MPPT DC máxima**, 480 (V DC), tensão de pico máxima.

Observação: Durante a simulação, o SAM limita a tensão de operação DC do inversor às tensões de pico, de modo que a tensão de entrada MPPT nunca seja menor que a mínima e maior que a máxima.

Os **coeficientes de Sandia**, C0 a C3 são determinados empiricamente pelas entradas do inversor modelo *Sandia*.

- **C0**, $-3,08138e-06$ 1/W AC, relação entre os níveis de energia AC e DC nas condições de referência.
- **C1**, $-4,8e-05$ 1/V DC, define o valor máximo do nível de potência DC.
- **C2**, $0,000124$ 1/V DC, valor do nível de potência do autoconsumo.
- **C3**, $-0,001632$ 1/V DC, valor do coeficiente C0.

Curvas de redução da temperatura do inversor

O SAM usa as informações das curvas de redução da temperatura do inversor, através dos dados da temperatura ambiente no arquivo meteorológico, para ajustar a eficiência do inversor em cada etapa de simulação. Conforme a temperatura aumenta, a eficiência do inversor diminui e mais rapidamente com o aumento da temperatura nas operações de tensão mais altas.

A curva de redução da temperatura para cada nível de tensão é definida pela temperatura inicial e de declive, comprovada pela Tabela Anexo 1.

Tabela Anexo 1 – Curvas de redução da temperatura.

Vdc(V)	Tstart(C)	Slope(1/C)	Tstart(C)	Slope(1/C)
800	28	-0.02	56	0
600	52	-0.0375	60	0
390	38	-0.0125	50	-0.025

Vdc 800, 600 e 390 (V), são as tensões para a temperatura operacional da curva de redução da temperatura. Tstart 28, 52 e 38 (C), são as temperaturas iniciais nas quais a inclinação se aplica. Slope -0,02, -0,0375, -0,0125 (1/C), são os declives começando na temperatura inicial. Por fim atualiza para 56, 60 e 50 de Tstart e de Slope 0, 0 e -0,0025 respetivamente, como se pode comprovar pelo Gráfico Anexo 1.

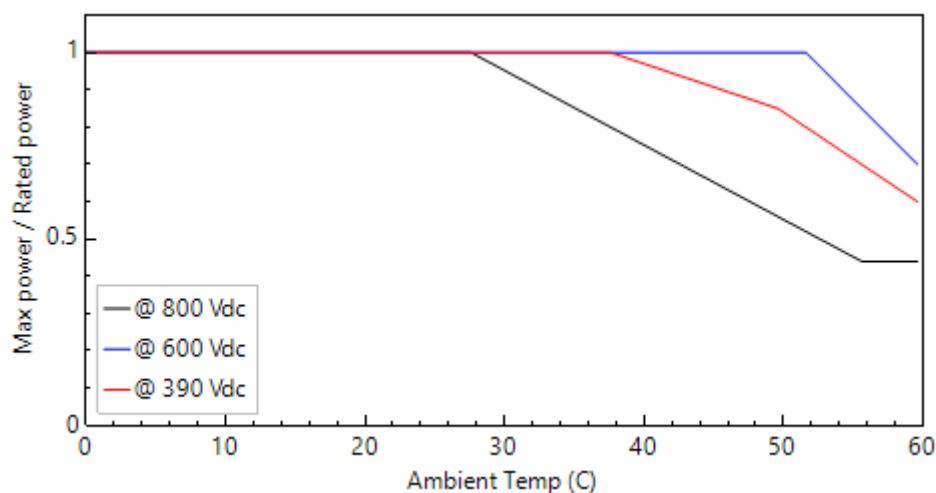


Gráfico Anexo 1 – Curvas de redução da temperatura do inversor.

Anexo C – Dimensionamento

Resumo do dimensionamento

As seguintes 6 variáveis são calculadas consoante as entradas anteriormente definidas.

Capacidade total do inversor em AC, 3,850 kW AC, calculada através da potência máxima AC do inversor (3850W AC), multiplicando por 0,001 (kW/W) e multiplicando pelo número dos inversores (1).

A capacidade total do inversor em DC é de 3,964 kW DC, ou seja, é o valor da potência máxima de entrada do inversor em (3964W DC), multiplicando por 0,001 (kW/W) e multiplicando número total de inversores (1). Ambos os valores de potência veem da seção do inversor.

Capacidade DC da placa de identificação, 4,022 kW DC, potência máxima de saída em DC da matriz nas condições de referência (4022W DC), multiplicando por 0,001 (kW/W) e multiplicando número de módulos (12).

Número total de módulos, 12, neste caso será 6 módulos por *string* vezes 2 *strings* em paralelo.

Área total do módulo, 19,6 m², dos módulos da matriz, não incluindo o espaço entre os módulos, sendo a área do módulo (1,631m²) vezes o número de módulos (12).

Rastreamento e Orientação

Fixo, o *subarray* é fixado nos ângulos de inclinação e azimute, definidos pelos valores de inclinação e azimute, o sistema não segue o sol. Neste caso a latitude é igual à inclinação, ou seja, 39,75°, perante um azimute de 180°, devido à localização do estudo de caso ser na cidade de Leiria.

Taxa de cobertura do solo (GCR), 0,3, relação entre a área da matriz fotovoltaica e a área total do solo, assim o SAM simula as perdas de sombreamento.

Informações do dimensionamento elétrico

A tensão DC de entrada nominal máxima do inversor é de 480 V DC, e as tensões de operação mínima e máxima são 100 V DC e 480 V DC respetivamente.

Estimativa do uso geral do solo

Como já foi referido, a área total dos módulos são 19,6 m², sendo o produto da área de um único módulo e o número de módulos do sistema.

Anexo D – Excel do fluxo de caixa do (C + UPP) – Cenário Atual

Tabela Anexo 2 – Fluxo de caixa - Cenário Atual.

CASH FLOW	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
ENERGY																											
Energy (kWh)	0	6271	6240	6208	6177	6146	6115	6085	6054	6024	5993	5963	5933	5904	5874	5844	5815	5786	5757	5728	5699	5670	5642	5613	5585	5557	
SAVINGS																											
Electricity bill without system (\$/yr)	0	1177	1197	1218	1239	1260	1282	1304	1327	1350	1373	1397	1421	1445	1470	1496	1522	1548	1575	1602	1630	1658	1687	1716	1746	1776	
minus:																											
Electricity bill with system (\$/yr)	0	864	880	897	914	932	950	968	986	1005	1024	1044	1064	1084	1104	1125	1147	1169	1191	1213	1236	1260	1283	1308	1332	1358	
equals:																											
Value of electricity savings (\$)	0	313	317	320	324	328	332	336	340	345	349	353	357	362	366	370	375	380	384	389	394	398	403	408	413	418	
Property tax net assessed value (\$)	0	7045	7045	7045	7045	7045	7045	7045	7045	7045	7045	7045	7045	7045	7045	7045	7045	7045	7045	7045	7045	7045	7045	7045	7045	7045	
OPERATING EXPENSES																											
O&M fixed expense (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
O&M production-based expense (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
O&M capacity-based expense (\$)	0	117	119	121	123	125	127	129	132	134	136	138	141	143	146	148	151	153	156	159	162	164	167	170	173	176	
Property tax expense (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Insurance expense (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Net salvage value (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Total operating expense (\$)	0	117	119	121	123	125	127	129	132	134	136	138	141	143	146	148	151	153	156	159	162	164	167	170	173	176	
Deductible expenses (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
DEBT REPAYMENT																											
Debt balance (\$)	7045	6897	6742	6580	6409	6229	6041	5843	5635	5417	5188	4948	4695	4430	4152	3860	3553	3231	2892	2537	2164	1772	1361	929	476	0	
Interest payment (\$)	0	352	345	337	329	320	311	302	292	282	271	259	247	235	222	208	193	178	162	145	127	108	89	68	46	24	
Principal payment (\$)	0	148	155	163	171	179	188	198	208	218	229	240	252	265	278	292	307	322	338	355	373	392	411	432	453	476	
Total P&I debt payment (\$)	0	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	
STATE INCOME TAX																											
State taxable incentive income (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Deductible expenses (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
State taxable income less deductions (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
state tax credits:																											
State PTC income (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
State ITC income (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
minus state tax:																											
State taxable income less deductions (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
State income tax rate (frac)	0	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	
equals state tax savings:																											
State tax savings (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
FEDERAL INCOME TAX																											
Federal taxable incentive income (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Deductible expenses (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
State tax savings (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Federal taxable income less deductions (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
federal tax credits:																											
Federal PTC income (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Federal ITC income (\$)	1550																										
minus federal tax:																											
Federal taxable income less deductions (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Federal income tax rate (frac)	0	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	
equals:																											
Federal tax savings (\$)	0	1550	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
After-tax annual costs (\$)	0	933	-619	-621	-623	-625	-627	-629	-631	-634	-636	-638	-641	-643	-646	-648	-651	-653	-656	-659	-661	-664	-667	-670	-673	-676	
After-tax cash flow (\$)	0	1246	-302	-300	-298	-297	-295	-293	-291	-289	-287	-285	-283	-282	-280	-278	-276	-274	-272	-270	-268	-266	-264	-262	-260	-258	

Anexo E – Relatório do sistema UPP detalhado – Cenário Atual

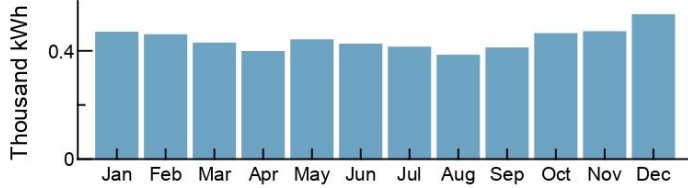
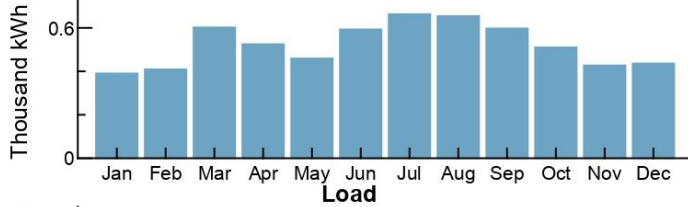
System Advisor Model Report

Detailed Photovoltaic 4.02 kW Nameplate 39.75, -8.82
 Residential \$1.75/W Installed Cost UTC +0

Performance Model		Financial Model	
Modules		Project Costs	
SunPower SPR-X21-335		Total installed cost	\$7,045
Cell material	Mono-c-Si	Salvage value	\$0
Module area	1.63 m ²	Analysis Parameters	
Module capacity	335.2 DC Watts	Project life	25 years
Quantity	12	Inflation rate	1.73%
Total capacity	4.02 DC kW	Real discount rate	3%
Total area	19 m ²	Project Debt Parameters (Standard Loan)	
Inverters		Debt fraction	100%
SMA America: SB3800TL-US-22		Amount	\$7,045
Unit capacity	3.850000 AC kW	Term	25 years
Input voltage	100 - 480 VDC DC V	Rate	5%
Quantity	1	Tax and Insurance Rates	
Total capacity	3.85 AC kW	Federal income tax	21 %/year
DC to AC Capacity Ratio	1.04	State income tax	7 %/year
AC losses (%)	1.00	Sales tax (% of indirect cost basis)	0%
Array		Insurance (% of installed cost)	0 %/year
Strings	2	Property tax (% of assessed val.)	0 %/year
Modules per string	6	Incentives	
String Voc (DC V)	407.40	Federal ITC	22%
Tilt (deg from horizontal)	39.75	Electricity Demand and Rate Summary	
Azimuth (deg E of N)	180	Annual peak demand	3.1 kW
Tracking	no	Annual total demand	5,282 kWh
Backtracking	-	Residência em Leiria	
Self shading	no	Fixed charge:	\$10/month
Rotation limit (deg)	-	All generation sold, all load purchased	
Shading	no	Flat energy buy rate:	\$0.200000/kWh
Snow	no	Flat energy sell rate:	\$0.050000/kWh
Soiling	yes	Results	
DC losses (%)	4.44	Nominal LCOE	9 cents/kWh
Performance Adjustments		Net present value	\$-2,600
Availability/Curtailment	none	Payback period	> 25 years
Degradation	none	Annual Results (in Year 1)	
Hourly or custom losses	none	GHI kWh/m ² /day	4.49
Annual Results (in Year 1)		POA kWh/m ² /day	120.00
GHI kWh/m ² /day	4.49	Net to inverter	6,540 DC kWh
POA kWh/m ² /day	120.00	Net to grid	6,270 AC kWh
Net to inverter	6,540 DC kWh	Capacity factor	17.8
Net to grid	6,270 AC kWh	Performance ratio	0.82
Capacity factor	17.8		
Performance ratio	0.82		

Detailed Photovoltaic Residential 4.02 kW Nameplate 39.75, -8.82
 \$1.75/W Installed Cost UTC +0

Year 1 Monthly Generation and Load Summary
Electricity from System



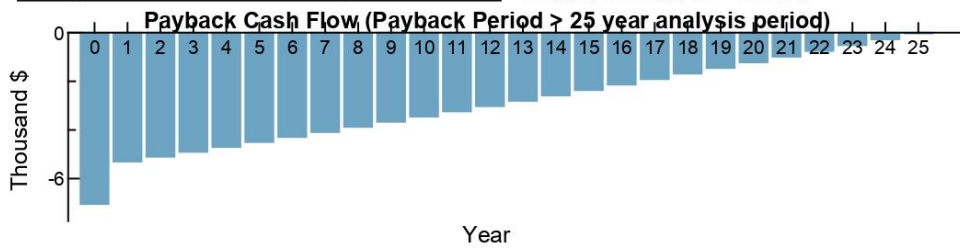
Year 1 Monthly Electric Bill and Savings (\$)

Month	Without System	With System	Savings
Jan	103	84	19
Feb	101	81	20
Mar	95	65	30
Apr	89	63	26
May	97	75	22
Jun	94	65	29
Jul	92	59	33
Aug	86	53	32
Sep	91	62	29
Oct	102	77	25
Nov	103	82	21
Dec	116	94	21
Annual	1,176	863	312

NPV Approximation using Annuities

Annuities, Capital Recovery Factor (CRF) = 0.0694		
Investment	\$0	Sum:
Expenses	\$-600	\$-100
Savings	\$100	NPV = Sum / CRF:
Energy value	\$300	\$-2,000

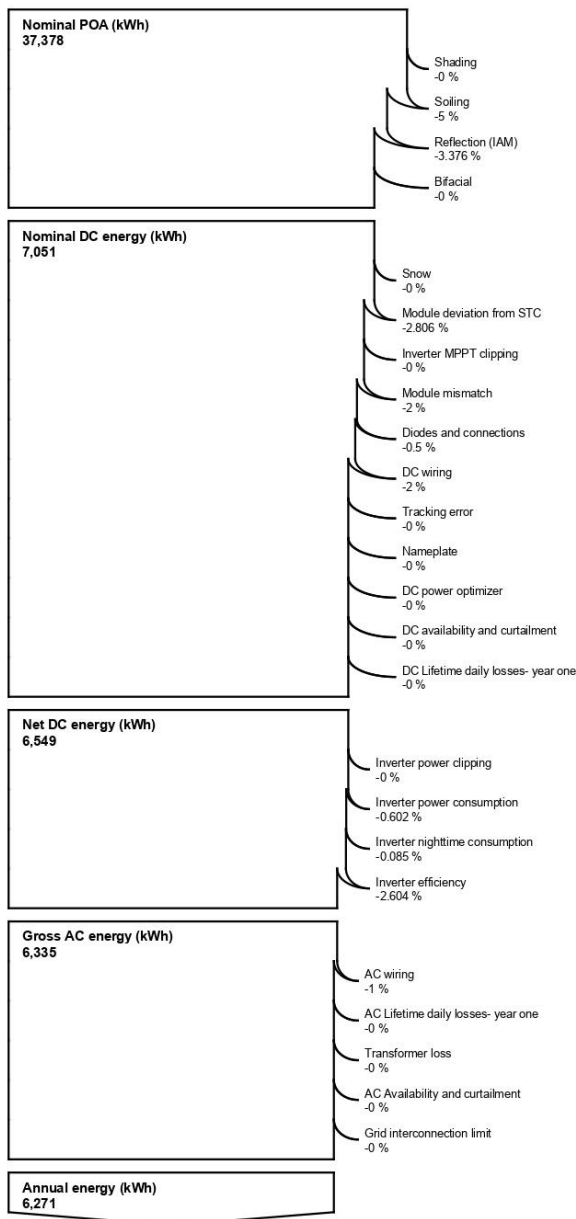
Investment = Installed Cost - Debt Principal - IBI - CBI
 Expenses = Operating Costs + Debt Payments
 Savings = Tax Deductions + PBI
 Energy value = Tax Adjusted Net Savings
 Nominal discount rate = 4.7819%



Detailed Photovoltaic
Residential

4.02 kW Nameplate
\$1.75/W Installed Cost

39.75, -8.82
UTC +0



Anexo F – Excel do fluxo de caixa do (C + UPAC) – 1º

Tabela Anexo 3 – Fluxo de caixa - Cenário Base.

CASH FLOW	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
ENERGY																											
Energy (kWh)	0	6271	6240	6208	6177	6146	6115	6085	6054	6024	5993	5963	5933	5904	5874	5844	5815	5786	5757	5728	5699	5670	5642	5613	5585	5557	
SAVINGS																											
Electricity bill without system (\$/yr)	0	1177	1197	1218	1239	1260	1282	1304	1327	1350	1373	1397	1421	1445	1470	1496	1522	1548	1575	1602	1630	1658	1687	1716	1746	1776	
minus:																											
Electricity bill with system (\$/yr)	0	110	115	120	125	130	135	141	146	152	158	164	171	177	184	191	198	206	213	221	229	237	246	254	264	273	
equals:																											
Value of electricity savings (\$)	0	1066	1082	1098	1114	1130	1146	1163	1180	1198	1215	1232	1250	1268	1286	1305	1323	1343	1362	1381	1401	1421	1441	1461	1482	1503	
Property tax net assessed value (\$)	0	7045	7045	7045	7045	7045	7045	7045	7045	7045	7045	7045	7045	7045	7045	7045	7045	7045	7045	7045	7045	7045	7045	7045	7045	7045	
OPERATING EXPENSES																											
O&M fixed expense (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
O&M production-based expense (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
O&M capacity-based expense (\$)	0	117	119	121	123	125	127	129	132	134	136	138	141	143	146	148	151	153	156	159	162	164	167	170	173	176	
Property tax expense (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Insurance expense (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Net salvage value (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Total operating expense (\$)	0	117	119	121	123	125	127	129	132	134	136	138	141	143	146	148	151	153	156	159	162	164	167	170	173	176	
Deductible expenses (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
DEBT REPAYMENT																											
Debt balance (\$)	7045	6897	6742	6580	6409	6229	6041	5843	5635	5417	5188	4948	4695	4430	4152	3860	3553	3231	2892	2537	2164	1772	1361	929	476	0	
Interest payment (\$)	0	352	345	337	329	320	311	302	292	282	271	259	247	235	222	208	193	178	162	145	127	108	89	68	46	24	
Principal payment (\$)	0	148	155	163	171	179	188	198	208	218	229	240	252	265	278	292	307	322	338	355	373	392	411	432	453	476	
Total P&I debt payment (\$)	0	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	
STATE INCOME TAX																											
State taxable incentive income (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Deductible expenses (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
State taxable income less deductions (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
state tax credits:																											
State PTC income (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
State ITC income (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
minus state tax:																											
State taxable income less deductions (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
State income tax rate (frac)	0	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	
equals state tax savings:																											
State tax savings (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
FEDERAL INCOME TAX																											
Federal taxable incentive income (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Deductible expenses (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
State tax savings (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Federal taxable income less deductions (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
federal tax credits:																											
Federal PTC income (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Federal ITC income (\$)		1550																									
minus federal tax:																											
Federal taxable income less deductions (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Federal income tax rate (frac)	0	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	
equals:																											
Federal tax savings (\$)	0	1550	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
After-tax annual costs (\$)	0	933	-619	-621	-623	-625	-627	-629	-631	-634	-636	-638	-641	-643	-646	-648	-651	-653	-656	-659	-661	-664	-667	-670	-673	-676	
After-tax cash flow (\$)	0	2000	463	477	491	505	520	534	549	564	579	594	609	625	641	657	673	689	706	723	740	757	774	791	809	827	

Anexo G – Relatório do Sistema UPAC detalhado do cenário base – 1º

System Advisor Model Report

Detailed Photovoltaic
Residential

4.02 kW Nameplate
\$1.75/W Installed Cost

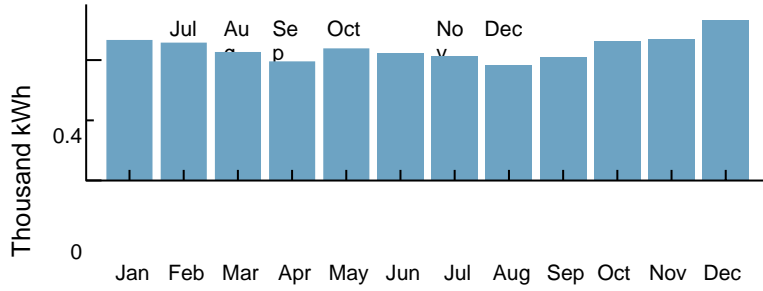
39.75, -8.82
UTC +0

Performance Model		Financial Model	
Modules		Project Costs	
SunPower SPR-X21-335		Total installed cost	\$7,045
Cell material	Mono-c-Si	Salvage value	\$0
Module area	1.63 m ²	Analysis Parameters	
Module capacity	335.2 DC Watts	Project life	25 years
Quantity	12	Inflation rate	1.73%
Total capacity	4.02 DC kW	Real discount rate	3%
Total area	19 m ²	Project Debt Parameters (Standard Loan)	
Inverters		Debt fraction	100%
SMA America: SB3800TL-US-22		Amount	\$7,045
Unit capacity	3.850000 AC kW	Term	25 years
Input voltage	100 - 480 VDC DC V	Rate	5%
Quantity	1	Tax and Insurance Rates	
Total capacity	3.85 AC kW	Federal income tax	21 %/year
DC to AC Capacity Ratio	1.04	State income tax	7 %/year
AC losses (%)	1.00	Sales tax (% of indirect cost basis)	0%
Array		Insurance (% of installed cost)	0 %/year
Strings	2	Property tax (% of assessed val.)	0 %/year
Modules per string	6	Incentives	
String Voc (DC V)	407.40	Federal ITC	22%
Tilt (deg from horizontal)	39.75	Electricity Demand and Rate Summary	
Azimuth (deg E of N)	180	Annual peak demand	3.1 kW
Tracking	no	Annual total demand	5,282 kWh
Backtracking	-	Residência em Leiria	
Self shading	no	Fixed charge:	\$10/month
Rotation limit (deg)	-	Monthly excess with \$ rollover	
Shading	no	Flat energy buy rate:	\$0.200000/kWh
Snow	no	Flat sell rate for excess energy credits:	\$0.050000/kWh
Soiling	yes	Results	
DC losses (%)	4.44	Nominal LCOE	9 cents/kWh
Performance Adjustments		Net present value	\$10,000
Availability/Curtailment	none	Payback period	5.6 years
Degradation	none		
Hourly or custom losses	none		
Annual Results (in Year 1)			
GHI kWh/m ² /day	4.49		
POA kWh/m ² /day	120.00		
Net to inverter	6,540 DC kWh		
Net to grid	6,270 AC kWh		
Capacity factor	17.8		
Performance ratio	0.82		

Detailed Photovoltaic 4.02 kW Nameplate 39.75, -8.82
 Residential \$1.75/W Installed Cost UTC +0

System Advisor Model Report

Load



Year 1 Monthly Electric Bill and Savings (\$)

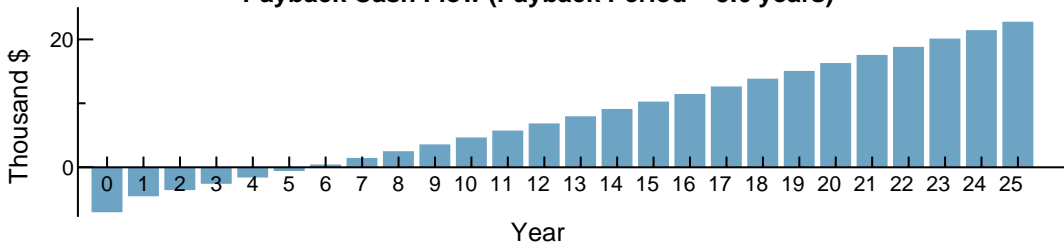
Month	Without System	With System	Savings
Jan	103	25	78
Feb	101	19	81
Mar	95	10	85
Apr	89	10	79
May	97	10	87
Jun	94	10	84
Jul	92	10	82
Aug	86	10	76
Sep	91	10	81
Oct	102	10	92
Nov	103	10	93
Dec	116	-24	141
Annual	1,176	110	1,066

NPV Approximation using Annuities

Annuities, Capital Recovery Factor (CRF) = 0.0694		
Investment	\$0	Sum:
Expenses	\$-600	\$600
Savings	\$100	NPV = Sum / CRF:
Energy value	\$1,200	\$10,000

Investment = Installed Cost - Debt Principal - IBI - CBI
 Expenses = Operating Costs + Debt Payments
 Savings = Tax Deductions + PBI
 Energy value = Tax Adjusted Net Savings
 Nominal discount rate = 4.7819%

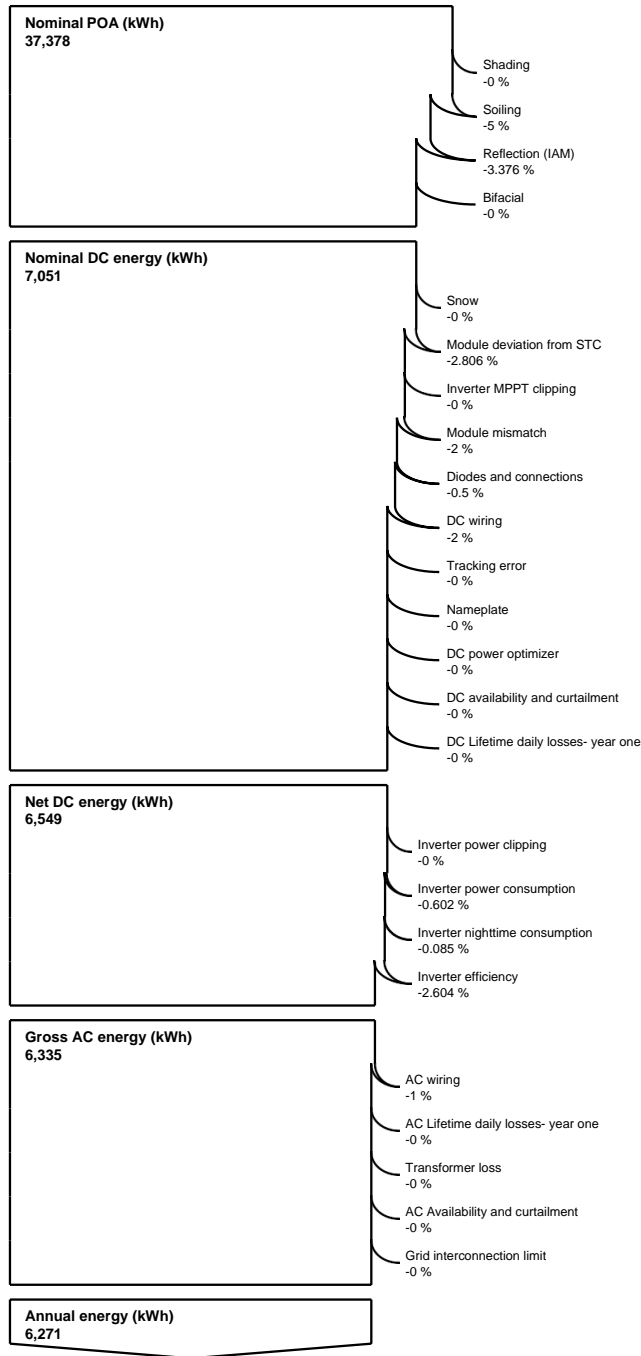
Payback Cash Flow (Payback Period = 5.6 years)



Detailed Photovoltaic
Residential

4.02 kW Nameplate
\$1.75/W Installed Cost

39.75, -8.82
UTC +0



Anexo H – Excel do fluxo de caixa do (Cenário base + VE (N)) – 2º

Tabela Anexo 4 – Fluxo de caixa - Cenário Base + VE(N).

CASH FLOW	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
ENERGY																											
Energy (kWh)	0	6271	6240	6208	6177	6146	6115	6085	6054	6024	5993	5963	5933	5904	5874	5844	5815	5786	5757	5728	5699	5670	5642	5613	5585	5557	
SAVINGS																											
Electricity bill without system (\$/yr)	0	3420	3479	3539	3601	3663	3726	3791	3856	3923	3991	4060	4130	4202	4274	4348	4423	4500	4578	4657	4738	4820	4903	4988	5074	5162	
minus:																											
Electricity bill with system (\$/yr)	0	2166	2210	2254	2300	2346	2394	2442	2491	2541	2592	2644	2697	2751	2806	2862	2919	2977	3037	3097	3159	3221	3285	3350	3417	3484	
equals:																											
Value of electricity savings (\$)	0	1254	1270	1285	1301	1317	1333	1349	1365	1382	1399	1416	1433	1451	1468	1486	1504	1523	1541	1560	1579	1598	1618	1637	1657	1677	
Property tax net assessed value (\$)	0	7045	7045	7045	7045	7045	7045	7045	7045	7045	7045	7045	7045	7045	7045	7045	7045	7045	7045	7045	7045	7045	7045	7045	7045	7045	7045
OPERATING EXPENSES																											
O&M fixed expense (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
O&M production-based expense (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
O&M capacity-based expense (\$)	0	117	119	121	123	125	127	129	132	134	136	138	141	143	146	148	151	153	156	159	162	164	167	170	173	176	
Property tax expense (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Insurance expense (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Net salvage value (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total operating expense (\$)	0	117	119	121	123	125	127	129	132	134	136	138	141	143	146	148	151	153	156	159	162	164	167	170	173	176	
Deductible expenses (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DEBT REPAYMENT																											
Debt balance (\$)	7045	6897	6742	6580	6409	6229	6041	5843	5635	5417	5188	4948	4695	4430	4152	3860	3553	3231	2892	2537	2164	1772	1361	929	476	0	
Interest payment (\$)	0	352	345	337	329	320	311	302	292	282	271	259	247	235	222	208	193	178	162	145	127	108	89	68	46	24	
Principal payment (\$)	0	148	155	163	171	179	188	198	208	218	229	240	252	265	278	292	307	322	338	355	373	392	411	432	453	476	
Total P&I debt payment (\$)	0	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
STATE INCOME TAX																											
State taxable incentive income (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Deductible expenses (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
State taxable income less deductions (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
state tax credits:																											
State PTC income (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
State ITC income (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
minus state tax:																											
State taxable income less deductions (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
State income tax rate (frac)	0	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
equals state tax savings:																											
State tax savings (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FEDERAL INCOME TAX																											
Federal taxable incentive income (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Deductible expenses (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
State tax savings (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Federal taxable income less deductions (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
federal tax credits:																											
Federal PTC income (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Federal ITC income (\$)	0	1550																									
minus federal tax:																											
Federal taxable income less deductions (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Federal income tax rate (frac)	0	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21
equals:																											
Federal tax savings (\$)	0	1550	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
After-tax annual costs (\$)	0	933	-619	-621	-623	-625	-627	-629	-631	-634	-636	-638	-641	-643	-646	-648	-651	-653	-656	-659	-661	-664	-667	-670	-673	-676	
After-tax cash flow (\$)	0	2188	651	664	678	692	706	720	734	748	763	777	792	807	823	838	854	869	885	901	917	934	-4049	967	984	1002	

Anexo I – Relatório do Sistema UPAC detalhado com VE (N) – 2º

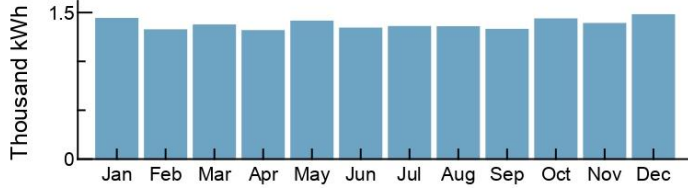
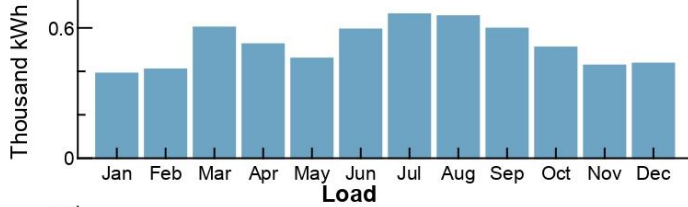
System Advisor Model Report

Detailed Photovoltaic 4.02 kW Nameplate 39.75, -8.82
 Residential \$1.75/W Installed Cost UTC +0

Performance Model		Financial Model	
Modules		Project Costs	
SunPower SPR-X21-335		Total installed cost	\$7,045
Cell material	Mono-c-Si	Salvage value	\$0
Module area	1.63 m ²	Analysis Parameters	
Module capacity	335.2 DC Watts	Project life	25 years
Quantity	12	Inflation rate	1.73%
Total capacity	4.02 DC kW	Real discount rate	3%
Total area	19 m ²	Project Debt Parameters (Standard Loan)	
Inverters		Debt fraction	100%
SMA America: SB3800TL-US-22		Amount	\$7,045
Unit capacity	3.850000 AC kW	Term	25 years
Input voltage	100 - 480 VDC DC V	Rate	5%
Quantity	1	Tax and Insurance Rates	
Total capacity	3.85 AC kW	Federal income tax	21 %/year
DC to AC Capacity Ratio	1.04	State income tax	7 %/year
AC losses (%)	1.00	Sales tax (% of indirect cost basis)	0%
Array		Insurance (% of installed cost)	0 %/year
Strings	2	Property tax (% of assessed val.)	0 %/year
Modules per string	6	Incentives	
String Voc (DC V)	407.40	Federal ITC	22%
Tilt (deg from horizontal)	39.75	Electricity Demand and Rate Summary	
Azimuth (deg E of N)	180	Annual peak demand	6.7 kW
Tracking	no	Annual total demand	16,499 kWh
Backtracking	-	Residência em Leiria	
Self shading	no	Fixed charge:	\$10/month
Rotation limit (deg)	-	Monthly excess with \$ rollover	
Shading	no	Flat energy buy rate:	\$0.200000/kWh
Snow	no	Flat sell rate for excess energy credits:	\$0.050000/kWh
Soiling	yes	Results	
DC losses (%)	4.44	Nominal LCOE	11 cents/kWh
Performance Adjustments		Net present value	\$10,800
Availability/Curtailment	none	Payback period	4.7 years
Degradation	none		
Hourly or custom losses	none		
Annual Results (in Year 1)			
GHI kWh/m ² /day	4.49		
POA kWh/m ² /day	120.00		
Net to inverter	6,540 DC kWh		
Net to grid	6,270 AC kWh		
Capacity factor	17.8		
Performance ratio	0.82		

Detailed Photovoltaic Residential 4.02 kW Nameplate 39.75, -8.82
 \$1.75/W Installed Cost UTC +0

Year 1 Monthly Generation and Load Summary
Electricity from System



Year 1 Monthly Electric Bill and Savings (\$)

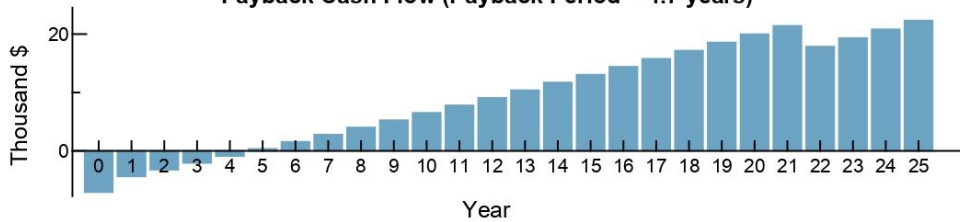
Month	Without System	With System	Savings
Jan	297	219	78
Feb	273	191	81
Mar	283	163	120
Apr	272	167	105
May	291	199	91
Jun	277	158	118
Jul	280	147	132
Aug	280	149	130
Sep	274	155	119
Oct	296	194	102
Nov	286	201	85
Dec	304	217	87
Annual	3,419	2,165	1,254

NPV Approximation using Annuities

Annuities, Capital Recovery Factor (CRF) = 0.0694		
Investment	\$0	Sum:
Expenses	\$-700	\$700
Savings	\$100	NPV = Sum / CRF:
Energy value	\$1,400	\$10,000

Investment = Installed Cost - Debt Principal - IBI - CBI
 Expenses = Operating Costs + Debt Payments
 Savings = Tax Deductions + PBI
 Energy value = Tax Adjusted Net Savings
 Nominal discount rate = 4.7819%

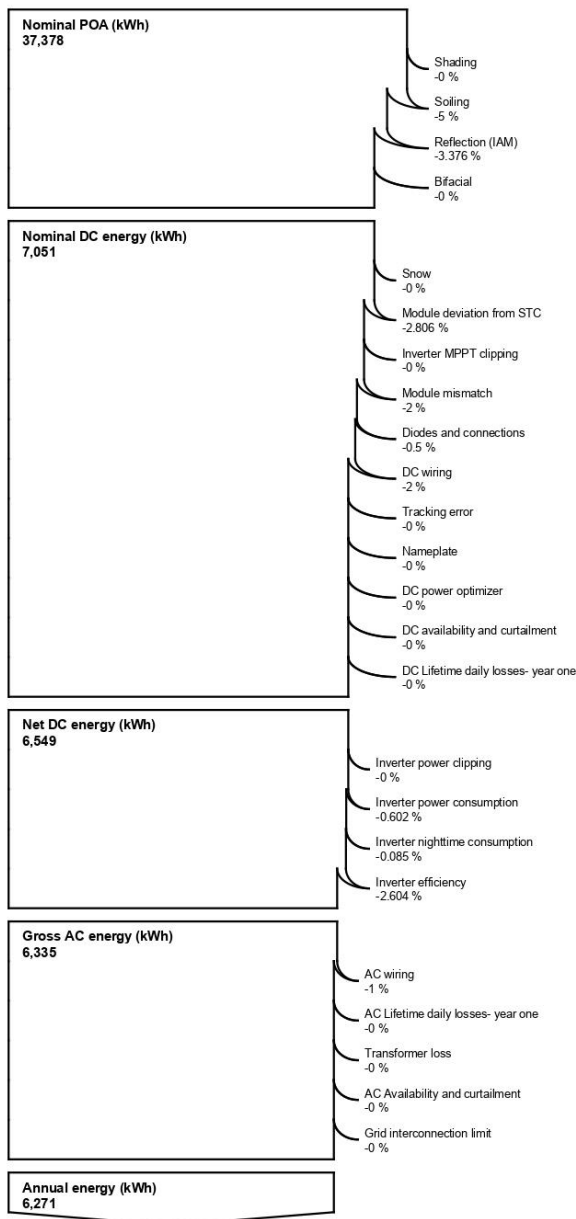
Payback Cash Flow (Payback Period = 4.7 years)



Detailed Photovoltaic Residential

4.02 kW Nameplate
\$1.75/W Installed Cost

39.75, -8.82
UTC +0



Anexo J – Ficha técnica da bateria ABB – REACT 2



SOLAR INVERTERS

ABB PV + Storage REACT 2 3.6 to 5.0 kW



—
REACT 2 3.6/5.0
PV + Storage inverter

This new line, available in power ratings of 3.6 and 5.0 kW, has one of the industry's highest energy efficiency rates, providing up to 10% more energy than lower voltage battery systems.

For new and retrofit installations

Thanks to the possibility of both AC and DC side connection, REACT 2 is the ideal solution for new systems or the retrofitting of existing ones, allowing homeowners to improve their energy self-consumption and save on their energy bills.

Wide battery capacity

Providing a totally flexible solution, REACT 2 offers a wide storage capacity, which can be expanded from 4 kWh to 12 kWh, depending on the number of batteries used, and can achieve up to 90 percent energy self-reliance.

The addition of further battery units can take place anytime during the lifetime of the system.

Design flexibility

The different set-up configurations available allow maximum installation flexibility and optimization of available spaces.

Quick and easy to install thanks to the simple plug and play connection, both on inverter and battery side.

Smart connectivity

Future proof technology enables a full smart home

REACT 2 is ABB's photovoltaic energy storage system, allowing to store excess energy and optimize the energy use in residential applications.

experience with advanced communication features and load management capabilities.

The embedded data logger and direct transferring of data to a secure cloud platform allows customers to monitor and keep their system under control through the dedicated mobile app.

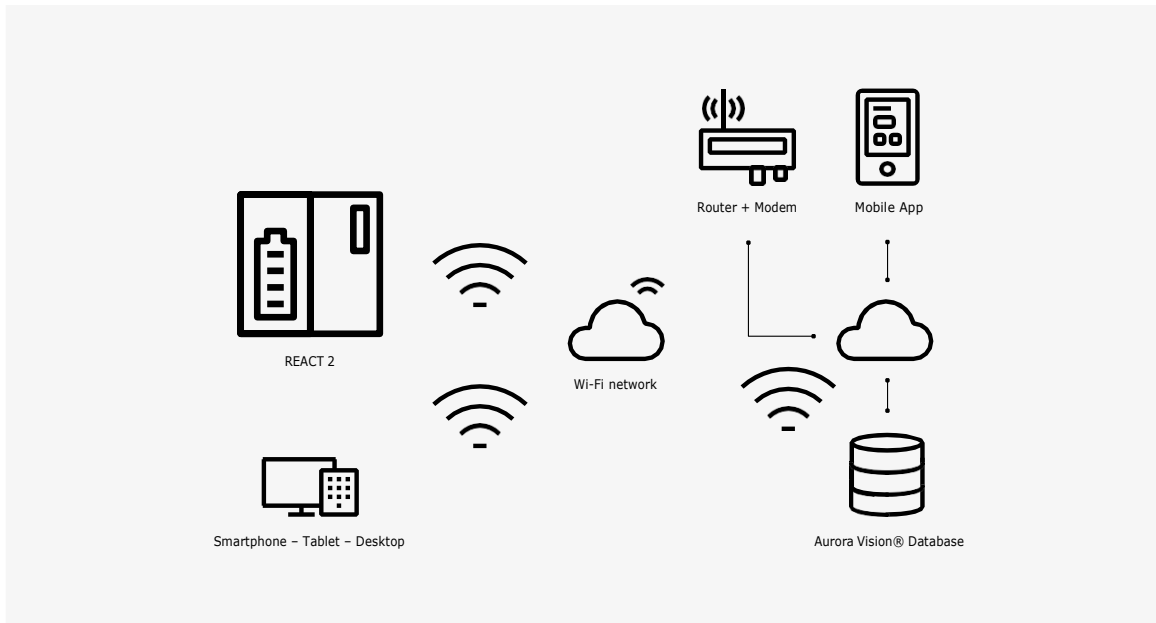
The advanced communication interfaces combined with a standard Modbus communication protocol, Sunspec compliant, allow the inverter to be easily integrated within any smart environment and with third party monitoring and control systems.

Highlights

- Li-Ion battery unit for energy storage (from min 4 kWh to 12 kWh)
- Industry leading energy efficiency
- Suitable for new and existing applications
- Battery units can be upgraded anytime during lifetime of system
- Flexible and modular design, optimizes installation space
- Simple and safe installation with plug and play connection
- System monitoring through dedicated mobile app
- Modbus TCP/RTU Sunspec compliant
- Compatible with ABB free@home for a full ABB smart home experience

PRODUCT FLYER FOR REACT 2 -3.6/5.0-TL ABB SOLAR INVERTERS

REACT 2 - Communication diagram



Technical data and types

Battery unit		REACT2-BATT
Modules manufacturer		Samsung
Battery type		Li-Ion
Total energy		4 kWh
Operating DC voltage range		170-575 V
Absolute maximum DC voltage		575 V
Module voltage		200 V
Deep of discharge (DoD)		95%
Charge power		1.6 kW
Discharge power		2 kW
Environmental		
Environmental protection rating	IP 54 (suggested indoor installation for preserving battery life time)	
Ambient temperature range	-20...+55°C (power derating occurs out of suggested ambient temperature range)	
Suggested ambient temperature	+0 to +40 °C	
Relative humidity	4...100 % condensing	
Physical		
Cooling	Natural	
Dimension (H x W x D)	740 mm x 490 mm x 229 mm	
Weight	< 50 kg	
Mounting system	Wall bracket	
Safety		
Marking	CE	
Safety	IEC 62619, UN38.3, UN3480	

Compatible ABB meters

REACT-MTR-1PH	Single-phase, 20 A
B21-212	Single-phase, 65 A
B23-212	Three-phase, 65 A
B24-212	Three-phase with external CT (opt.)

Anexo K – Propriedades calculadas da bateria

- **Tensão nominal da bateria**, 203,5 VDC, a tensão nominal das baterias, que é calculada da seguinte fórmula.

$$\text{Tensão nominal da bateria (VDC)} = \text{Tensão da célula (3,7 VDC)} \times \text{Células em série (55)}$$

- **Número total células**, 330 células, número total de células da bateria, onde se calcula da seguinte fórmula.

$$\text{Número total células} = \text{células em serie (55)} * \text{strings em paralelo (6)}$$

- **Células em série**, 55 células, número de células em série por cada *string*.

$$\text{Células em série} = \text{Tensão nominal da bateria (203,5 VDC)} \div \text{Tensão nominal da célula (3,7 VDC)}$$

- **Strings em paralelo**, 6 *strings*, número de sequências em paralelo das células em série da bateria.

$$\text{Strings em paralelo} = \text{Capacidade Nominal da bateria (3,9072 kWh)} \div (\text{Capacidade da Célula (3,2 Ah)} \times \text{Tensão Nominal da bateria (203,5 VDC)}).$$

- **Taxa C máxima de descarga**, 0,5 por hora, taxa máxima de descarga numa hora.

$$\text{Taxa C máxima de descarga (1 / h)} = \text{Potência máxima de descarga (1,9536 DC kW)} \div \text{Capacidade nominal da bateria (3,9072 DC kWh)}.$$

- **Taxa C máxima de carga**, 0,5 por hora, taxa máxima de carga numa hora.

$$\text{Taxa C máxima de carga (1 / h)} = \text{Potência de carga máxima (1,9536 DC kW)} \div \text{Capacidade nominal da bateria (3,9072 DC kWh)}.$$

- **Corrente de descarga máxima**, 9,6 A, corrente de descarga máxima da bateria.

$$\text{Corrente de descarga máxima (A)} = \text{Capacidade nominal da bateria (3,9072 DC kWh)} \div \text{Tensão nominal da bateria (203,5 VDC)} \times \text{Taxa C máxima de descarga (0,5 / h)} \times 1000 \text{ Wh / kWh}.$$

Anexo L – Preço da bateria ABB FILMER REACT 2

19/07/2021

| de checkout 0Bills DIY Solar, Painéis, Sistemas Completos, 12V, 24V e Baterias 48V para Independência energética

Apartment, suite, unit, etc. (optional)

Cidade / Cidade_* (required)

Código postal / ZIP_* (required)

IVA / SSN (opcional)

Notas de pedido (opcional)

Notes about your order, e.g. special notes for delivery.

SEU PEDIDO

PRODUTO	SUBTOTAL
ABB Fimer REACT2-UNO-3.6-TL 4kW Modular Li-Ion Armazenamento de bateria x 1	£3,819.90
<hr/>	
SUBTOTAL DE CARRINHO	£3,819.90
TRANSPORTE	Zona de Entrega 4: R£289,00
<hr/>	
ORDEM TOTAL	£4,108.90

Transferência bancária direta (BACS) OFF-LINE

Nossos dados bancários são os seguintes:

Solaranna Ltd.

Royal

Bank of Scotland Bank Endereço: 1-4 High Street, Cardiff CF10 1PX, Reino Unido

Pagamentos internacionais:

IBAN: GB84RBOS1615211114875

SWIFT/BIC: RBOSGB2L

Pagamentos no

Reino Unido: CONTA

Nº: 11114875 CÓDIGO DE CLASSIFICAÇÃO: 16-15-21

Os arranjos de colheita, embalagem e entrega serão feitos somente após o pagamento ser liberado em nossa conta bancária. Por favor, use seu ID de pedido como referência de pagamento.

[Cookies & Política de Privacidade EU & CA, EUA](#)

<https://www.zerohomebills.com/checkout/>

3/5

Figura Anexo 1 – Preço da Bateria ABB.

Anexo M – Excel do fluxo de caixa do (Cenário Base + BAT) – 4º

Tabela Anexo 5 – Fluxo de caixa - Cenário Base + Bateria.

CASH FLOW	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
ENERGY																											
Energy (kWh)		0	6185	6153	6123	6093	6063	6034	6004	5975	5946	5917	5888	5859	5831	5802	5774	5746	5719	5692	5665	5637	5586	5559	5531	5504	5477
SAVINGS																											
Electricity bill without system (\$/yr)		0	1177	1197	1218	1239	1260	1282	1304	1327	1350	1373	1397	1421	1445	1470	1496	1522	1548	1575	1602	1630	1658	1687	1716	1746	1776
minus:																											
Electricity bill with system (\$/yr)		0	118	123	128	133	139	144	149	155	161	168	174	180	187	194	201	208	215	223	231	239	251	260	269	278	287
equals:																											
Value of electricity savings (\$)		0	1058	1073	1089	1105	1122	1138	1155	1171	1188	1205	1223	1240	1258	1276	1295	1314	1333	1352	1371	1390	1407	1427	1447	1467	1488
Property tax net assessed value (\$)		0	10560	10560	10560	10560	10560	10560	10560	10560	10560	10560	10560	10560	10560	10560	10560	10560	10560	10560	10560	10560	10560	10560	10560	10560	10560
OPERATING EXPENSES																											
O&M fixed expense (\$)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
O&M production-based expense (\$)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
O&M capacity based expense (\$)		0	117	119	121	123	125	127	129	132	134	136	138	141	143	146	148	151	153	156	159	162	164	167	170	173	176
Battery replacement cost (\$)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4869	0	0	0	0	0
Property tax expense (\$)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Insurance expense (\$)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Net salvage value (\$)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total operating expense (\$)		0	117	119	121	123	125	127	129	132	134	136	138	141	143	146	148	151	153	156	159	5030	164	167	170	173	176
Deductible expenses (\$)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DEBT REPAYMENT																											
Debt balance (\$)		10560	10338	10106	9862	9606	9337	9055	8758	8447	8120	7777	7416	7038	6641	6223	5785	5325	4842	4335	3803	3244	2657	2040	1393	714	0
Interest payment (\$)		0	528	517	505	493	480	467	453	438	422	406	389	371	352	332	311	289	266	242	217	190	162	133	102	70	36
Principal payment (\$)		0	221	232	244	256	269	282	296	311	327	343	360	378	397	417	438	460	483	507	532	559	587	616	647	680	714
Total PM debt payment (\$)		0	749	749	749	749	749	749	749	749	749	749	749	749	749	749	749	749	749	749	749	749	749	749	749	749	749
STATE INCOME TAX																											
State taxable incentive income (\$)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Deductible expenses (\$)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
State taxable income less deductions (\$)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
state tax credits:																											
State PTC income (\$)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
State ITC income (\$)		0																									
minus state tax:		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
State taxable income less deductions (\$)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
State income tax rate (frac)		0	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07
equals state tax savings:																											
State tax savings (\$)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FEDERAL INCOME TAX																											
Federal taxable incentive income (\$)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Deductible expenses (\$)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
State tax savings (\$)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Federal taxable income less deductions (\$)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Federal tax credits:																											
Federal PTC income (\$)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Federal ITC income (\$)		2323																									
minus federal tax:		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Federal taxable income less deductions (\$)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Federal income tax rate (frac)		0	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21
equals:																											
Federal tax savings (\$)		0	2323	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
After tax annual costs (\$)		0	1457	868	870	872	874	876	879	881	883	885	888	890	893	895	898	900	903	905	908	5779	914	916	919	922	925
After tax cash flow (\$)		0	2515	206	219	233	247	262	276	291	305	320	335	350	366	381	397	413	430	447	463	4389	499	510	528	545	563

Anexo N – Relatório do Sistema UPAC detalhado com Bateria – 4º

System Advisor Model Report

Detailed Photovoltaic - Battery	4.02 kW Nameplate	39.75, -8.82
Residential	\$2.63/W Installed Cost	UTC +0

PV Performance Model

Modules	
SunPower SPR-X21-335	
Cell material	Mono-c-Si
Module area	1.63 m ²
Module capacity	335.2 DC Watts
Quantity	12
Total capacity	4.02 DC kW
Total area	19 m ²
Inverters	
SMA America: SB3800TL-US-22	
Unit capacity	3.850000 AC kW
Input voltage	100 - 480 VDC DC V
Quantity	1
Total capacity	3.85 AC kW
DC to AC Capacity Ratio	1.04
AC losses (%)	1.00
Array	
Strings	2
Modules per string	6
String Voc (DC V)	407.40
Tilt (deg from horizontal)	39.75
Azimuth (deg E of N)	180
Tracking	no
Backtracking	-
Self shading	no
Rotation limit (deg)	-
Shading	no
Snow	no
Soiling	yes
DC losses (%)	4.44
Performance Adjustments	
Availability/Curtailment	none
Degradation	none
Hourly or custom losses	none
Annual Results (in Year 1)	
GHI kWh/m ² /day	4.49
POA kWh/m ² /day	120.00
Net to inverter	6,470 DC kWh
Net to grid	6,180 AC kWh
Capacity factor	17.6
Performance ratio	0.81

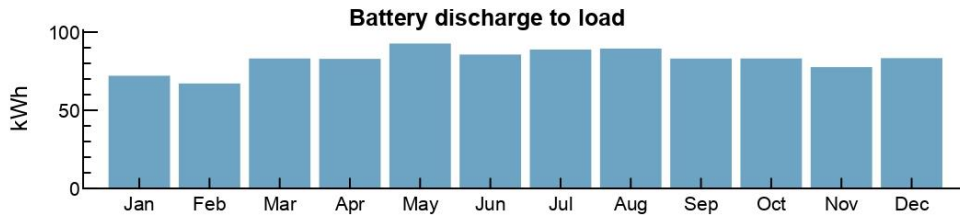
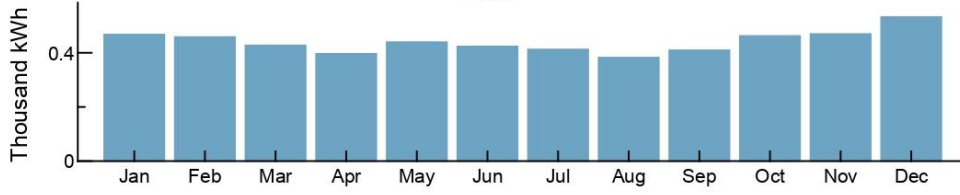
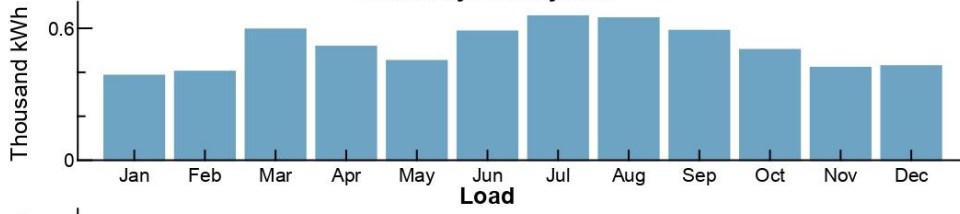
Residential | CEC Module with Database | Sandia Inverter Database | Lithium Ion Battery

System Advisor Model Standard Report generated by SAM 2020.11.29 on Wed Sep 22 16:07:24 2021

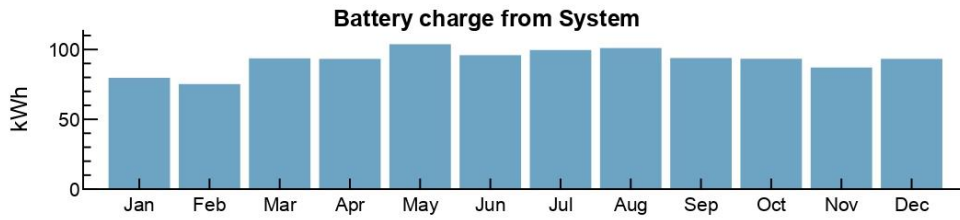
1 / 5

Detailed Photovoltaic - Battery 4.02 kW Nameplate 39.75, -8.82
 Residential \$2.63/W Installed Cost UTC +0

Year 1 Monthly Generation and Load Summary
Electricity from System



No battery charge from grid



Residential | CEC Module with Database | Sandia Inverter Database | Lithium Ion Battery

Detailed Photovoltaic - Battery 4.02 kW Nameplate 39.75, -8.82
 Residential \$2.63/W Installed Cost UTC +0

Year 1 Monthly Electric Bill and Savings (\$)

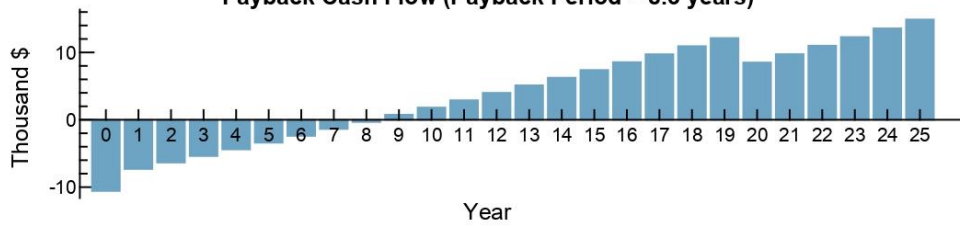
Month	Without System	With System	Savings
Jan	103	26	77
Feb	101	20	80
Mar	95	10	85
Apr	89	10	79
May	97	10	87
Jun	94	10	84
Jul	92	10	82
Aug	86	10	76
Sep	91	10	81
Oct	102	10	92
Nov	103	10	93
Dec	116	-19	135
Annual	1,176	118	1,058

NPV Approximation using Annuities

Annuities, Capital Recovery Factor (CRF) = 0.0694		
Investment	\$0	Sum:
Expenses	\$-1,000	\$300
Savings	\$100	NPV = Sum / CRF:
Energy value	\$1,200	\$5,000

Investment = Installed Cost - Debt Principal - IBI - CBI
 Expenses = Operating Costs + Debt Payments
 Savings = Tax Deductions + PBI
 Energy value = Tax Adjusted Net Savings
 Nominal discount rate = 4.7819%

Payback Cash Flow (Payback Period = 8.3 years)



Residential | CEC Module with Database | Sandia Inverter Database | Lithium Ion Battery

Detailed Photovoltaic - Battery 4.02 kW Nameplate 39.75, -8.82
 Residential \$2.63/W Installed Cost UTC +0

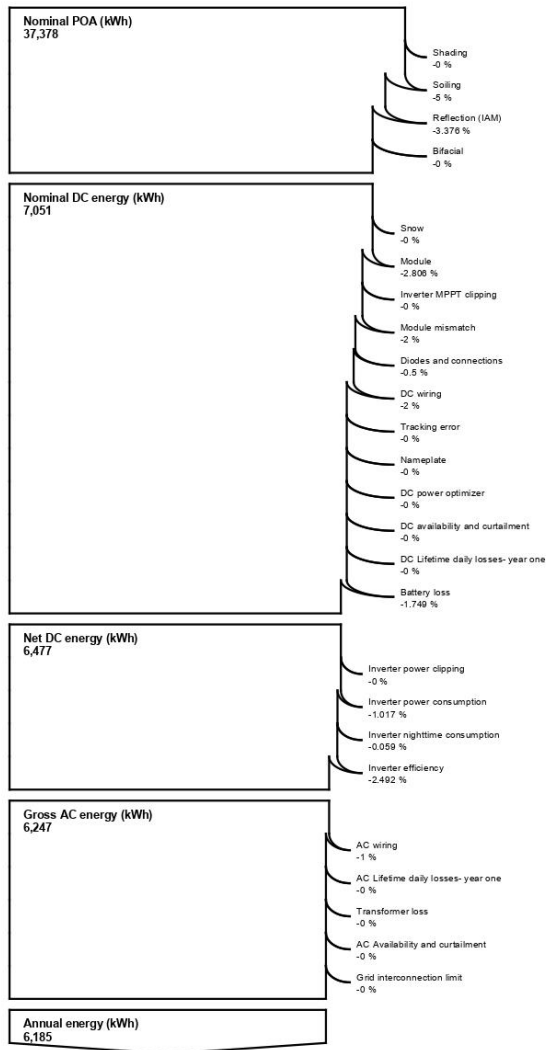
Financial Model

Project Costs	
Total installed cost	\$10,559
Salvage value	\$0
Analysis Parameters	
Project life	25 years
Inflation rate	1.73%
Real discount rate	3%
Project Debt Parameters (Standard Loan)	
Debt fraction	100%
Amount	\$10,559
Term	25 years
Rate	5%
Tax and Insurance Rates	
Federal income tax	21 %/year
State income tax	7 %/year
Sales tax (% of indirect cost basis)	0%
Insurance (% of installed cost)	0 %/year
Property tax (% of assessed val.)	0 %/year
Incentives	
Federal ITC	22%
Electricity Demand and Rate Summary	
Annual peak demand 3.1 kW	
Annual total demand 5,282 kWh	
Residência em Leiria	
Fixed charge: \$10/month	
Monthly excess with \$ rollover	
Flat energy buy rate: \$0.200000/kWh	
Flat sell rate for excess energy credits: \$0.050000/kWh	
Results	
Nominal LCOE	14.7 cents/kWh
Net present value	\$5,100
Payback period	8.3 years

Detailed Photovoltaic - Battery
Residential

4.02 kW Nameplate
\$2.63/W Installed Cost

39.75, -8.82
UTC +0



Residential | CEC Module with Database | Sandia Inverter Database | Lithium Ion Battery

Anexo O – Excel do fluxo de caixa do (Cenário Base + BAT + VE (N)) – 5º

Tabela Anexo 6 – Fluxo de caixa - Cenário Base + Bateria + VE(N).

CASH FLOW	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
ENERGY																											
Energy (kWh)	0	6190	6158	6128	6098	6068	6038	6008	5978	5949	5919	5889	5861	5832	5803	5774	5746	5719	5692	5665	5639	5612	5584	5556	5528	5500	
SAVINGS																											
Electricity bill without system (\$/yr)	0	3420	3479	3539	3601	3663	3726	3791	3856	3923	3991	4060	4130	4202	4274	4348	4423	4500	4578	4657	4738	4820	4903	4988	5074	5162	
minus:																											
Electricity bill with system (\$/yr)	0	2182	2226	2271	2316	2363	2410	2459	2508	2558	2609	2662	2715	2769	2824	2880	2937	2995	3054	3114	3175	3238	3308	3373	3440	3507	
equals:																											
Value of electricity savings (\$)	0	1238	1253	1268	1284	1300	1316	1332	1348	1365	1381	1398	1415	1433	1450	1468	1486	1505	1524	1543	1562	1582	1595	1615	1634	1654	
Property tax net assessed value (\$)	0	10560	10560	10560	10560	10560	10560	10560	10560	10560	10560	10560	10560	10560	10560	10560	10560	10560	10560	10560	10560	10560	10560	10560	10560	10560	
OPERATING EXPENSES																											
O&M fixed expense (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
O&M production-based expense (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
O&M capacity-based expense (\$)	0	117	119	121	123	125	127	129	132	134	136	138	141	143	146	148	151	153	156	159	162	164	167	170	173	176	
Battery replacement cost (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Property tax expense (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Insurance expense (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Net salvage value (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Total operating expense (\$)	0	117	119	121	123	125	127	129	132	134	136	138	141	143	146	148	151	153	156	159	162	164	167	170	173	176	
Deductible expenses (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
DEBT REPAYMENT																											
Debt balance (\$)	10560	10338	10106	9862	9606	9337	9055	8758	8447	8120	7777	7416	7038	6641	6223	5785	5325	4842	4335	3803	3244	2657	2040	1393	714	0	
Interest payment (\$)	0	528	517	505	493	480	467	453	438	422	406	389	371	352	332	311	289	266	242	217	190	162	133	102	70	36	
Principal payment (\$)	0	221	232	244	256	269	282	296	311	327	343	360	378	397	417	438	460	483	507	532	559	587	616	647	680	714	
Total P&I debt payment (\$)	0	749	749	749	749	749	749	749	749	749	749	749	749	749	749	749	749	749	749	749	749	749	749	749	749	749	
STATE INCOME TAX																											
State taxable incentive income (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Deductible expenses (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
State taxable income less deductions (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
state tax credits:																											
State PTC income (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
State ITC income (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
minus state tax:																											
State taxable income less deductions (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
State income tax rate (frac)	0	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	
equals state tax savings:																											
State tax savings (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
FEDERAL INCOME TAX																											
Federal taxable incentive income (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Deductible expenses (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
State tax savings (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Federal taxable income less deductions (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
federal tax credits:																											
Federal PTC income (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Federal ITC income (\$)	2323																										
minus federal tax:																											
Federal taxable income less deductions (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Federal income tax rate (frac)	0	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	
equals:																											
Federal tax savings (\$)	0	2323	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
After-tax annual costs (\$)	0	1457	-868	-870	-872	-874	-876	-879	-881	-883	-885	-888	-890	-893	-895	-898	-900	-903	-905	-908	-911	-914	-10955	-919	-922	-925	
After-tax cash flow (\$)	0	2695	385	399	412	426	439	453	467	482	496	511	525	540	555	571	586	602	618	635	651	668	-9360	695	712	729	

Anexo P – Relatório do Sistema UPAC detalhado com bateria e veículo elétrico (N) – 5º

System Advisor Model Report

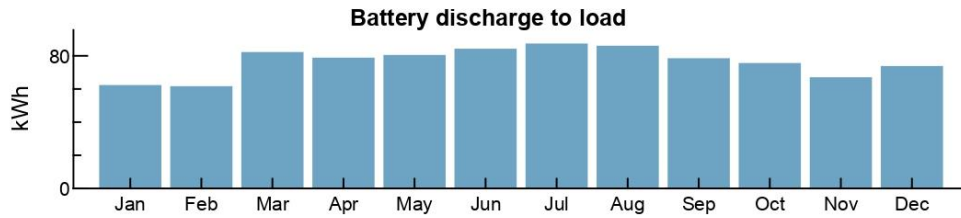
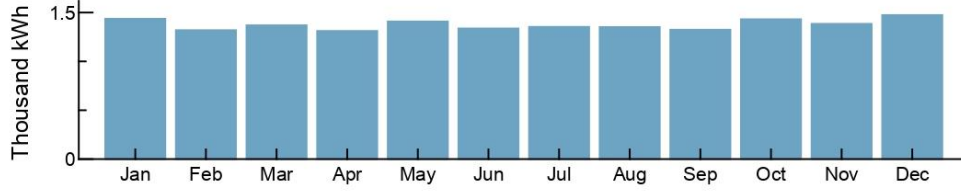
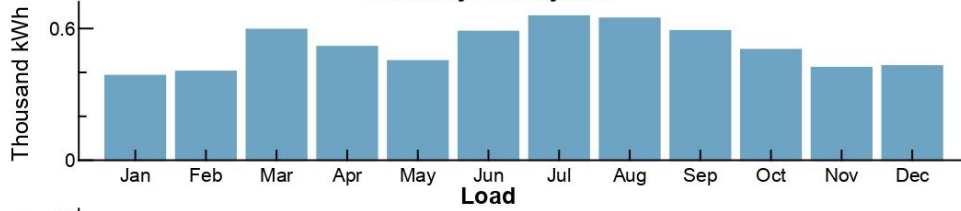
Detailed Photovoltaic - Battery 4.02 kW Nameplate 39.75, -8.82
 Residential \$2.63/W Installed Cost UTC +0

PV Performance Model

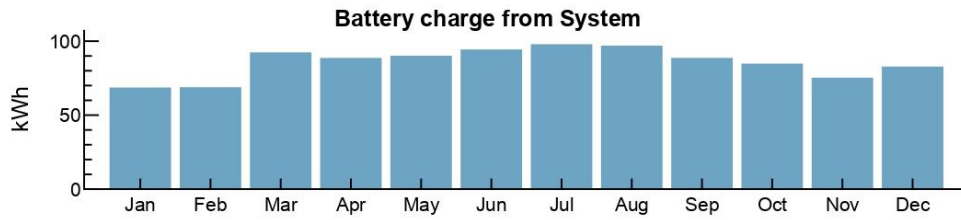
Modules	
SunPower SPR-X21-335	
Cell material	Mono-c-Si
Module area	1.63 m ²
Module capacity	335.2 DC Watts
Quantity	12
Total capacity	4.02 DC kW
Total area	19 m ²
Inverters	
SMA America: SB3800TL-US-22	
Unit capacity	3.850000 AC kW
Input voltage	100 - 480 VDC DC V
Quantity	1
Total capacity	3.85 AC kW
DC to AC Capacity Ratio	1.04
AC losses (%)	1.00
Array	
Strings	2
Modules per string	6
String Voc (DC V)	407.40
Tilt (deg from horizontal)	39.75
Azimuth (deg E of N)	180
Tracking	no
Backtracking	-
Self shading	no
Rotation limit (deg)	-
Shading	no
Snow	no
Soiling	yes
DC losses (%)	4.44
Performance Adjustments	
Availability/Curtailment	none
Degradation	none
Hourly or custom losses	none
Annual Results (in Year 1)	
GHI kWh/m ² /day	4.49
POA kWh/m ² /day	120.00
Net to inverter	6,480 DC kWh
Net to grid	6,190 AC kWh
Capacity factor	17.6
Performance ratio	0.81

Detailed Photovoltaic - Battery 4.02 kW Nameplate 39.75, -8.82
 Residential \$2.63/W Installed Cost UTC +0

Year 1 Monthly Generation and Load Summary
Electricity from System



No battery charge from grid



Residential | CEC Module with Database | Sandia Inverter Database | Lithium Ion Battery

Detailed Photovoltaic - Battery 4.02 kW Nameplate 39.75, -8.82
 Residential \$2.63/W Installed Cost UTC +0

Year 1 Monthly Electric Bill and Savings (\$)

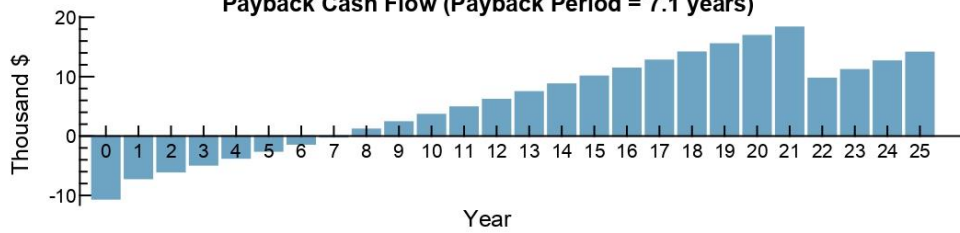
Month	Without System	With System	Savings
Jan	297	220	77
Feb	273	192	80
Mar	283	164	119
Apr	272	168	103
May	291	201	90
Jun	277	160	117
Jul	280	149	131
Aug	280	150	129
Sep	274	156	117
Oct	296	195	100
Nov	286	202	84
Dec	304	218	85
Annual	3,419	2,181	1,238

NPV Approximation using Annuities

Annuities, Capital Recovery Factor (CRF) = 0.0694		
Investment	\$0	Sum:
Expenses	\$-1,100	\$400
Savings	\$100	NPV = Sum / CRF:
Energy value	\$1,300	\$5,000

Investment = Installed Cost - Debt Principal - IBI - CBI
 Expenses = Operating Costs + Debt Payments
 Savings = Tax Deductions + PBI
 Energy value = Tax Adjusted Net Savings
 Nominal discount rate = 4.7819%

Payback Cash Flow (Payback Period = 7.1 years)



Residential | CEC Module with Database | Sandia Inverter Database | Lithium Ion Battery

Detailed Photovoltaic - Battery 4.02 kW Nameplate 39.75, -8.82
 Residential \$2.63/W Installed Cost UTC +0

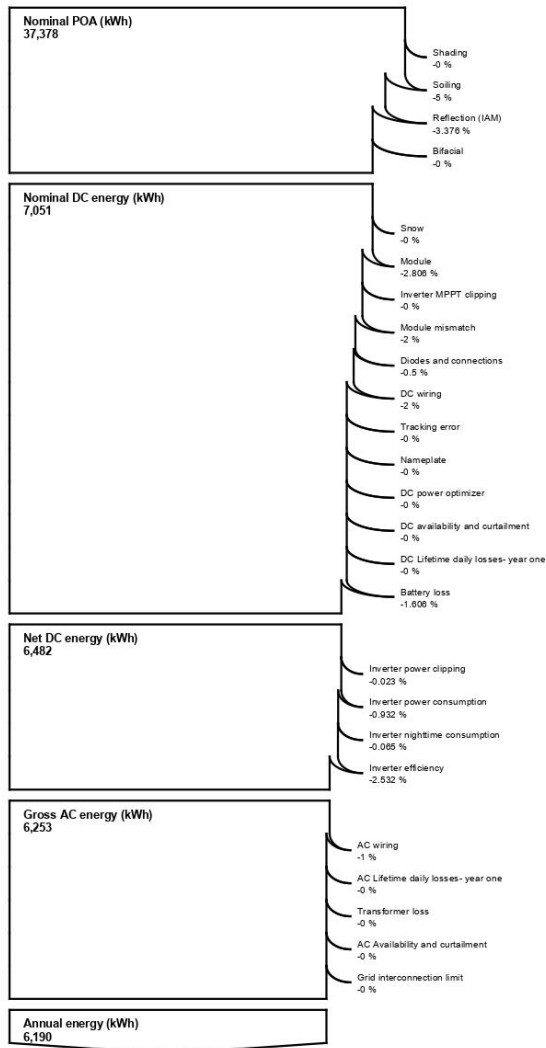
Financial Model

Project Costs	
Total installed cost	\$10,559
Salvage value	\$0
Analysis Parameters	
Project life	25 years
Inflation rate	1.73%
Real discount rate	3%
Project Debt Parameters (Standard Loan)	
Debt fraction	100%
Amount	\$10,559
Term	25 years
Rate	5%
Tax and Insurance Rates	
Federal income tax	21 %/year
State income tax	7 %/year
Sales tax (% of indirect cost basis)	0%
Insurance (% of installed cost)	0 %/year
Property tax (% of assessed val.)	0 %/year
Incentives	
Federal ITC	22%
Electricity Demand and Rate Summary	
Annual peak demand 6.7 kW	
Annual total demand 16,499 kWh	
Residência em Leiria	
Fixed charge: \$10/month	
Monthly excess with \$ rollover	
Flat energy buy rate: \$0.200000/kWh	
Flat sell rate for excess energy credits: \$0.050000/kWh	
Results	
Nominal LCOE	16.7 cents/kWh
Net present value	\$5,900
Payback period	7.1 years

Detailed Photovoltaic - Battery
Residential

4.02 kW Nameplate
\$2.63/W Installed Cost

39.75, -8.82
UTC +0



Residential | CEC Module with Database | Sandia Inverter Database | Lithium Ion Battery

Anexo R – Excel do fluxo de caixa do (Cenário Base + BAT + VE (D)) – 6º

Tabela Anexo 8 – Fluxo de caixa - Cenário Base + Bateria + VE(D).

CASH FLOW	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
ENERGY																											
Energy (kWh)	0	6194	6162	6132	6102	6070	6041	6011	5980	5950	5920	5890	5860	5831	5802	5774	5745	5717	5690	5663	5636	5610	5585	5549	5509	5481	
SAVINGS																											
Electricity bill without system (\$/yr)	0	3420	3479	3539	3601	3663	3726	3791	3856	3923	3991	4060	4130	4202	4274	4348	4423	4500	4578	4657	4738	4820	4903	4988	5074	5162	
minus:																											
Electricity bill with system (\$/yr)	0	2181	2225	2270	2316	2363	2410	2458	2508	2558	2609	2662	2715	2769	2824	2880	2937	2996	3055	3115	3176	3238	3302	3369	3439	3507	
equals:	0	1239	1254	1269	1285	1300	1316	1332	1348	1365	1382	1398	1415	1433	1450	1468	1486	1504	1523	1542	1562	1581	1601	1618	1635	1655	
Property tax net assessed value (\$)	0	10560	10560	10560	10560	10560	10560	10560	10560	10560	10560	10560	10560	10560	10560	10560	10560	10560	10560	10560	10560	10560	10560	10560	10560	10560	
OPERATING EXPENSES																											
O&M fixed expense (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
O&M production-based expense (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
O&M capacity-based expense (\$)	0	117	119	121	123	125	127	129	132	134	136	138	141	143	146	148	151	153	156	159	162	164	167	170	173	176	
Battery replacement cost (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Property tax expense (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Insurance expense (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Net salvage value (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Total operating expense (\$)	0	117	119	121	123	125	127	129	132	134	136	138	141	143	146	148	151	153	156	159	162	164	167	170	173	176	
Deductible expenses (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
DEBT REPAYMENT																											
Debt balance (\$)	10560	10338	10106	9862	9606	9337	9055	8758	8447	8120	7777	7416	7038	6641	6223	5785	5325	4842	4335	3803	3244	2657	2040	1393	714	0	
Interest payment (\$)	0	528	517	505	493	480	467	453	438	422	406	389	371	352	332	311	289	266	242	217	190	162	133	102	70	36	
Principal payment (\$)	0	221	232	244	256	269	282	296	311	327	343	360	378	397	417	438	460	483	507	532	559	587	616	647	680	714	
Total P&I debt payment (\$)	0	749	749	749	749	749	749	749	749	749	749	749	749	749	749	749	749	749	749	749	749	749	749	749	749	749	
STATE INCOME TAX																											
State taxable incentive income (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Deductible expenses (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
State taxable income less deductions (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
state tax credits:																											
State PTC income (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
State ITC income (\$)	0																										
minus state tax:																											
State taxable income less deductions (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
State income tax rate (frac)	0	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	
equals state tax savings:																											
State tax savings (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
FEDERAL INCOME TAX																											
Federal taxable incentive income (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Deductible expenses (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
State tax savings (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Federal taxable income less deductions (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
federal tax credits:																											
Federal PTC income (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Federal ITC income (\$)	2323																										
minus federal tax:																											
Federal taxable income less deductions (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Federal income tax rate (frac)	0	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	
equals:																											
Federal tax savings (\$)	0	2323	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
After-tax annual costs (\$)	0	1457	-868	-870	-872	-874	-876	-879	-881	-883	-885	-888	-890	-893	-895	-898	-900	-903	-905	-908	-911	-914	-916	-919	-922	-925	
After-tax cash flow (\$)	0	2696	386	399	413	426	440	454	468	482	496	511	525	540	555	571	586	602	618	634	651	668	-4315	-4427	712	729	

Anexo S – Relatório do Sistema UPAC detalhado com bateria e veículo elétrico (D) – 6º

System Advisor Model Report

Detailed Photovoltaic - Battery 4.02 kW Nameplate 39.75, -8.82
 Residential \$2.63/W Installed Cost UTC +0

PV Performance Model

Modules	
SunPower SPR-X21-335	
Cell material	Mono-c-Si
Module area	1.63 m ²
Module capacity	335.2 DC Watts
Quantity	12
Total capacity	4.02 DC kW
Total area	19 m ²

Inverters	
SMA America: SB3800TL-US-22	
Unit capacity	3.850000 AC kW
Input voltage	100 - 480 VDC DC V
Quantity	1
Total capacity	3.85 AC kW
DC to AC Capacity Ratio	1.04
AC losses (%)	1.00

Array	
Strings	2
Modules per string	6
String Voc (DC V)	407.40
Tilt (deg from horizontal)	39.75
Azimuth (deg E of N)	180
Tracking	no
Backtracking	-
Self shading	no
Rotation limit (deg)	-
Shading	no
Snow	no
Soiling	yes
DC losses (%)	4.44

Performance Adjustments	
Availability/Curtailment	none
Degradation	none
Hourly or custom losses	none

Annual Results (in Year 1)	
GHI kWh/m ² /day	4.49
POA kWh/m ² /day	120.00
Net to inverter	6,470 DC kWh
Net to grid	6,190 AC kWh
Capacity factor	17.6
Performance ratio	0.81

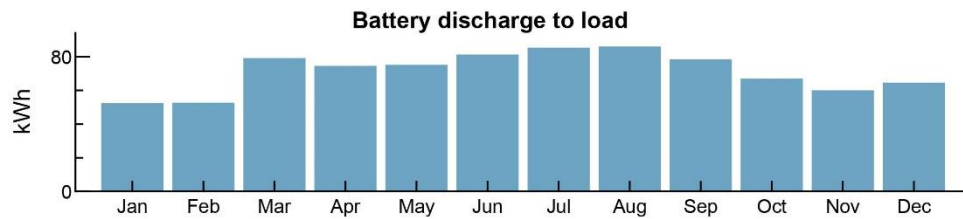
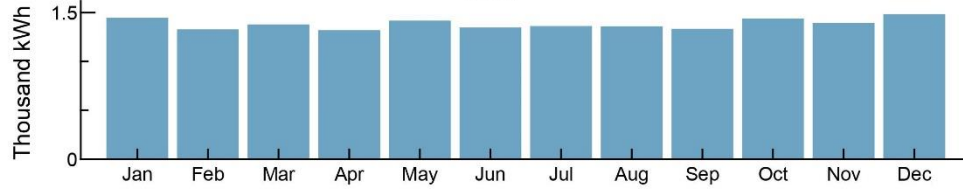
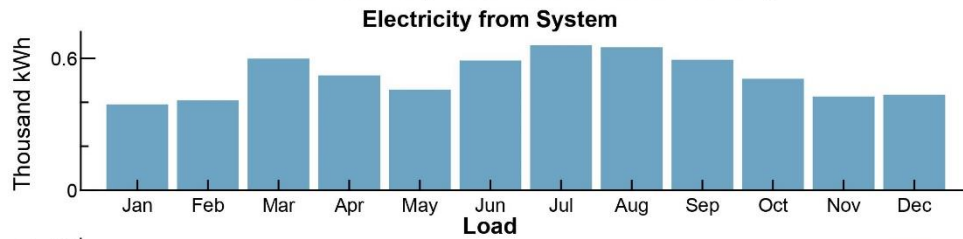
Residential | CEC Module with Database | Sandia Inverter Database | Lithium Ion Battery

System Advisor Model Standard Report generated by SAM 2020.11.29 on Thu Nov 4 19:35:14 2021

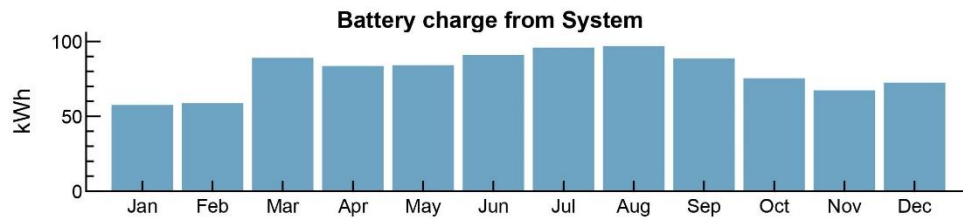
1 / 5

Detailed Photovoltaic - Battery 4.02 kW Nameplate 39.75, -8.82
 Residential \$2.63/W Installed Cost UTC +0

Year 1 Monthly Generation and Load Summary



No battery charge from grid



Residential | CEC Module with Database | Sandia Inverter Database | Lithium Ion Battery

Detailed Photovoltaic - Battery 4.02 kW Nameplate 39.75, -8.82
 Residential \$2.63/W Installed Cost UTC +0

Year 1 Monthly Electric Bill and Savings (\$)

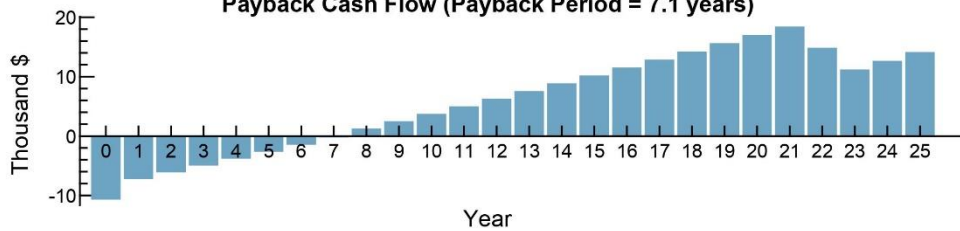
Month	Without System	With System	Savings
Jan	297	219	77
Feb	273	192	81
Mar	283	164	119
Apr	272	168	103
May	291	200	90
Jun	277	160	117
Jul	280	149	131
Aug	280	150	129
Sep	274	156	117
Oct	296	195	100
Nov	286	202	84
Dec	304	218	86
Annual	3,419	2,181	1,238

NPV Approximation using Annuities

Annuities, Capital Recovery Factor (CRF) = 0.0694		
Investment	\$0	Sum:
Expenses	\$-1,100	\$400
Savings	\$100	NPV = Sum / CRF:
Energy value	\$1,300	\$6,000

Investment = Installed Cost - Debt Principal - IBI - CBI
 Expenses = Operating Costs + Debt Payments
 Savings = Tax Deductions + PBI
 Energy value = Tax Adjusted Net Savings
 Nominal discount rate = 4.7819%

Payback Cash Flow (Payback Period = 7.1 years)



Residential | CEC Module with Database | Sandia Inverter Database | Lithium Ion Battery

Detailed Photovoltaic - Battery 4.02 kW Nameplate 39.75, -8.82
 Residential \$2.63/W Installed Cost UTC +0

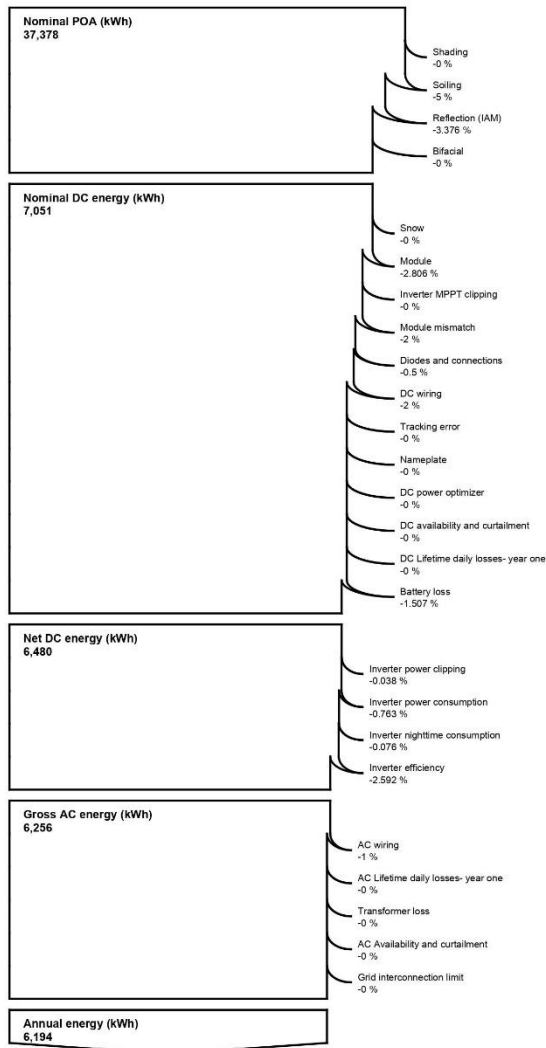
Financial Model

Project Costs	
Total installed cost	\$10,559
Salvage value	\$0
Analysis Parameters	
Project life	25 years
Inflation rate	1.73%
Real discount rate	3%
Project Debt Parameters (Standard Loan)	
Debt fraction	100%
Amount	\$10,559
Term	25 years
Rate	5%
Tax and Insurance Rates	
Federal income tax	21 %/year
State income tax	7 %/year
Sales tax (% of indirect cost basis)	0%
Insurance (% of installed cost)	0 %/year
Property tax (% of assessed val.)	0 %/year
Incentives	
Federal ITC	22%
Electricity Demand and Rate Summary	
Annual peak demand 6.7 kW	
Annual total demand 16,499 kWh	
Residência em Leiria	
Fixed charge: \$10/month	
Monthly excess with \$ rollover	
Flat energy buy rate: \$0.200000/kWh	
Flat sell rate for excess energy credits: \$0.050000/kWh	
Results	
Nominal LCOE	16.6 cents/kWh
Net present value	\$6,000
Payback period	7.1 years

Detailed Photovoltaic - Battery
Residential

4.02 kW Nameplate
\$2.63/W Installed Cost

39.75, -8.82
UTC +0



Residential | CEC Module with Database | Sandia Inverter Database | Lithium Ion Battery

