

FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO



Estudo de Modelos de Remuneração de Autoconsumo Fotovoltaico para Cabo Verde

Tânia Manuela Tavares

Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientador: Professor Doutor Cláudio Monteiro

25 de Julho de 2016

Resumo

Com a mudança do paradigma energético, os países são forçados a aumentar a penetração de renováveis na rede elétrica do sistema elétrico para assim conseguirem alcançar as metas que lhe são propostas, aumentar a eficiência do país e reduzir as emissões de CO_2 . Assim sendo, para além dos esforços ao nível de construção de parques eólicos e solares, por exemplo, é incentivada a produção descentralizada, ou seja, a produção de eletricidade mais próxima dos locais de consumo. Esta produção dispersa pode ser feita por qualquer consumidor e para além do contributo das energias renováveis na rede, o consumidor tem a possibilidade de autoconsumir a energia produzida na sua instalação e injetar a energia excedente na rede havendo possibilidade de remuneração.

No mundo, são vários os incentivos de apoio ao autoconsumo Fotovoltaico (FV) desde *feed-in tariff*, prémios, leilões, *net-metering* e certificados verdes. No entanto o uso desses incentivos depende de fatores como a economia nacional, objetivos para as renováveis e nível de maturação da tecnologia em causa. Em Cabo Verde, apenas existe o *net-metering* no entanto os incentivos não são muito favoráveis aos consumidores no sentido em que não são criadas condições que possibilitem a viabilidade de implementação de sistemas FV. Assim, o objetivo desta dissertação é comparar regimes de apoio ao autoconsumo FV alternativos à legislação atualmente em vigor.

Sendo assim, é calculado o *Levelized Cost of Electricity (LCOE)* para um projeto com tempo de vida de 20 anos. De modo a ter um termo de comparação, utilizaram-se os regimes de autoconsumo e microgeração existentes em Portugal para que fosse construído o modelo comparativo. Assim, é feito um estudo e análise do efeito do regime em autoconsumo e do regime em microgeração para os consumidores e para o sistema. Após simulações para várias potências contratadas com consumos típicos, são simuladas três situações de remuneração: favorável ao sistema (S), em que as tarifas aplicadas à energia injetada têm um valor mais baixo, favorável ao consumidor (C) em que é simulada uma situação de *net-metering*, ou seja, a remuneração tem o mesmo valor que a energia consumida da rede e por fim uma situação intermédia (I) em que é calculado um valor intermédio para a energia que é injetada na rede do sistema elétrico.

Em suma, o regime de autoconsumo leva a uma redução significativa dos custos do sistema e para o consumidor no entanto a microgeração já acarreta mais custos sendo mais favorável para o consumidor. A eficiência dos dois regimes é dependente das tarifas de remuneração da energia injetada na rede sendo essa a razão para o estudo de duas situações extremas e de uma situação intermédia.

Palavras-chave: Autoconsumo, Microgeração, Cabo Verde, Fotovoltaico, Tarifas, Sistema, Consumidor.

Abstract

With the shifting paradigms of energy systems, countries are often forced to raise the penetration level of renewable energy resources on the electric grid to accomplish the goals that are proposed to them, such as the country energy efficiency and the reduction of CO_2 emissions. As of that, adding to the efforts on the construction level of wind and solar parks, other means of production, such as decentralized production, are monetarily incentivized due to the proximity to the consumption points. This dispersed generation is available to every consumer and besides the contribution of renewable energy sources to the grid, the consumer also has the possibility to use some of his produced energy to self-power his systems and to inject the surplus on the grid, receiving some monetary incentives.

There are many monetary incentives throughout the world such as feed-in tariffs, feed-in premiums, tenders, net-metering and green certificates. However, the availability of this incentives are driven by many factors such as world economy, the country objectives for renewable energy sources and technology maturity level in study. In Cape Verde, only net-metering is available. However, this incentives are not very favorable to the consumers, as the conditions that would allow the implementation of PV systems are not satisfactory. Thus, the objective of this thesis is to compare alternative support regimens of PV self-consumption to the current legislation.

Therefore, it is calculated the Levelized Cost of Electricity (LCOE) to a project with a 20 year lifetime. So, in terms of comparison, it is used the regimens of self-consumption and microgeneration of Portugal to build the comparative model. Thus, it is made a study and consequent analysis of the effects of self-consumption and microgeneration regimens to the consumers and the system. After several simulations for different contracted power with typical consumption, it is simulated three scenarios for remuneration: favorable to the system, in which the tariffs applied to injected energy are lower; favorable to the consumer, in which is simulated the scenario of net-metering, namely the remuneration has the same price as the consumed energy from the grid; intermediate situation to the inject power in the electric grid.

In short, it will be tested if the hypothesis that the self-consumption leads to a significant reduction of cost to the system and the consumer, while the microgeneration leads to increased costs to the system, being favorable to the consumer. The efficiency of the two regimens depend on the remuneration tariffs to the inject power on the grid, with that being the reason to study two extreme and one intermediate scenarios.

Keywords: Self-consumption, Micro-generation, Cape Verde, Photovoltaic, Tariffs, System, Consumer

Agradecimentos

Aos meus pais, que são os melhores agradeço todo o apoio, esforço e preocupação ao longo de todo o meu percurso académico. Obrigada pela educação e por serem um exemplo. A vossa confiança em mim é fundamental.

Para a minha maravilhosa irmã, Liliana, nem tenho palavras! Obrigada pela tua paciência mesmo quando sou a pessoa mais chata, por me despachares nas videochamadas para ir estudar, por me dares o afilhado mais lindo do mundo, pela preocupação e pelo apoio incondicional. Obrigada por estares sempre presente (mesmo separadas por uns meros 2000 km), por seres sempre uma pessoa tão fantástica e por acreditares tanto no meu sucesso!

Ao Professor Cláudio, a quem reconheço toda a competência enquanto docente e orientador, agradeço profundamente pelos conhecimentos transmitidos ao longo do curso e, mais propriamente na dissertação, pela sua disponibilidade para me receber, me acompanhar e me guiar quando me encontrava em maiores dificuldades. Adianto que foi um prazer poder trabalhar com o professor e lhe estarei para sempre grata. Um sincero obrigado.

Ao meu Porto Seguro, Manel, que está sempre disponível para mim e que é um apoio constante, um grande obrigada! Obrigada pela infinita paciência que tens comigo naqueles momentos difíceis em que descarrego as minhas frustrações em ti, por me conseguires levantar a moral mesmo quando tudo parece estar a desabar e por toda a ajuda. Obrigada por seres uma pessoa tão fantástica comigo!

Aos meus tios e primos que são como pais e irmãos e à minha avó, obrigada por serem uma família tão especial e sempre tão unida. Ao meu querido avô que estará sempre presente e que foi um exemplo de vida e de inteligência, espero que esteja orgulhoso de mim!

E por fim, mas não menos importante, aos meus amigos. Um especial obrigada à Ariana pelas gargalhadas que me proporciona, pela ajuda, pela amizade incondicional e por ser tão especial, e ao Fábio que me acompanha desde o 5º ano com tantas histórias e com tanta amizade e carinho! A todos os não mencionados, não se considerem menos importantes: aos amigos de todas as ocasiões, aos companheiros de curso e aos mais distantes, mas no coração! Obrigada pela amizade verdadeira, pela disponibilidade e pelos bons momentos. Tenho os melhores amigos!

A todos, um enorme Obrigado,

Tânia Tavares

“I’m a greater believer in luck, and I find the harder I work the more I have of it”

Thomas Jefferson

Conteúdo

1	Introdução	1
1.1	Enquadramento e Motivação	1
1.2	Objetivos	3
1.3	Estrutura da Dissertação	3
1.4	Dados Utilizados	4
2	Revisão Bibliográfica	5
2.1	Autoconsumo	5
2.1.1	Funcionamento do sistema com ligação à rede	6
2.2	Remuneração Autoconsumo	8
2.2.1	<i>Feed-in Tariff (FiT)</i>	8
2.2.2	<i>Feed-in Premium (FiP)</i>	9
2.2.3	Isenções Fiscais	9
2.2.4	<i>Net-metering</i>	10
2.2.5	<i>Tenders</i> - Leilões e sistemas de licitação de capacidade [1]	10
2.2.6	Apoio ao investimento	11
2.2.7	Obrigações de quotas e certificados verdes	11
2.3	Modelos de Autoconsumo Mundiais	13
2.3.1	Austrália	13
2.3.2	Brasil	13
2.3.3	Canadá	14
2.3.4	China	14
2.3.5	Dinamarca	14
2.3.6	França	15
2.3.7	Alemanha	15
2.3.8	Itália	15
2.3.9	Espanha	15
2.3.10	Suíça	16
2.3.11	Holanda	16
2.3.12	Estados Unidos da América	16
2.3.13	Portugal	16
3	Caracterização do problema	21
3.1	Perfis de consumo	22
3.2	Perfis de Produção FV	25
3.3	Tarifas	28

4	Metodologia Adotada	33
4.1	<i>Levelized Cost of Electricity</i>	33
4.2	Modelo comparativo para os regimes de apoio em estudo	37
4.2.1	Regimes de Remuneração	38
4.3	Considerações finais acerca do capítulo	47
5	Simulação, Aplicação e Resultados	49
5.1	Simulações para Baixa Tensão	49
5.1.1	Energia	49
5.1.2	Custos anuais para o Consumidor	52
5.1.3	Custos anuais para o Sistema	54
5.1.4	Considerações finais acerca dos custos	56
5.1.5	Redução anual de custos para o consumidor e para o sistema	59
5.1.6	Considerações finais acerca da redução de custos	61
5.1.7	Tarifas equivalentes para o sistema e para o consumidor	63
5.2	Simulações para Baixa Tensão Industrial	64
5.2.1	Redução dos custos anuais para o sistema e para o consumidor	65
5.2.2	Tarifas equivalentes para o sistema e para o consumidor	67
5.3	Simulações para Média Tensão	67
5.3.1	Redução dos custos anuais para o sistema e para o consumidor	69
5.3.2	Tarifas equivalentes para o sistema e para o consumidor	72
5.4	Resumo do capítulo e conclusões	73
6	Conclusões e Trabalho Futuro	75
6.1	Satisfação dos objetivos	75
6.2	Conclusões e Trabalho Futuro	75

Lista de Figuras

1.1	Esquema ilustrativo da forma de atingir a paridade da rede [2]	2
2.1	Esquema exemplificativo de um sistema com ligação à Rede Elétrica [3]	6
2.2	Diagrama de Carga de um consumidor com Sistema de Autoconsumo instalado. Adaptado de [2]	7
2.3	Utilização dos regimes de apoio à energia FV no mundo. Adaptado de [4]	12
2.4	Distribuição dos diferentes regimes de apoio à energia FV na Europa	13
2.5	Esquema de ligação de uma UPAC [5]	17
2.6	Esquema de ligação de uma UPP [5]	18
3.1	Arquipélago de Cabo Verde	21
3.2	Mecanismo de obtenção dos perfis de consumo a serem utilizados	22
3.3	Consumos detalhados para três potências em BT distintas, para 10 dias de Junho .	23
3.4	Consumos detalhados para três potências MT e uma BTI, para 10 dias de Junho .	23
3.5	Consumo anual de uma instalação BT com Potência Contratada de 10,35 kVA . .	24
3.6	Consumo anual de uma instalação MT com Potência Contratada de 100 kVA . .	24
3.7	Resultados de produção diária e mensal do sistema obtidos através do PVGIS . .	25
3.8	Gráfico de produção FV obtido através do PVGIS para um sistema de 1kW . . .	26
3.9	Gráfico de produção FV para um sistema FV de 100 kW	26
3.10	Gráfico de produção média diária para um sistema FV de 100 kW, em Junho . . .	27
3.11	Gráfico de produção para um sistema FV de 100 kW, para 10 dias de Junho . . .	28
3.12	Gráfico de produção anual para um sistema de 100 kW	28
3.13	Componente fixa das tarifas de consumo em Cabo Verde composta pelo aluguer dos contadores, em Escudos Cabo Verdianos por mês (ECV/mês)	29
4.1	Regressão para obtenção do custo FV em Cabo Verde tendo em conta os valores da tabela 4.1	35
4.2	Representação gráfica do custo e do $LCOE$ do sistema FV em estudo	37
4.3	Relação horária dos vários parâmetros relativos à energia num sistema de $P_C=10,35$ kVA e $P_{FV}=2$ kW	40
4.4	Relação mensal dos vários parâmetros relativos à energia num sistema de $P_C=10,35$ kVA e $P_{FV}=2$ kW	41
4.5	Relação dos vários parâmetros relativos à energia num sistema de $P_C=10,35$ kVA para várias potências instaladas de FV	42
4.6	Relação dos vários vários custos para o consumidor num sistema de $P_C=10,35$ kVA para várias potências instaladas de FV	43
4.7	Relação dos vários vários custos para o sistema num sistema de $P_C=10,35$ kVA para várias potências instaladas de FV	44

4.8	Redução dos custos para o sistema e para o consumidor num sistema de $P_C=10,35$ kVA e para várias potências instaladas de FV	45
4.9	Tarifas equivalentes para o consumidor num sistema de $P_C=10,35$ kVA e para várias potências instaladas de FV	46
4.10	Tarifas equivalentes para o sistema num sistema de $P_C=10,35$ kVA e para várias potências instaladas de FV	47
5.1	Parâmetros de energia anual para uma $P_C=3,45$ kVA	50
5.2	Custos anuais para o consumidor para a variante S e $P_C=6,9$ kVA	52
5.3	Custos anuais para o consumidor para a variante C e $P_C=10,35$ kVA	53
5.4	Custos anuais para o consumidor para a variante I e $P_C=3,45$ kVA	54
5.5	Custos anuais para o sistema para a variante S e $P_C=3,45$ kVA	54
5.6	Custos anuais para o sistema para a variante C e $P_C=6,9$ kVA	55
5.7	Custos anuais para o sistema para a variante I e $P_C=10,35$ kVA	55
5.8	Redução de custos para a variante S e $P_C=3,45$ kVA	59
5.9	Redução de custos para a variante C e $P_C=6,9$ kVA	60
5.10	Redução de custos para a variante I e $P_C=10,35$ kVA	60
5.11	Redução percentual de custos para $P_C=3,45$ kVA	61
5.12	Redução percentual de custos para $P_C=6,9$ kVA	62
5.13	Redução percentual de custos para $P_C=10,35$ kVA	62
5.14	Tarifas equivalentes para $P_C=3,45$ kVA	63
5.15	Tarifas equivalentes para $P_C=6,9$ kVA	63
5.16	Tarifas equivalentes para $P_C=10,35$ kVA	64
5.17	Parâmetros de energia anual para uma $P_C=20$ kVA	65
5.18	Redução percentual de custos para $P_C=20$ kVA	66
5.19	Tarifas equivalentes para $P_C=20$ kVA	67
5.20	Parâmetros de energia anual para uma $P_C=50$ kVA	68
5.21	Redução percentual de custos para $P_C=50$ kVA	70
5.22	Redução percentual de custos para $P_C=100$ kVA	71
5.23	Redução percentual de custos para $P_C=200$ kVA	71
5.24	Tarifas equivalentes para $P_C=50$ kVA	72
5.25	Tarifas equivalentes para $P_C=100$ kVA	73
5.26	Tarifas equivalentes para $P_C=200$ kVA	73

Lista de Tabelas

2.1	Comparação entre regimes de apoio [6]	12
2.2	Principais diferenças entre UPAC e UPP	17
2.3	Comparação entre regimes de apoio [6]	19
3.1	Tarifas de aluguer dos contadores para as várias potências contratadas, em €/mês [7]	29
3.2	Tarifa aplicável aos diferentes níveis de tensão, em ECV/kWh. Adaptado de [8] .	30
3.3	Componentes fixa e variável da tarifa de consumo de eletricidade em Cabo Verde, para os diferentes níveis de tensão.	30
3.4	Componentes fixa e variável dos custos de produção da eletricidade para o sistema em Cabo Verde, para os diferentes níveis de tensão.	31
4.1	Custo de instalação de sistemas FV em Portugal e em Cabo Verde	35
4.2	Custo de instalação de sistemas FV e $LCOE$ obtido para Cabo Verde	37
4.3	Tarifas de remuneração para as variantes em estudo conforme o regime de apoio e o nível de tensão	39
5.1	Comparação percentual dos valores da energia para $P_C=3,45$ kVA em relação ao consumo anual da instalação, para as capacidades instaladas FV 0,25 kW, 0,5 kW e 0,75 kW	50
5.2	Comparação percentual dos valores da energia para $P_C=6,9$ kVA em relação ao consumo anual da instalação, para as capacidades instaladas FV 0,25 kW, 0,5 kW, 0,75 kW, 1 kW e 1,25 kW	51
5.3	Comparação percentual dos valores da energia para $P_C=10,35$ kVA em relação ao consumo anual da instalação, para as capacidades instaladas FV 0,25 kW, 0,5 kW, 0,75 kW, 1 kW, 1,25 kW, 1,5 kW e 1,75 kW	51
5.4	Poupança anual para o consumidor em relação à fatura elétrica sem autoconsumo, para $P_C=3,45$ kVA e para diferentes valores de capacidade instalada FV	56
5.5	Poupança anual para o sistema em relação aos custos sem autoconsumo, para $P_C=3,45$ kVA e para diferentes valores de capacidade instalada FV	56
5.6	Poupança anual para o consumidor em relação à fatura elétrica sem autoconsumo, para $P_C=6,9$ kVA e para diferentes valores de capacidade instalada FV	57
5.7	Poupança anual para o sistema em relação aos custos sem autoconsumo, para $P_C=6,9$ kVA e para diferentes valores de capacidade instalada FV	57
5.8	Poupança anual para o consumidor em relação à fatura elétrica sem autoconsumo, para $P_C=10,35$ kVA e para diferentes valores de capacidade instalada FV	58
5.9	Poupança anual para o sistema em relação aos custos sem autoconsumo, para $P_C=10,35$ kVA e para diferentes valores de capacidade instalada FV	58

5.10	Comparação percentual dos valores da energia para $P_C=20$ kVA em relação ao consumo anual da instalação	65
5.11	Comparação percentual dos valores da energia para $P_C=50$ kVA em relação ao consumo anual da instalação	68
5.12	Comparação percentual dos valores da energia para $P_C=100$ kVA em relação ao consumo anual da instalação	69
5.13	Comparação percentual dos valores da energia para $P_C=200$ kVA em relação ao consumo anual da instalação	69
5.14	Potência máxima FV para cada P_C estudada assim como painéis FV correspondentes	74
5.15	Potência FV que maximiza o ganho para o consumidor e para o sistema, para cada uma das P_C estudadas	74

Abreviaturas e Símbolos

AC	<i>Alternating Current</i>
AEB	Águas e Energia da Boa Vista
ANNEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ARE	Agência de Regulação Económica de Cabo Verde
BT	Baixa Tensão
BTI	Baixa Tensão Industrial
CIEG	Custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral
CO ₂	Dióxido de Carbono
CUR	Comercialização de Último Recurso
DC	<i>Direct Current</i>
ELECTRA SARL	Empresa de Eletricidade e Água
FER	Fontes de Energia Renovável
FiT	<i>Feed-in Tariff</i>
FiP	<i>Feed-in Premium</i>
FV	Fotovoltaico
GO	Garantia de Origem
IEA-PVPS	<i>Internacional Energy Agency - Photovoltaic Power Systems Programme</i>
IVA	Imposto sobre o Valor Acrescentado
kVA	Quilo Volt-Ampère
kW	Quilo-Watt
kWh	Quilo-Watt-hora
LCOE	<i>Levelized Cost of Electricity</i>
MIBEL	Mercado Ibérico da Energia Elétrica
MT	Média Tensão
MW	Mega-Watt
OMIClear	Sociedade de Compensação de Mercados de Eletricidade
OMIP	Operador de Mercado Ibérico de Energia-Polo Português
ORD	Operador da Rede de Distribuição
P	Potência
PT	Portugal
RESP	Rede Elétrica de Serviço Público
SEN	Sistema Elétrico Nacional
UPAC	Unidade de Produção de Autoconsumo
UPP	Unidade de Pequena Produção
W	Watt

Capítulo 1

Introdução

1.1 Enquadramento e Motivação

Ao longo dos anos, o paradigma energético tem sido alterado em conformidade com as mudanças climáticas, redução das emissões de CO_2 e a política energética dos países. Assim sendo, são criadas metas nacionais para combater as alterações climáticas em que se destacam as referentes ao aumento da utilização das energias renováveis para satisfação dos consumos nacionais e à redução da emissão de gases com efeito de estufa. Assim, o investimento em sistemas cuja energia primária seja recursos naturais e “limpos” contribui para um desenvolvimento equilibrado a nível Social, Ambiental e Económico.

Para que a redução da dependência dos combustíveis fósseis seja progressivamente maior, os países para além da aposta em parques e centrais renováveis, tem vindo a favorecer a produção distribuída que pode ser definida como a instalação de pequenas centrais nos diversos pontos da rede, por consumidores dos vários níveis de tensão. Este novo conceito vem alterar o funcionamento do sistema elétrico dado que a produção de energia é descentralizada e portanto os fluxos energéticos são bidirecionais o que leva a uma revisão das condições técnicas da Rede de Transporte e Distribuição. Estas centrais podem ser renováveis (eólicas, fotovoltaicas, biomassa) ou não renováveis (pilhas de combustível, microturbinas), visam a alimentar diretamente os consumidores nos locais de consumo e funcionam com ou sem ligação à rede elétrica de energia.

Em Cabo Verde, a par com as metas nacionais e com a progressiva diminuição da dependência dos combustíveis fósseis, as energias renováveis têm tido uma ascensão significativa, tendo sido criado o Plano de Energias Renováveis de Cabo Verde, que impõe um aumento da penetração de renováveis até uma meta de, no mínimo, 50% até 2020 e posteriormente 100% [9]. Estas metas levam a que o sistema elétrico seja repensado e sejam estudadas alternativas ao atual sistema para que, por exemplo, seja favorecida a produção descentralizada principalmente baseada em tecnologias renováveis assim como a produção para satisfação das próprias necessidades [9].

A aposta em sistemas de autoconsumo Fotovoltaico (FV) está a aumentar pois são projetos viáveis para o consumidor dado que é reduzida a fatura energética ou há remuneração extra pela potência injetada na rede e os preços dos painéis têm vindo a descer, para as empresas de produção

também é vantajoso na medida em que há redução de perdas e redução dos fatores de utilização da rede elétrica dado que a produção é mais descentralizada. Outro dos fatores que está a contribuir para o aumento de instalações de autoconsumo é o facto de muitos países terem já atingido a paridade da rede que é descrita como o momento em que o custo unitário da eletricidade autoproduzida é igual ou menor que os custos da eletricidade originária da rede, ou seja, os custos variáveis da eletricidade [10]. Assim, com a autoprodução, os consumidores podem poupar dinheiro.

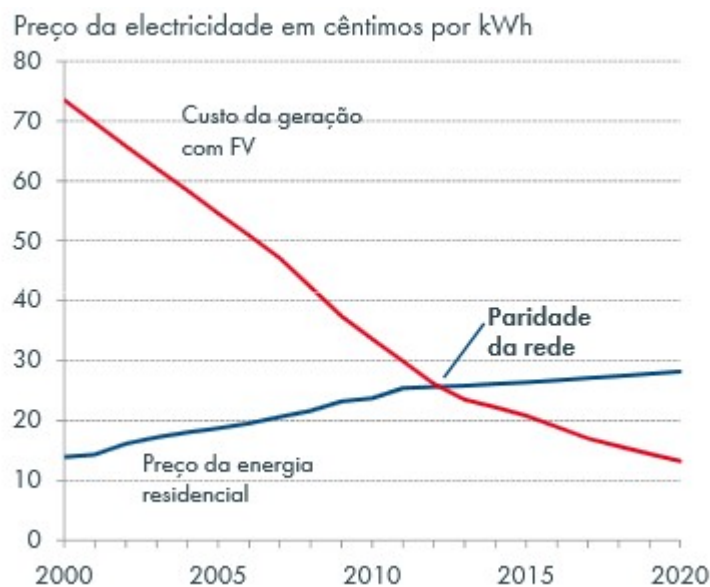


Figura 1.1: Esquema ilustrativo da forma de atingir a paridade da rede [2]

Em 2011, a legislação Cabo Verdiana para a autoprodução foi revista e publicada no DL nº 1/2011 de 3 de janeiro [11] e novamente em 2014 com o DL nº 18/2014 de 10 de março [12]. Esta legislação teve como objetivo o impulsionamento das energias renováveis através de incentivos fiscais e aduaneiros e a implementação do *net-metering* como regime de apoio à autoprodução, ou seja, o pagamento da energia injetada ao preço da energia consumida. Esta legislação também prevê três regimes de autoprodução: regime geral que inclui produção independente de energia através de fontes renováveis, regime para microprodução para produção de energia renovável com potência de ligação até 100 kVA e regime simplificado para eletrificação rural descentralizada para redes autónomas em locais isolados.

Sendo esta legislação pouco exaustiva e pouco abrangente no que concerne à autoprodução e aos seus regimes de apoio, ter-se-á como base de estudo uma fração da legislação portuguesa que se pensa ser de aplicação adequada, quer ao sistema, quer aos consumidores Cabo Verdianos. Sendo assim, em Portugal, os sistemas FV podem atualmente ter um funcionamento em regime de autoconsumo em que a energia produzida é consumida no local de instalação e o excesso é injetado na rede, com a remuneração prevista no acordo. Em regime de pequena produção, comumente designada como microgeração, em que a energia produzida é integralmente injetada na rede, com o pagamento acordado e finalmente para *net-metering*, em que a rede funciona como uma bateria

de armazenamento de energia e por isso o excesso produzido é injetado e remunerado, podendo mais tarde ser utilizada sem prejuízo do aumento do preço da energia.

Mundialmente, os mecanismos de remuneração também têm sido muito desenvolvidos havendo países como a Dinamarca, Holanda e Bélgica que optam por um sistema de *net-metering* e outros como a Itália, Alemanha e Espanha que adotam mecanismos que privilegiam o consumo instantâneo da energia produzida.

Em Cabo Verde, pretende-se fazer um estudo dos mecanismos de remuneração para sistemas de autoconsumo FV que mais se enquadrem nas necessidades do consumidor e as questões técnicas e remuneração para a empresa de distribuição de energia sem esquecer o estudo da viabilidade económica para ambos os envolvidos. Neste contexto acima descrito, surge o tema desta dissertação.

1.2 Objetivos

Através da realização desta dissertação pretende-se alcançar uma série de metas em termos de resultados obtidos ao nível do modelo criado e dos casos em estudo para que seja incentivada a produção dispersa em Cabo Verde.

Os objetivos contemplam os seguintes tópicos:

- Estudo acerca dos regimes de autoconsumo FV adequados a Cabo Verde;
- Desenvolvimento de um modelo de comparação entre o regime em autoconsumo e micro-geração em termos de energia, faturação e remuneração para o consumidor, custos para o sistema e redução de custos e tarifas equivalentes para ambas as partes;
- Conclusões acerca da viabilidade de ambos os modelos para o consumidor e para o sistema elétrico tendo em conta o nível de tensão, potência contratada e limites de capacidade de FV instalada;
- Conclusões acerca da tarifa de remuneração da energia injetada que torna viável a solução para ambas as partes incluindo soluções extremas de *net-metering* e injeção a 0 €.

1.3 Estrutura da Dissertação

A presente dissertação encontra-se dividida em 6 capítulos:

No capítulo 1 é feita uma introdução ao trabalho desenvolvido, descrevendo o tema, a motivação, os objetivos a atingir e a origem dos dados utilizados.

No capítulo 2 é descrito o Estado da Arte onde são abordados todos os pontos teóricos relacionados com o autoconsumo FV para que assim o tema e desenvolvimento desta dissertação seja compreendido.

No capítulo 3 é feita uma caracterização do problema, ou seja, é feita uma caracterização de Cabo Verde em termos de perfis de consumo, produção FV e tarifas. Estes dados serão posteriormente utilizados para a simulação dos casos de estudo.

No capítulo 4 é apresentada a metodologia, para construção do modelo comparativo de regimes de funcionamento de autoconsumo FV. Este modelo permite uma diferenciação entre vários níveis de tensão e várias potências contratadas simulando por isso diversos consumidores Cabo Verdianos. São também explicadas, em pormenor, todas as variáveis de entrada assim como a forma como são calculadas as componentes de saída.

No capítulo 5 são apresentados os resultados obtidos a partir das simulações realizadas com o modelo detalhado em 4. É também feita uma análise das várias variantes do estudo assim como as implicações desses resultados nos casos em estudo para as entidades envolvidas no autoconsumo FV, ou seja, para o consumidor e para o sistema.

Por fim, no capítulo 6, são apresentadas as conclusões retiradas ao longo do desenvolvimento desta dissertação, fazendo uma análise à satisfação dos objetivos propostos assim como uma breve referência aos trabalhos futuros de interesse no âmbito do tema abordado.

1.4 Dados Utilizados

Para realização desta dissertação foram utilizados dados provenientes de várias entidades abaixo discriminadas:

- Dados de produção FV para a cidade de Praia, na Ilha de Santiago – Obtidos no software PVSYST (base de dados da METEONORM) após simulação no software PVGIS.
- Dados de consumo doméstico e industrial da Ilha de Santiago de consumidores típicos para posterior adaptação e obtenção dos 7 casos de estudo – Obtidos através de diagramas tipo da rede de Cabo Verde e com posteriores adaptações para obtenção de dados de consumo coerentes com diferentes tipos de consumidores.
- Informação diversa acerca de legislação e regulação recolhidas junto de diversas entidades de Cabo Verde - Direção Geral de Energia (DGE), Agência de Regulação Económica de Cabo Verde (ARE) e Empresa de Eletricidade e Água (ELECTRA SARL).

Capítulo 2

Revisão Bibliográfica

Num momento prévio ao estudo da viabilidade do sistema de autoconsumo fotovoltaico em estudo, é necessário realizar uma revisão bibliográfica acerca dos conceitos que são abordados posteriormente nesta dissertação para uma melhor compreensão.

2.1 Autoconsumo

O autoconsumo pode ser definido como um processo em que qualquer *prosumer* pode conectar um sistema autónomo à rede elétrica ou ao seu próprio sistema e que utiliza a geração de energia no local para satisfazer as suas necessidades totais ou parciais [13]. O termo *prosumer* surge deste mesmo processo dado que o consumidor de energia passa a ser também produtor, para satisfazer o seu consumo, sendo feita uma associação dos termos em inglês [10]. A utilização da eletricidade produzida pode ser feita instantaneamente ou pode ser feito o armazenamento da mesma para um aproveitamento posterior [13] e a capacidade do sistema de autoconsumo tem que corresponder ao seu consumo, ou seja, não poderá ser majorada [14].

Os sistemas de autoconsumo podem ser de dois tipos: isolados (incluindo apenas um sistema ou uma aldeia isolada) e com ligação à rede elétrica de serviço público. Nesta dissertação apenas serão considerados sistemas com ligação à rede. O aumento da instalação de sistemas de autoconsumo traz imensos benefícios para os consumidores, entre os quais:

- Acesso à eletricidade a preço menor e permite a redução da fatura elétrica [13];
- Proteção contra a volatilidade dos preços [13];
- Torna-os ativos no mercado energético [13];
- Promove uma maior consciencialização energética levando a reduções de consumo e deslocamentos de carga para horas em que a auto produção as possa cobrir [15].

No que toca à empresa de distribuição, a produção descentralizada também traz benefícios:

- Possibilita a maior independência do país com os combustíveis [2];

- Permite uma redução dos custos de sistema dado que há uma redução nos picos de procura [15];
- Promove a redução das perdas globais do sistema dada a descentralização da produção e a proximidade desta com os locais de consumo [15].

2.1.1 Funcionamento do sistema com ligação à rede

Os sistemas de autoconsumo com ligação à rede são caracterizados por estarem integrados na rede elétrica de serviço público existindo por isso um fluxo de energia bidirecional, ou seja, é possível injetar energia na rede pública assim como é possível consumir da mesma. Esta ligação permite colmatar possíveis falhas do sistema de autoconsumo e as necessidades dos consumidores em momentos em que o consumo é superior à produção [16].

Os sistemas fotovoltaicos em estudo podem ter dimensões entre 0,250 kW e 100 kW o que significa que, se os painéis forem de 250 W, os sistemas variam entre 1 a 400 painéis fotovoltaicos, dependendo das necessidades de consumo de cada *prosumer*.

A figura seguinte é um esquema representativo dos sistemas com ligação à rede, onde se verifica a presença de um inversor dado que a energia produzida é Corrente Contínua (DC) e é necessário transformá-la em Corrente Alternada (AC) de modo a que seja síncrona com a energia da rede e que possa ser utilizada pelos equipamentos convencionais [16].

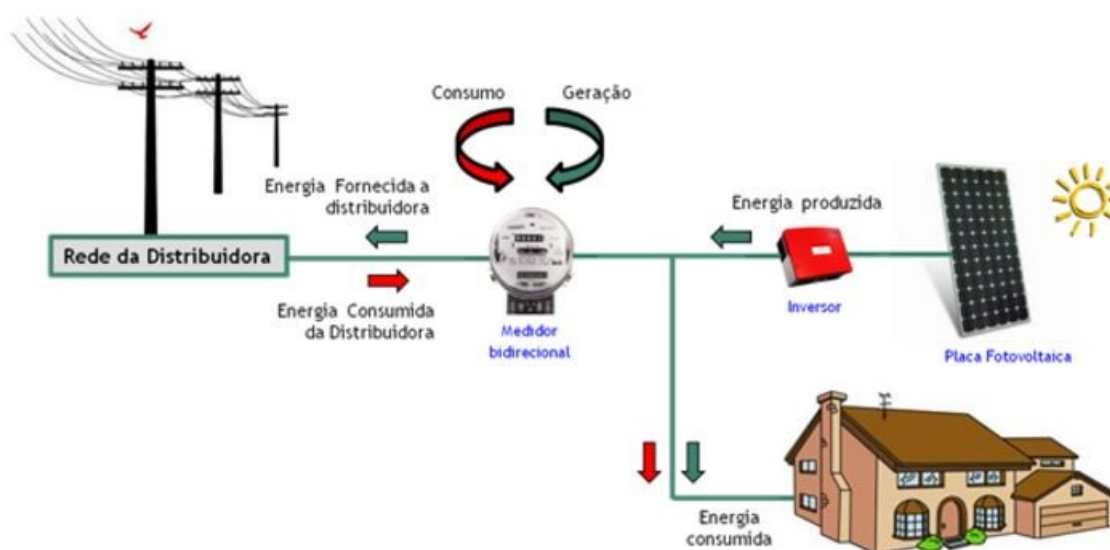


Figura 2.1: Esquema exemplificativo de um sistema com ligação à Rede Elétrica [3]

Nos sistemas com ligação à rede elétrica existem algumas variantes que têm apenas algumas diferenças entre si:

- Sistemas com armazenamento de energia

Este tipo de sistema, tal como acontece num sistema em modo isolado, faz a acumulação do excesso de produção que não é consumido, nas baterias e, quando a produção é inferior ao consumo, descarrega-as. Apenas no caso de a energia armazenada não ser suficiente é que a rede é a fonte de energia [15]. Dado que não há injeção do excedente da rede e por isso não há nenhum tipo de remuneração, este sistema não será alvo de estudo nesta dissertação.

- Sistemas sem armazenamento - Autoconsumo instantâneo

Em sistemas com autoconsumo instantâneo, isto é, sistemas onde não há forma de armazenamento da energia elétrica excedente, a energia é injetada na Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) para outros consumidores e a distribuidora paga ao prosumer por essa injeção de acordo com o plano em vigor no país [15].

É de salientar que autoconsumo e autossuficiência são conceitos que têm significados muito distintos, a percentagem de autoconsumo diz respeito à taxa de utilização da eletricidade gerada pelo sistema FV e a taxa de autossuficiência representa o quanto a produção FV cobre as necessidades de consumo do local onde está instalado o sistema [10].

Na figura seguinte é possível verificar o diagrama de carga de um consumidor sobreposto com a produção FV proveniente do sistema de autoconsumo. A zona a vermelho está representada a energia excedente que é injetada na rede para posterior remuneração.

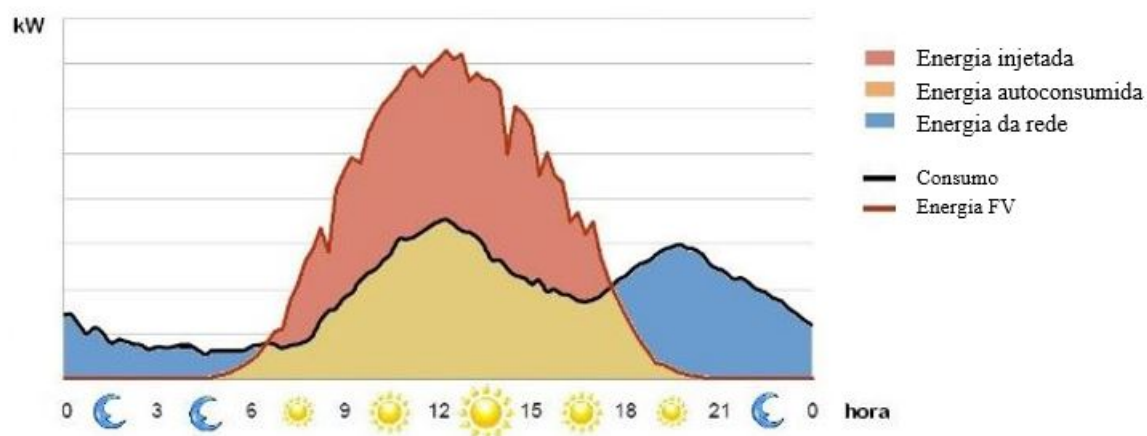


Figura 2.2: Diagrama de Carga de um consumidor com Sistema de Autoconsumo instalado. Adaptado de [2]

2.2 Remuneração Autoconsumo

Em regime de autoconsumo com ligação à rede elétrica de serviço público, o *prosumer* tem a possibilidade de diminuir a sua fatura elétrica e ainda, em alguns casos, receber uma remuneração extra pela energia injetada na rede [14]. Esta remuneração é uma forma de incentivo para a instalação de novos sistemas de autoconsumo [1] e depende da estrutura tarifária em vigor e do regime de autoconsumo nacional. Existem também limitações máximas de energia autoproduzida que pode ser injetada na rede (acima desse limite, a energia não é remunerada) [5] para que o autoconsumo direto seja privilegiado face à injeção na rede elétrica [15].

Os regimes de apoio podem mudar ao longo do tempo e têm que se ajustar de acordo com o custo das renováveis, a tecnologia em causa [1] e o desenvolvimento das renováveis no país em questão [14]. Com a crise económica, as reformas dos regimes de apoio foram inevitáveis e incluíram a alteração das tarifas, a extensão do apoio e mesmo a configuração dos regimes nacionais [1]. O uso destes regimes de apoio permite uma regulação do mercado para evitar a não-competitividade, combater os subsídios que já existem para outras formas de energia, como por exemplo, com os combustíveis fósseis [1] e compensar a diferença obtida entre os custos de geração e as receitas obtidas pela venda de eletricidade à rede [17]. Estes regimes de apoio promovem o desenvolvimento das renováveis [1] e podem apressar a implementação dos objetivos de eficiência energética nacionais [14], no entanto é necessário que sejam flexíveis e capazes de responder às quedas dos custos de produção e modificações do mercado [1]. Com o aparecimento da paridade da rede, já é possível a implementação de sistemas de autoconsumo sem subsídios no entanto os países ainda continuam com uma política de incentivos [17].

Os principais regimes de apoio à energia FV empregues no mundo são diversificados e são enumerados seguidamente.

2.2.1 *Feed-in Tariff (FiT)*

As *FiT* oferecem um contrato de compra a longo prazo com preços fixos para a venda de energia elétrica, garantia de despacho de toda a energia e pagamento baseado nos custos de produção da tecnologia [18]. O pagamento da *FiT* é, normalmente, garantido para o tempo de vida do projeto e o seu valor, é por cada unidade de energia produzida e injetada na rede e pago pelo operador de rede elétrica, do sistema ou do mercado, consoante fatores como o tipo de tecnologia, o tamanho da instalação ou a localização do projeto [19]. O cálculo da *FiT* pode ser baseado no custo de instalação do sistema e de produção da energia renovável ou nos custos evitados com a produção de origem renovável como os custos pelas emissões de CO_2 [18].

Os mecanismos de suporte à energia renovável baseados em *FiT* são simples e contribuem para um mercado estável incentivando a máxima produção, a participação de pequenos e médios produtores e o desenvolvimento em larga escala das renováveis menos desenvolvidas e do mercado de renováveis [18] no entanto expõem os produtores aos preços do mercado, limitam o crescimento de algumas tecnologias mais maduras, como a eólica, e de sistemas e infringem os mercados mais

flexíveis [1]. Tem sido comprovado que as *FiT* são dos incentivos mais eficientes de apoio às Fontes de Energia Renováveis (FER) e também dos mais utilizados no mundo [19].

Em Portugal, as *FiT* aplicadas à energia FV têm vindo a diminuir uma vez que esta tecnologia se tem tornado mais madura, situa-se abaixo dos 0,10 €/kWh [20] e este é um valor concordante ao preço praticado em países como Alemanha ou Espanha [21]. Verifica-se portanto que este é um valor bastante inferior ao preço da eletricidade no mercado grossista Mercado Ibérico da Energia Elétrica (MIBEL).

2.2.2 *Feed-in Premium (FiP)*

O sistema de prémios é uma evolução das *FiT* e oferece um prémio com um valor superior ao preço de mercado grossista [22]. Este regime de incentivos é adequado para tecnologias em maturação [1] e têm sido obtidos pagamentos superiores aos obtidos através de *FiT*, no entanto tal como nas *FiT*, depende da tecnologia em causa e do tamanho e localização da instalação [23]. O sistema de prémios obriga os produtores a encontrar um vendedor para a sua energia no mercado *spot*, levando a uma elevada integração das *FiP* no mercado de eletricidade, e é obtido um fluxo de receitas previsível para novas tecnologias e os sinais de mercado atingem os operadores com diferentes níveis de exposição ao risco [1].

Os prémios podem ser fixos, sendo independentes dos preços de mercado de eletricidade no entanto, esse facto leva ao risco de compensações maiores do que o previsto com o aumento do preço de mercado e compensações inferiores com a diminuição do preço de mercado e por isso é normalmente fixado um mínimo e máximo, para o prémio ou para a remuneração total (*FiP* + preço de mercado) [24] aligeirando assim os efeitos para os produtores e para os investidores, respetivamente [1].

Por outro lado, o prémio pode também ser variável, resultando da diferença entre o preço de mercado para a tecnologia e uma tarifa de referência, normalmente a *FiT*, e altera com a evolução do mercado pois se por exemplo os preços de mercado forem mais elevados que o valor da tarifa de referência, o prémio não é pago [24].

2.2.3 Isenções Fiscais

As isenções de impostos são, frequentemente, utilizadas no sector energético para incentivar a produção de origem renovável e os investimentos dos consumidores domésticos. Estas isenções ou reduções fiscais são financiadas, involuntariamente, por todos os contribuintes e são aplicadas, por exemplo, à eletricidade de origem solar, eólica e das marés, no entanto devem ser usadas com precaução dada a necessidade de defender os esforços orçamentais das nações [1].

2.2.4 *Net-metering*

O *net-metering* também denominado de medição líquida pode ser definido como um acordo de faturação para a troca de energia produzida através FER e que consiste na atribuição do mesmo valor económico à energia injetada na rede e à energia consumida da mesma, ou seja, é como se o *prosumer* recebesse um crédito pela energia que é injetada na rede para que depois pudesse usar esse crédito quando utilizasse energia da RESP, sendo que a energia injetada é paga ao preço do mercado grossista. Assim sendo, o consumo de energia nos períodos de menor produção pode ser compensado pela energia produzida pela FER, num momento prévio em que a rede elétrica funcionou como um sistema virtual de armazenamento [25].

Este mecanismo funciona com um contador elétrico bidirecional que regista os fluxos em ambos os sentidos e fazendo o balanço líquido energético. No momento da faturação, é apenas contabilizado o valor líquido consumido da rede, seja ele positivo ou negativo. No caso de ser positivo significa que o *prosumer* tem que pagar o valor consumido da rede, no caso de ser negativo significa que a sua produção foi superior ao consumo e, dependendo da legislação aplicável, pode receber benefícios da distribuidora como créditos de energia renovável para serem utilizados no período seguinte de faturação [26].

Existe uma variante de *net-metering* denominada *net-billing* em que a compensação, em vez de ser em forma de energia, é em valor monetário mas a energia injetada na rede tem um valor inferior ao da energia consumida. Tal como acontece no *net-metering*, se o balanço energético líquido for positivo, ou seja, o consumo da rede foi superior à injeção na rede, o *prosumer* tem que pagar o excesso no entanto, se for negativo normalmente não recebe qualquer crédito [27].

2.2.5 *Tenders - Leilões e sistemas de licitação de capacidade* [1]

Leilões e sistemas de licitação de apoio às FER são estruturas competitivas, que alocam os mecanismos de apoio às renováveis, baseando-se no custo de produção da eletricidade e organizado por entidades públicas [28]. Nos leilões, o preço é o único critério de seleção e existe um elevado número de ofertas enquanto nos sistemas de licitação, existem vários critérios e apenas uma oferta baseada na reunião dos vários critérios [29]. O regime ganho pode ser na forma de *FiT*, *FiP*, certificados, ajudas ao investimento ou outro regime existente [28]. O sistema de licitação é então uma espécie de leilão que envolve um pedido de ofertas para uma localização, capacidade e tecnologia específicas [29].

Estes dois mecanismos de suporte devem ser uma forma rentável de promover as FER dado que simulam a competitividade entre tecnologias, localizações e operadores de mercado [28] no entanto o sucesso deste regime de apoio depende da configuração do sistema de licitação e do número de participantes.

Em 2015, a Operadora de Mercado Ibérico de Energia – Pólo Português (OMIP), que é a entidade responsável pela gestão do mercado a prazo (derivado) do MIBEL, juntamente com a Sociedade de Compensação de Mercados de Eletricidade (OMIClear) [30] organizaram o primeiro leilão FV promovido pela Endesa, em que esta é a entidade compradora. Estes leilões surgiram

da necessidade do mercado grossista ter uma solução adaptada à produção FV, serão realizados uma vez por cada trimestre do ano e permitem que os produtores estabeleçam um preço a prazo de energia para o período em questão, através de um processo competitivo e fiável [31].

2.2.6 Apoio ao investimento

Normalmente o apoio ao investimento pode incluir subvenções, empréstimos privilegiados e isenções fiscais e é fornecido a nível regional ou municipal dependendo dos objetivos e políticas regionais [1]. O apoio ao investimento pode ser favorável quando a produção não é incentivada e para tecnologias pouco maduras. Para além do apoio ao investimento, existem também empréstimos com taxas de juro mais baixas e com períodos de pagamento mais alargados [6]. Em muitos casos este não é o principal regime de apoio às renováveis mas como é um regime previsível e estável não é necessário um ajuste conforme a evolução da tecnologia [1].

2.2.7 Obrigações de quotas e certificados verdes

As obrigações de quotas são mecanismos que impõem aos fornecedores de energia elétrica a compra de uma parcela de energias renováveis ou do correspondente valor em certificados verdes (normalmente um certificado verde corresponde a 1 MW de energia renovável) para que uma certa percentagem de energia na rede seja obrigatoriamente de energia renovável e permitindo assim a garantia de compra aos produtores e a criação de um mercado [1]. No caso do não cumprimento da obrigação há uma penalização que determina o preço máximo de venda do certificado.

Em 2009, a Diretiva das FER proporcionou um aumento da eletricidade gerada de origem renovável e concedeu aos produtores a oportunidade de obter Garantias de Origem (GO) eletrônicas pela eletricidade produzida através das FER em que o seu valor depende do mercado. Estas GO garantem a origem renovável da energia a que se referem e têm que ter vários atributos associados como a fonte de energia, a data de produção ou as características da instalação. Dada a finalidade das GO e a dificuldade em seguir o caminho contratual do gerador para o consumidor, a introdução de um mercado de certificados é imprescindível para uma eficiência e transparência do processo [32].

Este mecanismo expõe o produtor aos preços de mercado para que a comercialização seja conseguida mas no caso de a energia verde produzida ser identificada por um certificado verde, tem uma remuneração extra. Este é um regime que para além dos incentivos à produção renovável, promove as políticas de promoção de renováveis e o alcance das metas nacionais dado que impõe uma quota mínima de renováveis no entanto experiências com países mostram que, por vezes, os custos são mais elevados que o previsto e do que em relação a outros regimes de apoio [33].

Comparando os principais regimes de suporte para as FER, podemos concluir:

Tabela 2.1: Comparação entre regimes de apoio [6]

	Exposição ao Risco	Eficácia	Aplicação
<i>FiT</i>	Baixo	Alta	Adequado para tecnologias pouco maduras e de pequena escala
<i>FiP</i>	Normalmente baixo	Moderada	Adequado para tecnologias maduras
<i>Net-metering</i>	Baixa	Alta	Adequado para tecnologias maduras
<i>Tenders</i>	Alto	Depende das características do leilão	Adequado para tecnologias muito maduras e em maior escala
Obrigação de quota e certificados verdes	Alto	Média/Baixa	Adequado para tecnologias maduras e maior escala assim como para países sensíveis a questões ecológicas

Os regimes de apoio dependem dos objetivos do país e da legislação aplicável, por isso há diferenciações entre países e mesmo entre os regimes.

Segundo a International Energy Agency - Photovoltaic Power Systems Programme (IEA-PVPS), em 2014, 96,3% do mercado global de FV é apoiado por regimes de apoio às renováveis sendo a restante percentagem pertencente ao autoconsumo direto [4].

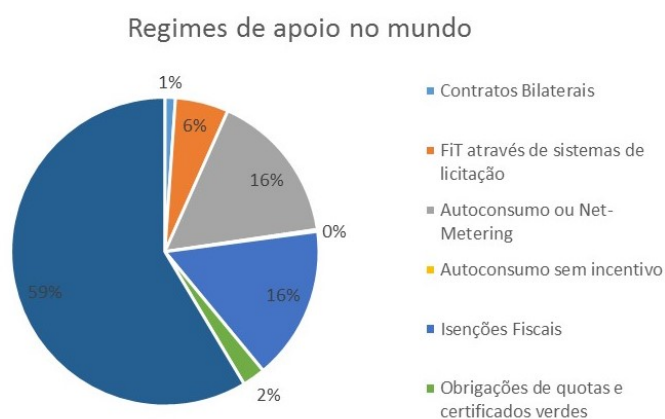


Figura 2.3: Utilização dos regimes de apoio à energia FV no mundo. Adaptado de [4]

Como já foi referido anteriormente os regimes de apoio não são fixos ao longo do tempo, dependendo de diversos fatores tais como: o nível de desenvolvimento das tecnologias, a política energética e os objetivos nacionais para as renováveis, entre outros.

A Europa tem sido o continente com maior desenvolvimento do FV representando até 2012, 70% da capacidade instalada acumulada e representou 18% do mercado global em 2014 [4]. Na figura seguinte é possível identificar os regimes de apoio que são utilizados em alguns países da Europa e como se pode verificar, a *FiT* é o regime de apoio mais utilizado, comprovando os dados representados no gráfico da figura 2.3. Também é possível verificar que os dados dos dois gráficos são concordantes em termos de utilização dos regimes na Europa e no mundo, por exemplo, o autoconsumo.



Figura 2.4: Distribuição dos diferentes regimes de apoio à energia FV na Europa

2.3 Modelos de Autoconsumo Mundiais

Neste capítulo serão analisados alguns casos de países mundiais em que existem modelos definidos para o autoconsumo FV. Esses modelos por vezes são assentes nos mesmos princípios no entanto as características não têm que ser estritamente iguais pois, como já foi referido, estes regimes são muito dependentes de diversos fatores nacionais.

2.3.1 Austrália

A energia fotovoltaica está num nível de desenvolvimento avançado na Austrália e a instalação de sistemas de autoconsumo é muito popular por isso a saturação do mercado já é visível. Em 2015 a capacidade instalada de renováveis representava 9% da capacidade total e 2,5% da produção de energia [34].

O mercado de FV é focado no autoconsumo apoiado por *FiT* com um valor um pouco mais elevado que o preço da eletricidade no mercado grossista [34].

O principal incentivo nacional é o *Renewable Energy Targe* através de um mercado de certificados de geração para tecnologias de grande escala. Para as tecnologias em mais pequena escala, o programa de incentivo é denominado de *Small-Scale Renewable Energy Scheme* e também é através de certificados e atuam como uma redução do custo de investimento [34].

2.3.2 Brasil

O sistema de regulação baseado no *net-metering* está em vigor desde 2013 e foi aprovado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) com o apoio da Sociedade para a Cooperação

Internacional. Este sistema de apoio é aplicado para instalações descentralizadas com potências até 1 MW e ligadas em Baixa Tensão (BT) ou Média Tensão (MT). A energia injetada na rede tem um período de 3 anos para que possa ser consumida e no caso de, no fim desse período, a energia consumida da rede for menor que a energia injetada na rede, não há pagamento monetário [35].

2.3.3 Canadá

Com a diminuição dos custos de FV e oportunidades de redução de taxas, a paridade da rede já é vista como um acontecimento a curto prazo. Muitos dos territórios já têm políticas que simplifiquem a burocracia e incentivem o investimento. A província de Ontário é a mais populosa e a que lidera os investimentos em FV. Os regimes de apoio tanto para o sector doméstico ou comercial foram sempre baseados em *FiT* [34] no entanto está numa fase de transição para *net-metering* aplicado a sistemas de pequena escala e contratos bilaterais para maior escala [10]. Existem outras províncias em que são aplicados esquemas de *net-metering* e *net-billing* para além de que existem apoios municipais diversos [34].

2.3.4 China

A China tem objetivos muito ambiciosos no que diz respeito à utilização de energias renováveis dado que pretende que em 2050, 60% do consumo de energia seja proveniente de FER o que significa um aumento de sensivelmente 40% [36].

Os regimes de apoio à energia FV na China existem desde 2012, no entanto, com o desenvolvimento exponencial da tecnologia, foram revistos em 2014. Neste momento a energia autoconsumida é paga ao preço de retalho da eletricidade e é dado um bónus de 0,42 Yuan/kWh que, na data de consulta, correspondia a 0,06 €/kWh ou através de *FiT* ao passo que o excesso de energia injetado na rede é pago ao preço do mercado grossista de eletricidade que também tem o acrescento de um bónus de 0,42 Yuan/kWh [34].

2.3.5 Dinamarca

Até 2012 o regime de apoio na Dinamarca era o *net-metering* puro que foi muito eficiente e simples dado que permitia uma compensação do excesso injetado durante um ano. Em 2012, a paridade de rede foi alcançada o que levou a uma revisão da política de *net-metering* reduzindo o período de compensação para uma hora. Em 2013, foi aprovada a política de *net-metering* que coloca um limite de instalações FV ao abrigo deste regime num máximo de 800 MW de capacidade instalada até 2020 [34]. Assim, o regime atualmente em vigor prevê que o excesso de eletricidade tem um valor bastante inferior à eletricidade da rede. A tarifa paga ao excesso de eletricidade é reduzida ao fim de 10 anos e após 20 anos, o seu valor é igual ao valor de mercado *spot* [10].

2.3.6 França

Em 2015, o Governo Francês reviu as medidas tomadas para o sector FV como a subida da meta de 2020 de instalações FV de 5400 MW para 8000 MW e o aumento da *FiT*. O regime de apoio ao FV sempre foi baseado em *FiT* garantida por um período de 20 anos no entanto sistemas com potência superior a 100 kW podem ser apoiados através de leilões e sistemas de licitação [34]. O preço de eletricidade a retalho é muito baixo e por isso o autoconsumo não é muito utilizado sendo substituído pela injeção total na rede para receber *FiT* dado que o seu valor é maior [10] e situa-se aproximadamente em 0.12 €/kWh [37]. Os incentivos e apoios municipais e regionais são também muito comuns e são adaptados à região em causa [34].

2.3.7 Alemanha

Em 2011, foi decidido que a produção de energia nuclear na Alemanha iria terminar até 2022 por isso foram tomadas medidas adicionais para a crescente utilização de energias renováveis. Assim foi desenvolvida um plano para as energias renováveis, o EEG que é o maior impulsionador do desenvolvimento FV e do mercado. O incentivo ao autoconsumo era feito através de um prémio pago por cada kWh autoconsumido no entanto esse regime foi revisto para uma melhor integração do mercado sendo que o excedente FV é pago através de *FiT* ou através de um prémio acima dos preços de mercado de eletricidade, isto é, *FiP* [34]. Uma percentagem da sobretaxa associada à *FiT* é financiada pelos *prosumer* que instalaram sistemas desde 2014 com potências superiores a 10 kW que ao fim de 20 anos pagam a totalidade da sobretaxa. Existe um limite de 90% da energia total gerada que pode ser paga para que seja incentivado o autoconsumo e existem também reduções de taxas em empréstimos para sistemas até 30 kW [10].

2.3.8 Itália

Até 2013, o incentivo principal para o FV era a *FiT* no entanto esta abordagem foi revista e em 2015 foi substituída por dois tipos de mecanismos. O *net-billing* denominado de “*Scambio Sul Posto*” para sistemas até 500 kW em que a energia injetada na rede é remunerada através de uma quota de energia baseada nos preços de mercado e de uma quota de serviço que depende dos custos fixos da rede. A venda de eletricidade é o segundo mecanismo em que a distribuidora nacional (GSE) retira a eletricidade consoante um acordo prévio ou através de troca direta em que os incentivos fiscais estão incluídos assim como o sistema nacional de certificados [34].

2.3.9 Espanha

Durante 2015 não foram ligados sistemas FV à rede elétrica no entanto foram instalados sem ligação à rede. A injeção total da energia produzida não é vantajoso devido às taxas aplicáveis e ao facto de não ser remunerada através da *FiT*. Esta situação ainda não está à espera de uma solução melhorada. Para sistemas abaixo de 100 kW, a energia injetada na rede não é remunerada

no entanto acima desse valor esta energia é paga a um preço inferior ao preço do mercado grossista de eletricidade mas o prosumer tem que pagar taxas adicionais [10].

2.3.10 Suíça

Os sistemas FV são essenciais na rede elétrica Suíça principalmente após de, em 2011, se ter decidido acabar com a produção nuclear. O autoconsumo FV foi permitido a partir de 2014 e é compensado em tempo real e permitido em várias habitações familiares [34]. O excesso de energia FV injetado na rede é pago a um preço mais baixo que o preço da eletricidade dado que a apenas é pago o custo de energia. Existem outros regimes de apoio regionais como subsídios, net-metering ou *FiT* com valor superior ao imposto por lei [10].

2.3.11 Holanda

O mercado FV na Holanda mostra um crescimento anual sólido, em 2011 o regime de apoio baseado em *net-metering* foi estabelecido com um período de compensação de um ano e em 2014 foi revisto levando a uma forte expansão do mercado. Este regime permite que sejam associadas habitações de família que estejam próximas do local de geração. Para além do *net-metering*, existem também reduções de taxas e subsídios para sistemas acima de 15 kW [34]. No caso em que o excesso de energia produzida é maior que a energia consumida, o *prosumer* recebe uma *FiT* de baixo valor. Acima do limite fixado de *net-metering*, o autoconsumo é permitido mas não é remunerado.

2.3.12 Estados Unidos da América

Nos EUA são utilizados vários regimes de apoio ao autoconsumo apoiados a nível nacional e governamental para um maior e mais rápido desenvolvimento dos sistemas FV. Entre esses mecanismos, o mais utilizado é o net-metering (em 41 dos 48 estados) no entanto as características diferem de acordo com os interesses e políticas estatais. Existe também incentivo através de empréstimos com taxas mais baixas, *FiT* e certificados verdes [10].

2.3.13 Portugal

Em Portugal, a diferenciação de regimes de funcionamento do sistema de autoconsumo é feita através de dois conceitos: a UPAC (Unidade de Produção para Autoconsumo) e a UPP (Unidade de Pequena Produção), que são usualmente denominadas como autoconsumo e microgeração, respetivamente. O autoconsumo destina-se à produção de energia, privilegiando o consumo próprio, sendo o excedente injetado na rede, enquanto a microgeração destina-se à injeção total da energia produzida na rede. Segundo o DL n° 153/2014, da legislação portuguesa referente à autoprodução, uma das semelhanças entre os sistemas é que a potência de ligação à rede elétrica de ambas as unidades deve ser menor ou igual à potência contratada da instalação de consumo [38]. Na tabela seguinte serão indicadas as principais características dos dois modelos [5].

Tabela 2.2: Principais diferenças entre UPAC e UPP

	Autoconsumo	Microgeração
Energia injetada na RESP	Excedente instantâneo	Total
Consumo de energia da rede	Apenas quando o consumo excede a produção FV	Total
Remuneração	Valor de mercado com deduções	Tarifa obtida em leilão
Compensação	Sim	Não
Quota de atribuição	Não	Sim, anual
Local de injeção da produção FV na RESP	A jusante do contador de consumo	A montante do contador de consumo
Produção	Instantânea inferior às necessidades de consumo	Anual menor que o dobro do consumo da instalação
Contagem	Obrigatória só para P<1,5 kW	Obrigatória

As UPAC são então concebidas para satisfazer as necessidades de consumo da instalação e só o excedente resultante é que é injetado na rede para ser pago a um valor inferior ao preço de mercado ibérico da eletricidade (no ano de 2015 o preço de mercado foi de aproximadamente 0,05038 €/kWh [39, 40]) e através de contrato com o Comercializador de Último Recurso (CUR). No caso da potências das UPAC terem atingido 1% da potência instalada no Sistema Elétrico Nacional (SEN), são também sujeitas ao pagamento de uma compensação mensal fixa e concordante com a potência instalada na UPAC que permite ao CUR recuperar os Custos de Política Energética, de Sustentabilidade e de Interesse Económico Geral (CIEG) [38]. Na figura seguinte é possível observar o esquema exemplificativo da ligação da UPAC com explicação da função dos contadores e onde se nota a injeção de energia na RESP a jusante do contador.

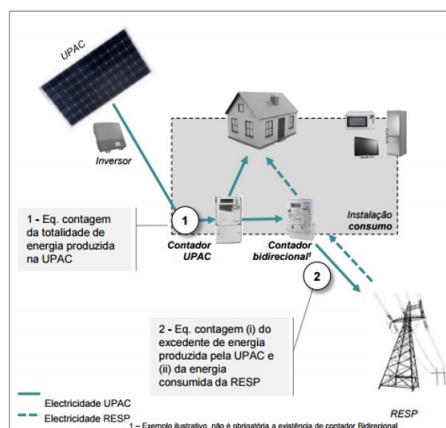


Figura 2.5: Esquema de ligação de uma UPAC [5]

As UPP são instalações projetadas para injetar a totalidade da energia produzida na RESP com direito a uma tarifa obtida em leilão (no ano de 2015 foi de 0,095 €/kWh [38]) que vigora durante 15 anos e dependente da fonte de energia primária, no caso da energia solar é 100% da obtida no leilão mas por exemplo no caso da eólica a tarifa paga é apenas 80% da tarifa de referência [5]. Há também uma quota de atribuição de potência anual, ou seja, um máximo de produção através das UPP [41, 39]. O esquema representativo da ligação das UPP, verificando-se uma independência da energia consumida e produzida [5].

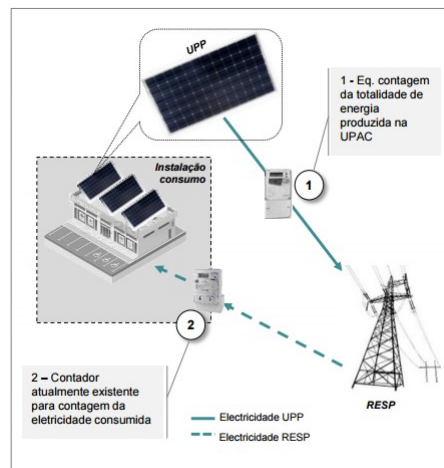


Figura 2.6: Esquema de ligação de uma UPP [5]

Dada a diversidade de parâmetros que podem variar de país para país, foram escolhidos apenas alguns para que os vários modelos nacionais abordados anteriormente fossem diferenciados rapidamente, sendo eles:

- (a) Fonte de receita da energia autoconsumida, por kWh;
- (b) O valor pago pelo excesso de eletricidade injetado na rede que pode ser:
 - Mesmo valor que o preço de eletricidade a retalho ou valor com base no preço da eletricidade aplicado com taxas específicas – *net-metering*;
 - Regimes de apoio tradicionais: *FiT*, *FiP*, Certificados verdes;
 - Preço do mercado grossista para a eletricidade;
 - Sem pagamento pela energia injetada.
- (c) Tempo de duração da compensação, isto é, em sistemas que permitem créditos da energia injetada. Esses créditos podem então ser utilizados durante o tempo definido neste parâmetro. É de salientar que, quando é referido tempo como sendo tempo real, normalmente significa que é 15 minutos;
- (d) Compensação geográfica, ou seja, onde pode ser consumida a energia FV produzida;
- (e) Duração do regime de apoio principal.

Tabela 2.3: Comparação entre regimes de apoio [6]

	(a)	(b)	(c)	(d)	(e)
Austrália	Poupança na fatura	<i>FiT</i>	30 minutos	No local	Ilimitado mas a FiT é revista anualmente
Brasil	Poupança na fatura	<i>Net-metering</i>	3 anos	No local e net-metering virtual	Ilimitado
Canadá-Ontário	Poupança na fatura	<i>Net-metering</i>	1 ano	No local	Ilimitado
China	Poupança na fatura + bónus	<i>FiP</i>	Tempo real	No local	20 anos
Dinamarca	Poupança na fatura	<i>Net-metering</i>	1 hora	No local	20 anos
França	Poupança na fatura	<i>FiT</i>	Tempo real	No local	20 anos
Alemanha	Poupança na fatura	<i>FiT ou FiP</i>	Tempo real	No local	20 anos
Itália	Poupança na fatura	<i>Net-billing</i>	Tempo real	No local	Ilimitado
Espanha	Poupança na fatura	Preço do mercado grossista (P>100 kW)	Tempo real	Não	Ilimitado
Suíça	Poupança na fatura	<i>FiT</i>	Tempo real	Em zonas familiares	Ilimitado
Holanda	Poupança na fatura	Preços de retalho (net-metering puro)	1 ano	Em zonas familiares	Ilimitado
EUA	Poupança na fatura	<i>Net-metering</i>	Varia	No local	Ilimitado
Portugal	Poupança na fatura	<i>FiT</i>	Tempo real	No local	15 anos

Capítulo 3

Caracterização do problema

Cabo Verde é um país constituído por 10 pequenas ilhas das quais apenas 9 estão habitadas e com uma população aproximada de 530 mil habitantes [42]. O arquipélago é constituído por dois grupos de ilhas [43]:

- Barlavento (norte): Santo Antão, São Vicente, Santa Luzia (desabitada), São Nicolau, Sal e Boa Vista.
- Sotavento (Sul): Maio, Santiago, Fogo e Brava. A ilha de Santiago, onde se situa a cidade de Praia que é a capital de Cabo Verde é a ilha maior e a capital é a cidade com maior população seguida de Mindelo, na ilha de São Vicente.

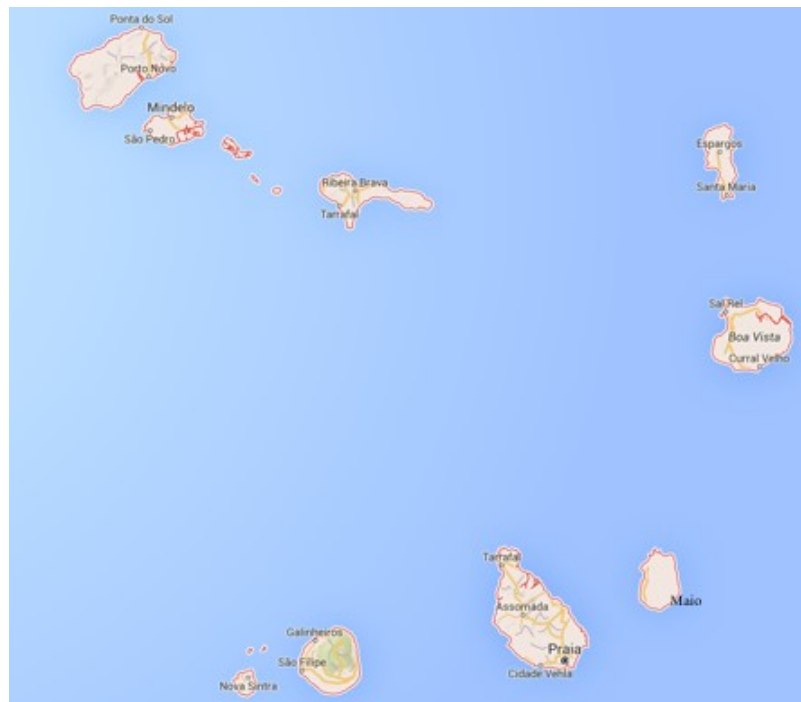


Figura 3.1: Arquipélago de Cabo Verde

A empresa de distribuição de energia é a ELECTRA exceto na ilha da Boa Vista em que é a Águas e Energia da Boa Vista (AEB) que detém a concessão da ilha e na Ilha do Sal para além da ELETRA existe o APP, um produtor independente. A produção de eletricidade tem como base 3 principais fontes: *Diesel* (76%), Fotovoltaica (5%) e Eólica (19%) [44]. Em 2014, dos 140 MW instalados, cerca de 30 MW representavam a capacidade renovável instalada no país e o custo de produção da energia situava-se em sensivelmente 0,19 €/kWh [44]. Os consumidores são alimentados em Baixa Tensão (BT), BTI (Baixa tensão industrial) e MT (Média Tensão). O Plano de Energias Renováveis em Cabo Verde estabeleceu o objetivo de 50% de penetração de renováveis em 2020 [9] e a ELETRA pretende uma maior independência de combustíveis fósseis levando a um objetivo comum: o aumento substancial de penetração de renováveis na rede elétrica Cabo Verdiana que inclui o incentivo à produção distribuída [44, 9].

3.1 Perfis de consumo

Para que fosse possível o estudo dos mecanismos de remuneração para o autoconsumo FV em Cabo Verde foram necessários dados de consumo para diferentes consumidores com níveis de tensão diferentes assim como estimativas de produção FV anual. Os dados de consumo doméstico e industrial obtidos são relativos à Ilha de Santiago e foram adaptados de forma a caracterizar sete perfis distintos de consumo distribuídos em três níveis de tensão, BT, MT e Baixa Tensão Industrial (BTI) que estão representados abaixo.

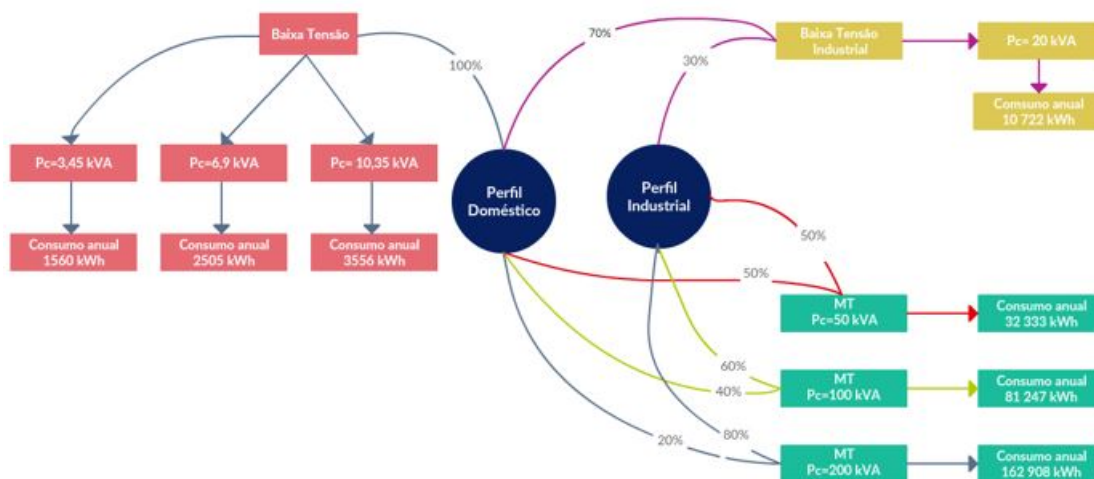


Figura 3.2: Mecanismo de obtenção dos perfis de consumo a serem utilizados

Após a análise dos perfis de consumo, verificou-se que eram muito irregulares e com variações bruscas num curto período de tempo por isso procedeu-se a uma correção dos mesmos para que essas variações acontecessem suavemente. Uma amostra dos diagramas de consumo domésticos (BT) e industriais (BTI e MT) obtidos podem consultar-se nas imagens seguintes.

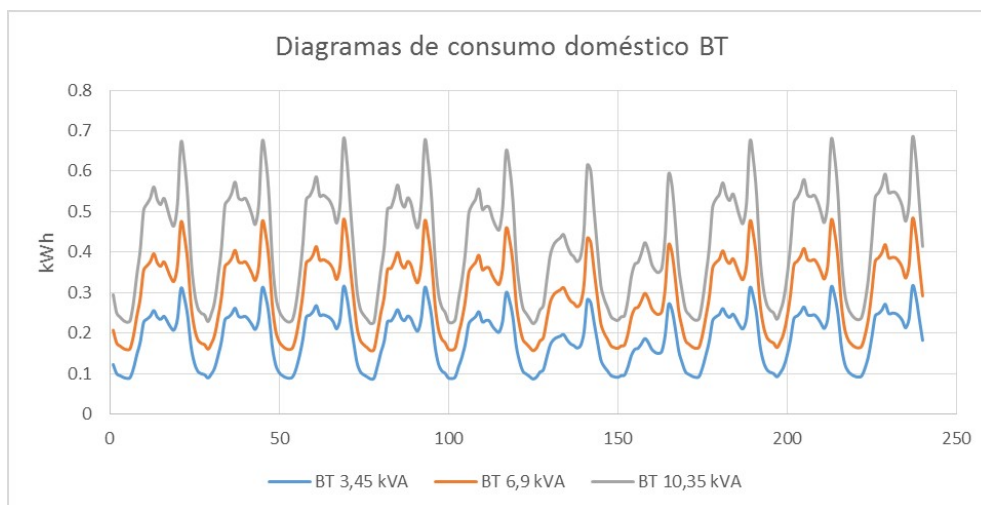


Figura 3.3: Consumos detalhados para três potências em BT distintas, para 10 dias de Junho

Na figura anterior, como já foi referido, estão representados três diagramas de consumo BT, para três potências contratadas diferentes. É possível notar um perfil semelhante entre os três e com pouca discrepância entre dias, exceto em dois deles, em torno do número 150 no eixo das abcissas, onde se trata de um fim de semana havendo naturalmente uma diminuição de consumos. Nos dias da semana existem dois picos diários que naturalmente se referem às horas de ponta, hora de almoço e jantar.

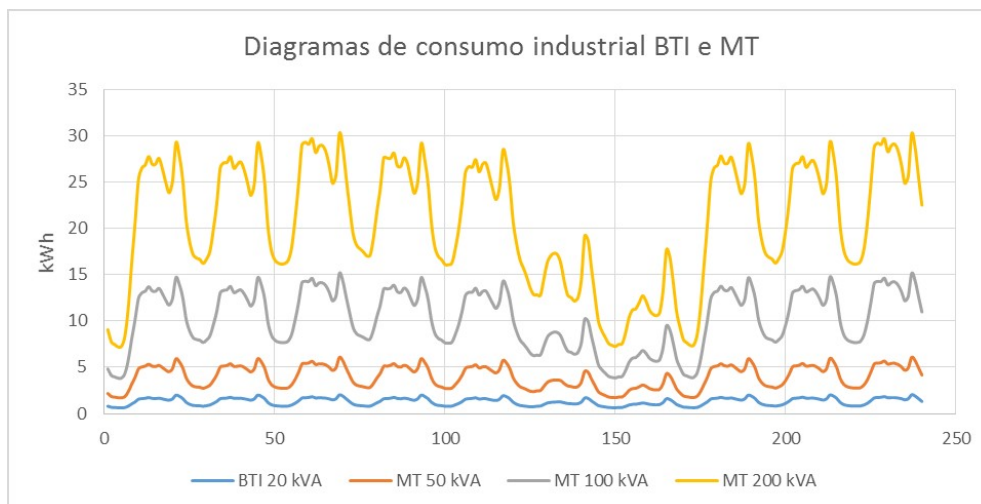


Figura 3.4: Consumos detalhados para três potências MT e uma BTI, para 10 dias de Junho

Na imagem anterior verifica-se que no diagrama de consumos BTI e MT para várias potências contratadas. O diagrama de BTI característico de pequenos comércio ou pequenas indústrias foi obtido com 70% de perfil doméstico e por isso é mais regular, os diagramas de MT são característicos de indústrias maiores o que resulta numa maior irregularidade e com uma quebra de consumo ao fim de semana. Nas imagens seguintes é possível observar-se dois diagramas anuais para seja possível avaliar as variações mensais de consumos.

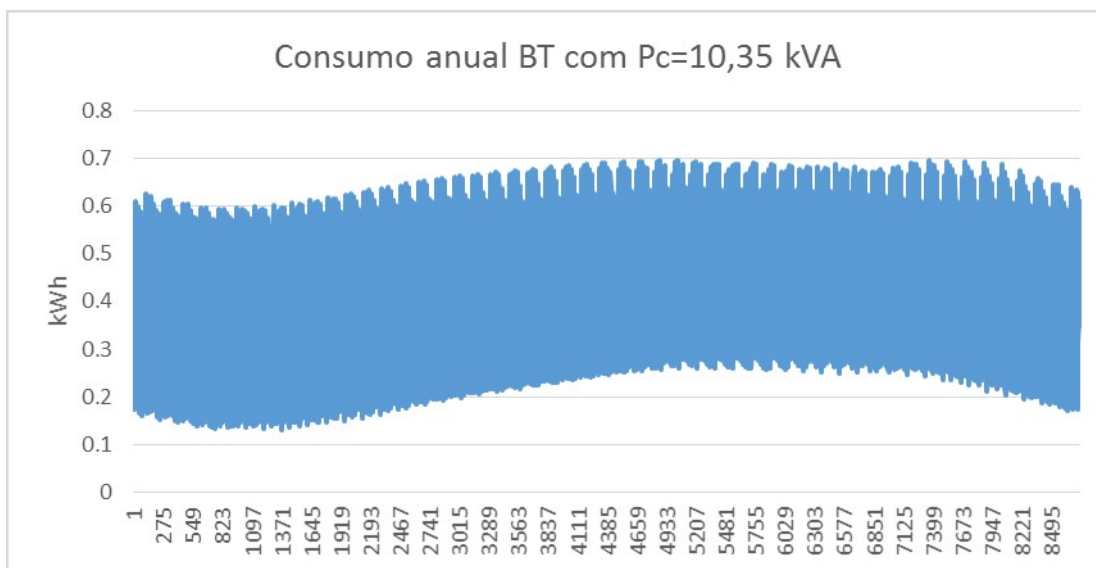


Figura 3.5: Consumo anual de uma instalação BT com Potência Contratada de 10,35 kVA

Relativamente ao perfil BT de Potência Contratada de 10,35 kVA verifica-se uma variação pouco acentuada que ocorre principalmente ao nível do limite mínimo, em que é atingido um valor mais alto entre Junho e Outubro coincidente com a época turística e de temperaturas mais elevadas, apesar de também se verificar um aumento nos picos de consumo se verifica esse aumento sendo menos visível.

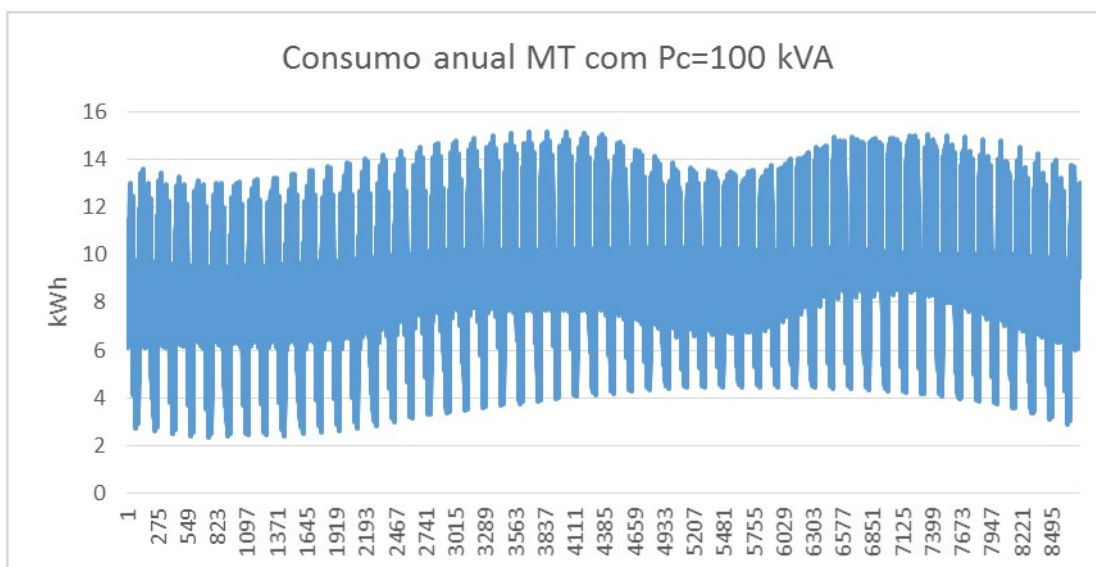


Figura 3.6: Consumo anual de uma instalação MT com Potência Contratada de 100 kVA

Ao nível do consumo MT, as variações são mais acentuadas e frequentes, existem picos inferiores de valor mais baixo que correspondem aos fins de semana assim como variações mensais mais evidenciadas, por exemplo nos meses de Julho e Agosto é notória uma diminuição do consumo.

3.2 Perfis de Produção FV

Para além dos dados de consumo, os perfis de produção FV em Cabo Verde são essenciais para o estudo em causa. Inicialmente recorreu-se ao *software* PVGIS para assim obter os dados referentes à inclinação ótima para a máxima produção do painel, a produção média diária e mensal para um painel de 1 kW, em kWh. Assim, escolhendo a localização adequada (cidade de Praia, na ilha de Santiago, selecionou-se a opção de otimização da inclinação e do azimute (orientação), que resultou em 17° e 0° , respetivamente.

Fixed system: inclination= 17° , orientation= 0°				
Month	E_d	E_m	H_d	H_m
Jan	4.37	136	5.91	183
Feb	4.87	136	6.60	185
Mar	5.71	177	7.75	240
Apr	5.29	159	7.20	216
May	5.18	160	6.99	217
Jun	4.66	140	6.40	192
Jul	4.30	133	5.96	185
Aug	4.22	131	5.80	180
Sep	4.49	135	6.19	186
Oct	4.71	146	6.49	201
Nov	4.44	133	6.07	182
Dec	4.29	133	5.80	180
Yearly average	4.71	143	6.43	195
Total for year	1720		2350	

Figura 3.7: Resultados de produção diária e mensal do sistema obtidos através do PVGIS

Em que:

E_d é a média de produção de eletricidade diária do sistema (kWh)

E_m é a média de produção mensal do sistema (kWh)

H_d é a soma média diária da irradiância global por m_2 nos módulos do sistema (kWh/ m_2)

H_m é a soma média mensal da irradiância global por m_2 nos módulos do sistema (kWh/ m_2)

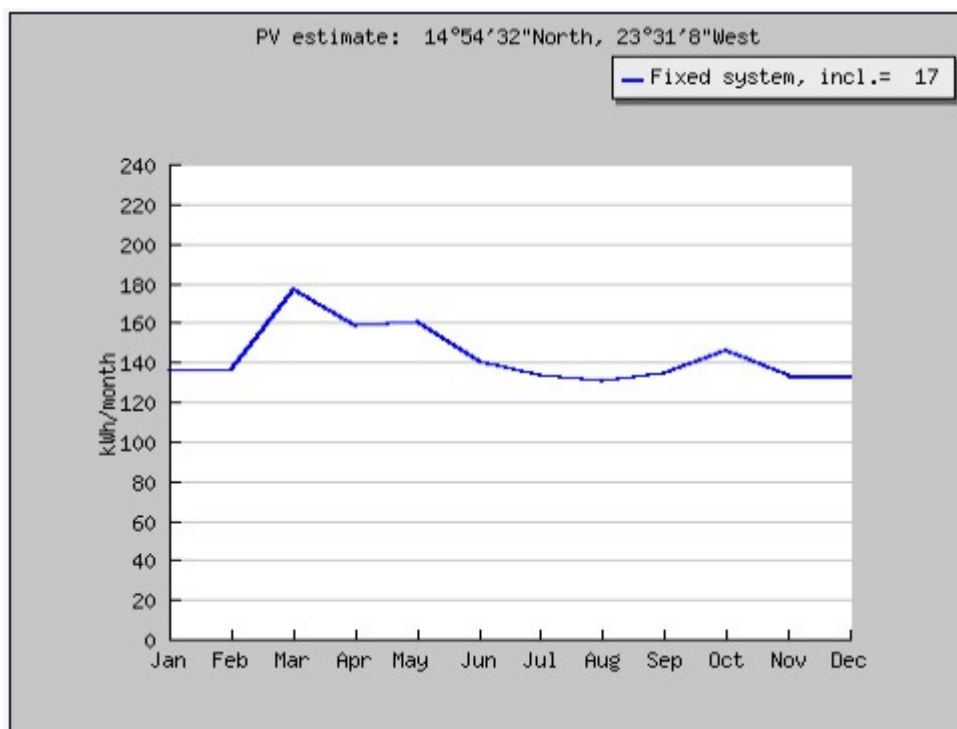


Figura 3.8: Gráfico de produção FV obtido através do PVGIS para um sistema de 1kW

Através dos dados obtidos no PVGIS, contruiu-se um gráfico com a produção média mensal para um sistema de 100 kW, na ilha de Santiago.

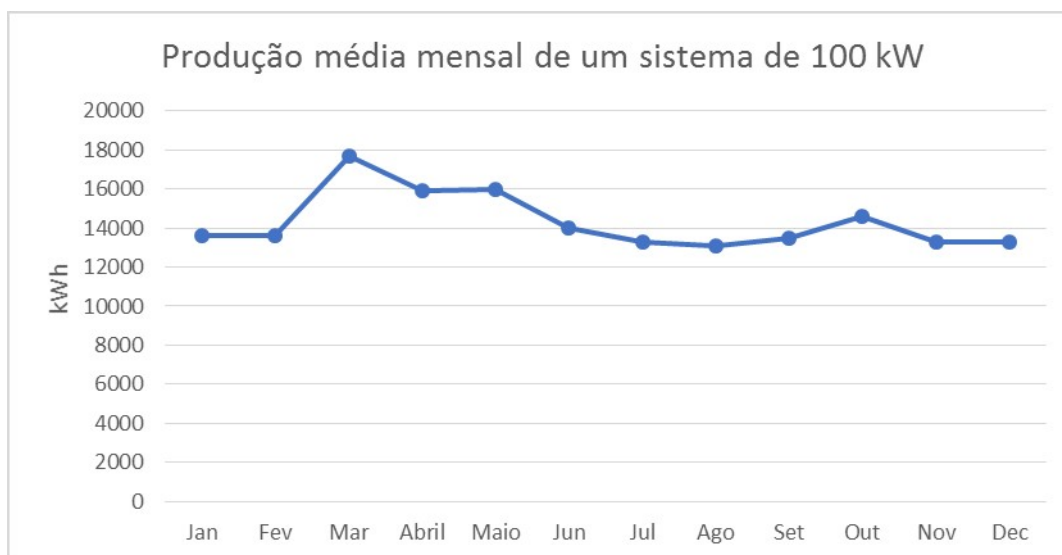


Figura 3.9: Gráfico de produção FV para um sistema FV de 100 kW

Após obter os dados do PVGIS, recorreu-se ao *software* PVSYST que estuda, simula e analisa sistemas FV. Os dados obtidos foram para a região de Dakar dado que era a região mais próxima e com características mais idênticas em relação a Cabo Verde, uma vez que na base de dados da METEONORM não está disponível nenhuma ilha Cabo Verdiana. Assim sendo definiram-se parâmetros de acordo com o PVGIS:

- Inclinação dos painéis: 17°;
- Azimute (ângulo formado entre a direção sul e a projeção da linha sol-Terra sobre a horizontal): 0°.

Após inserir todos os dados foram obtidos dados de produção horária para um ano completo de um sistema de 1 kW. As imagens seguintes são então construídas através desses dados e com a adaptação para um sistema de 100 kW.

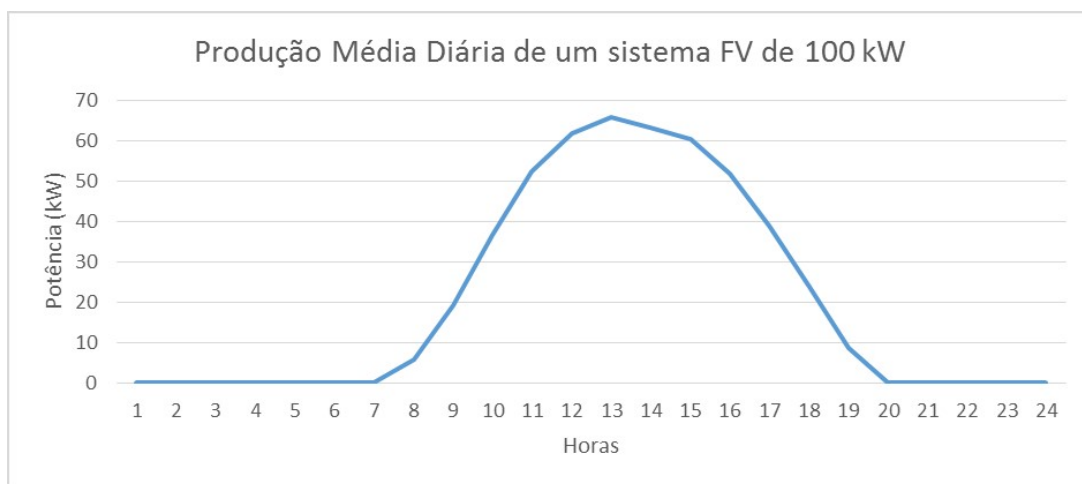


Figura 3.10: Gráfico de produção média diária para um sistema FV de 100 kW, em Junho

No que diz respeito à produção diária do painel de 100 kW, é possível observar o seu pico nas 13h/14h de maior produção que corresponde ao pico de radiação solar diária e, como é de esperar, uma produção nula nas horas noturnas, quando a radiação também é nula.

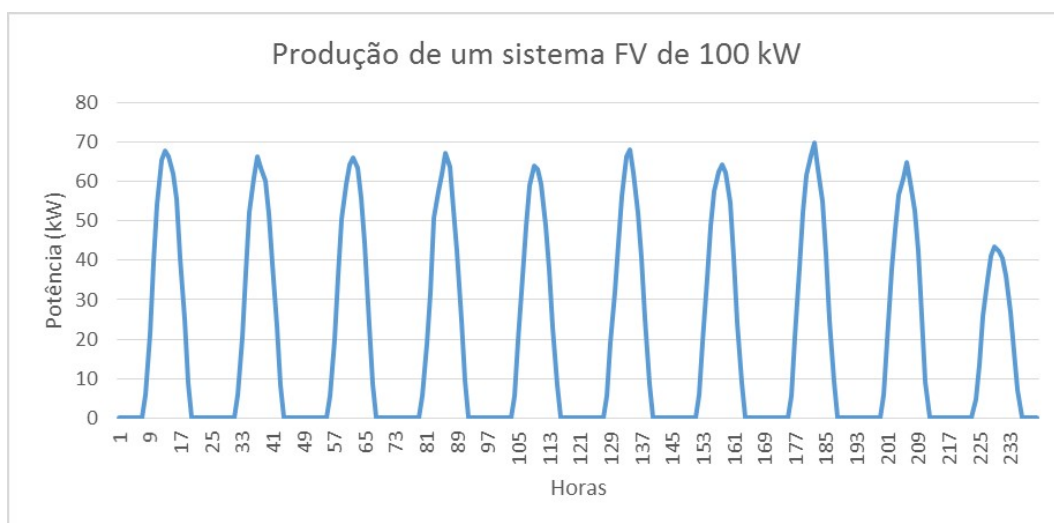


Figura 3.11: Gráfico de produção para um sistema FV de 100 kW, para 10 dias de Junho

O perfil de produção referente a 10 dias, em Junho, demonstra que a produção diária do painel não varia muito e tem um comportamento constante.

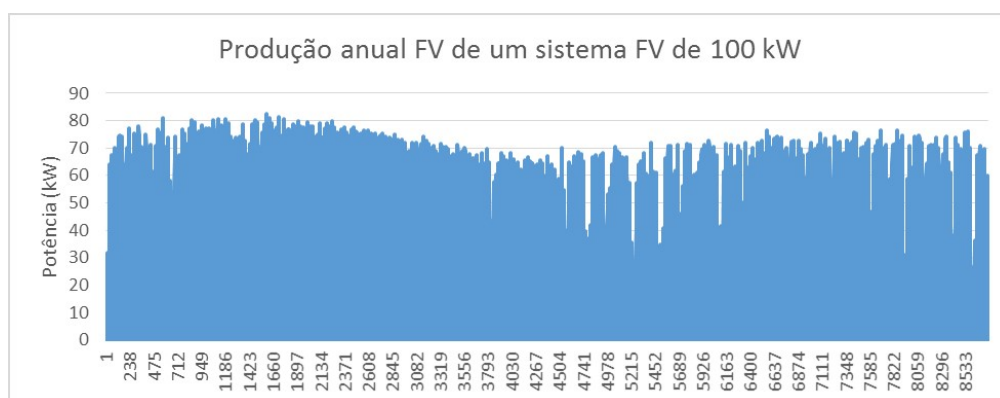


Figura 3.12: Gráfico de produção anual para um sistema de 100 kW

Analisando o diagrama de produção FV representado acima são notórios os picos em que a produção é menor, ou mesmo nula no entanto as variações anuais não são muito bruscas dado que é um país com um clima solarengo o ano todo.

3.3 Tarifas

Para que a análise seja completa e realista, tiveram que ser tidas em conta as tarifas de energia aplicadas ao consumo em Cabo Verde. Como é usual, as tarifas energéticas são divididas em duas componentes, a fixa e a variável. A componente fixa inclui os custos associados ao acesso às redes, desde a produção à comercialização, por exemplo, custos de manutenção, de sobrecustos de produção e taxas assim como o valor correspondente à potência contratada. A componente

variável inclui os custos de produção da eletricidade resultantes dos preços formados no mercado elétrico [45].

Para o caso de Cabo Verde, o valor da componente fixa é composto pelo aluguer do contador de energia. Assim, de acordo com a Agência de Regulação Económica de Cabo Verde (ARE), o valor da componente regulada fixa que corresponde ao contador é [7]:

TAXAS DE ELECTRICIDADE (ECV/mês)			
	Taxa	IVA (15%)	Taxa c/IVA
Aluguer de contadores			
Monofásico até 10 Amperes	41,4	6,21	47,61
Monofásico $\geq$ 15 Amperes	100,55	15,08	115,63
Trifásico até 10 Amperes	265,09	39,76	304,85
Trifásico $\geq$ 15 Amperes	369,89	55,48	425,37

Figura 3.13: Componente fixa das tarifas de consumo em Cabo Verde composta pelo aluguer dos contadores, em Escudos Cabo Verdianos por mês (ECV/mês)

Como se pode verificar na figura acima representada, o aluguer do contador que representa a componente fixa das tarifas, depende da corrente nominal, ou seja, da potência contratada. Assim, após determinação do escalão correspondente a cada valor de potência, converteram-se os valores, com IVA, de Escudos Cabo Verdianos para Euros, condensados na seguinte tabela.

Tabela 3.1: Tarifas de aluguer dos contadores para as várias potências contratadas, em €/mês [7]

	Nível de Tensão	Potência Contratada (kVA)	Tarifa de aluguer dos contadores (€/mês)
Monofásico	BT	3,45	1,05
		6,9	
		10,35	
Trifásico	BTI	20	3,86
	MT	50	2,76
		100	
		200	

A componente variável da tarifa refere-se ao tarifário aplicado à energia em Cabo Verde, segundo o Despacho nº11/2015 [8]:

Tabela 3.2: Tarifa aplicável aos diferentes níveis de tensão, em ECV/kWh. Adaptado de [8]

Tarifa de Eletricidade (ECV/kWh)			
Escalões	Tarifa base	IVA (15%)	Tarifa c/ IVA
Baixa Tensão Doméstica			
<= 60 kWh/mês	23,52	3,53	27,04
>60 kWh/mês	30,38	4,56	34,93
Baixa Tensão Industrial	26,53	3,98	30,50
Média Tensão	22,21	3,33	25,54

Como se pode consultar na tabela anterior, esta componente depende do nível de tensão de ligação sendo que para BT o custo é mais elevado e para MT o custo é mais baixo. Os valores apresentados são em euros e incluem o IVA à taxa de 15%.

Uma vez que os valores da tabela 3.2 estão em ECV e o estudo que se pretende fazer será em €, é necessário fazer a conversão monetária. ADiz que à data em que se efetuou o estudo, a taxa de conversão situava-se nos 0,00907 por cada ECV.

Tabela 3.3: Componentes fixa e variável da tarifa de consumo de eletricidade em Cabo Verde, para os diferentes níveis de tensão.

	BT		BTI		MT	
	Fixa (€/dia)	Variável (€/kWh)	Fixa (€/dia)	Variável (€/kWh)	Fixa (€/dia)	Variável (€/kWh)
Tarifa Regulada	0,035	0,32	0,1287	0,28	0,092	0,23

Da perspetiva do sistema foi avaliada a geração convencional na ilha de Santiago em que a fonte de energia primária é o *Diesel*. Assim, para o ano de 2015, o custo médio de produção nesta central foi de 0,10 €/kWh, que equivale ao custo variável dos custos do sistema. É de salientar que nas restantes ilhas o custo variável é superior devido à sua menor dimensão e menor eficiência comparativamente à Ilha de Santiago, ou seja, por hipótese, adotando o valor observado para Santiago efetua-se um estudo pessimista quanto à viabilidade do FV distribuído face ao custo de produção térmica centralizada.

A componente fixa corresponde a um valor dependente da potência contratada do consumidor e foi estimada de modo a obter valores semelhantes de custos para a empresa de distribuição e de tarifa variável para o consumidor. Este custo fixo, tal como acontece na tarifa regulada variável, é menor com o aumento do nível de tensão uma vez que os encargos são menores assim como as perdas.

Tabela 3.4: Componentes fixa e variável dos custos de produção da eletricidade para o sistema em Cabo Verde, para os diferentes níveis de tensão.

	BT		BTI		MT	
	Fixa (€/dia/kW)	Variável (€/kWh)	Fixa (€/dia/kW)	Variável (€/kWh)	Fixa (€/dia/kW)	Variável (€/kWh)
Custo para o sistema	0,285	0,10	0,245	0,10	0,205	0,10

Após a análise dos dados referentes a Cabo Verde no que diz respeito aos perfis de consumo, à produção FV e às tarifas, é então possível contruir o modelo de comparação dos regimes de apoio à energia FV de acordo com o regime remuneratório possível e mais favorável aos interesses dos consumidores e da empresa de distribuição.

Capítulo 4

Metodologia Adotada

Neste capítulo é apresentada uma visão detalhada da forma de cálculo e da metodologia seguida para a construção do modelo comparativo dos vários regimes de apoio às renováveis que podem ser seguidos no caso específico de Cabo Verde para que a compreensão dos dados e resultados obtidos seja facilitada.

Esta metodologia será dividida em duas partes distintas: o cálculo do *Levelized Cost of Electricity (LCOE)* para o projeto e a construção do modelo comparativo para os regimes de apoio estudados. Estes regimes de apoio já foram abordados no capítulo 2 no entanto, como é feito um estudo acerca da viabilidade para o consumidor e para a empresa de distribuição de energia, os três estudos feitos são nesse sentido. Assim, nesta metodologia é encontrada uma simulação para o autoconsumo e para a microgeração, ou seja, o atual regime português de UPAC (Unidade de Produção de Autoconsumo) e UPP (Unidade de Pequena Produção), respetivamente. Para ambos os cenários, autoconsumo e microgeração, são simuladas três situações: variante favorável ao consumidor (C), variante favorável ao sistema (S) e variante intermédia (I) na tentativa de encontrar soluções igualmente favoráveis a ambos.

4.1 *Levelized Cost of Electricity*

Há uma diferença significativa entre o custo da energia produzida com fontes renováveis e o das energias convencionais. No entanto esse custo deve-se principalmente ao custo de investimento em equipamento capaz de converter a energia solar ou eólica em eletricidade pois após isso, não são necessários combustíveis adicionais para a produção de energia ao contrário do que acontece com as energias convencionais em que há sempre um custo associado ao combustível.

Pode-se então definir o custo de uma unidade de eletricidade produzida por fontes de energia como sendo o *LCOE*, este é o indicador principal de comparação de tecnologias de produção de eletricidade e por isso é extremamente importante para que sejam tomadas decisões em termos de investimento, por exemplo. Para o cálculo do *LCOE* são tomados em conta todos os fatores da instalação durante o tempo de vida do projeto tais como a construção, financiamento, manutenção, taxas e energia produzida e para além disso são tidas em conta as inflações e o valor do dinheiro

ao longo do tempo [46]. Se o *LCOE* resultar num valor relativamente baixo quer isso dizer que a produção de eletricidade tem um baixo custo e que o retorno para o investidor ou produtor é mais elevado [46].

O *LCOE* expõe então o valor atual dos custos totais de construção, operação, manutenção para o tempo de vida do projeto e convertidos por períodos anuais iguais [6]. Muitos países calculam os valores para a *FiP*, *FiT* ou mesmo os valores máximo para os leilões com base no cálculo deste custo de produção pois o *LCOE* representa o valor mínimo da tarifa de remuneração para que o projeto durante o seu tempo de vida útil seja rentável para o prosumer [6].

A expressão matemática que exprime o valor do *LCOE* é a seguinte:

$$LCOE = \frac{I_0 + \frac{S}{(1+r)^n} + \sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t * (1+e)^t * \prod_{s=1}^t (1-d)^s}{(1+r)^t}} \quad (4.1)$$

Onde:

n é o tempo de vida do projeto;

t é o ano;

s é um índice de ano auxiliar;

r é a taxa de desconto;

I_0 é o investimento inicial;

I_t é o investimento no ano t ;

M_t é o custo de operação e manutenção no ano t ;

S é o valor residual no fim do tempo de vida útil do sistema;

E_t é a estimativa de energia produzida no ano t ;

d é a degradação anual do sistema;

e é a inflação do preço da energia.

Para um cálculo eficaz deste imprescindível indicador é necessário rigor na determinação dos fatores envolvidos, taxas aplicáveis assim como a energia produzida anualmente pelo sistema [46].

Os custos de investimento incluem as despesas com os equipamentos, construção e projeto assim como empréstimos feitos e respetivas taxas de juro aplicadas. O valor do investimento é separado em duas parcelas, como se pode observar na equação 4.1. A primeira, I_0 é a parcela correspondente ao investimento no ano 0 onde não são incluídas taxas de juro do empréstimo e já é um valor atual e a segunda, I_t , que é o valor a cada ano, ou seja, incluindo a soma do empréstimo anual e dos encargos financeiros correspondentes, tendo por isso que ser feita uma atualização dos valores para que se obtenha o valor atual, correspondente ao ano 0, através da expressão: $(1+r)^t$.

Os custos de operação e manutenção são frequentemente calculados sendo uma percentagem do investimento inicial que para sistemas FV refletem 1% do custo do investimento e o valor residual do sistema pode ser definido como o valor equivalente do sistema após o fim do seu período de vida útil. Estes valores também têm que ser atualizados para o valor atual. A energia produzida depende da localização, da variação da produção ao longo do ano, da degradação do sistema representada pela expressão $(1-d)^s$ e do valor da energia ao longo dos anos, ou seja,

da inflação da mesma que por vezes é não é contabilizada. Quando se tiver em conta o valor da energia é necessário que fazer o ajuste com a taxa de desconto. Admite-se que o valor da energia pode variar ao longo dos anos de forma diferente que o valor do dinheiro. Se ambos forem iguais, anulam-se. O valor da energia afetado pela degradação e inflação também deve ser atualizado para o ano 0.

Assim, após explicar cada parcela da equação e para que fosse possível o cálculo do *LCOE* do sistema, foi necessário proceder ao cálculo do custo de instalação do sistema FV. Este custo foi calculado para várias potências de instalação tendo em conta o custo de instalação em Portugal, obtido através de uma simulação online da EDP com acréscimo dos 15% de IVA aplicáveis em Cabo Verde e com um sobrecusto de 35% para custos adicionais com transporte por exemplo.

Tabela 4.1: Custo de instalação de sistemas FV em Portugal e em Cabo Verde

P (kW)	Preço PT sem IVA (€/kW)	Preço PT+15% IVA (€/kW)	Preço + IVA + Sobrecusto (+35%) (€/kW)
0,25	2340	2691	3633
0,5	2106	2422	3270
0,75	1951	2243	3028
1	1873	2154	2908
1,25	1802	2073	2798
1,5	1756	2019	2726
5	1500	1725	2329
100	1200	1380	1863

Através dos dados da tabela acima, foi feita uma regressão para o custo de instalação de FV em Cabo Verde, calculando a equação que melhor representava esse custo para cada potência de instalação para que fosse obtido o valor do investimento necessário.

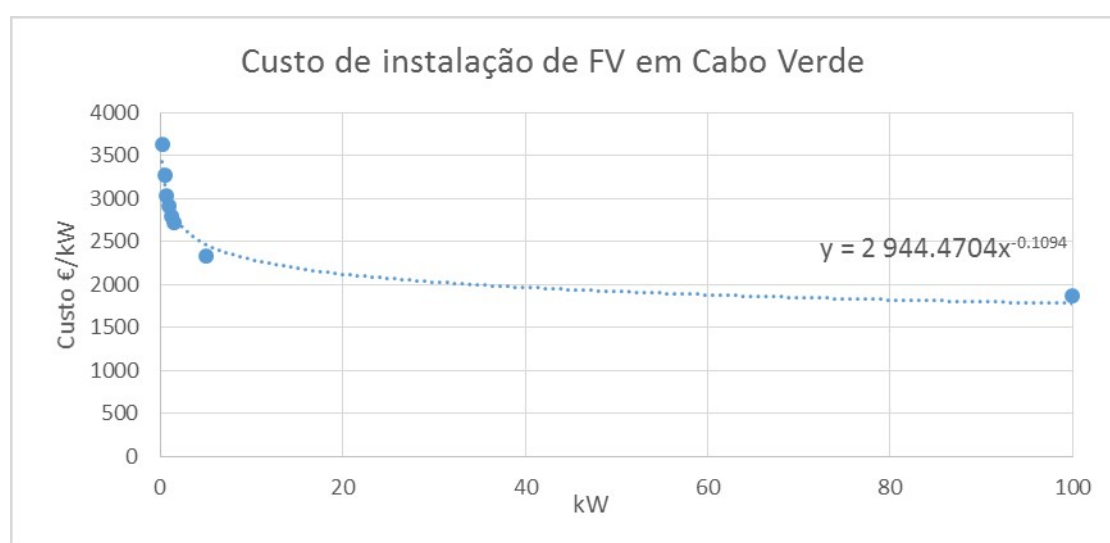


Figura 4.1: Regressão para obtenção do custo FV em Cabo Verde tendo em conta os valores da tabela 4.1

A equação obtida é $Investimento(€) = 2945 * P^{-0,11}$, em que P é a potência nominal referente ao sistema e é expressa em kW.

Para que fosse realizado um estudo realista, admitiu-se que apenas 20% do investimento seriam capitais próprios e portanto os restantes 80% seriam provenientes de um empréstimo. Para os restantes parâmetros necessários foram tomados pressupostos:

- Tempo de vida útil do projeto: 20 anos;
- Valor residual do sistema no fim do tempo de vida: 0€;
- Taxa de juro para empréstimo: 10%;
- Duração do empréstimo: 10 anos com carência no primeiro ano;
- Custo de Operação e Manutenção: 1% do investimento;
- Taxa de desconto: 8%;
- Inflação do preço de eletricidade: 1,5%;
- Inflação Índice de Preços do Consumidor (IPC): 1,5%;
- Degradação anual da produção do sistema FV: 3% no primeiro ano e 0,68% nos anos seguintes.

O valor apontado para a inflação do preço da eletricidade é um valor realista, ou seja, representa o aumento da eletricidade ao longo dos anos de vida do projeto assim como o valor da inflação IPC que representa o aumento geral dos preços. A taxa de desconto ou de atualização é um parâmetro que permite a atualização dos preços para um momento atual, o seu valor deve-se ao risco associado ao investimento. Os valores de degradação do sistema foram obtidos de uma folha de características de um painel comercializado em Portugal [47] e afetam a produção total anual do painel sendo por isso um parâmetro igualmente importante.

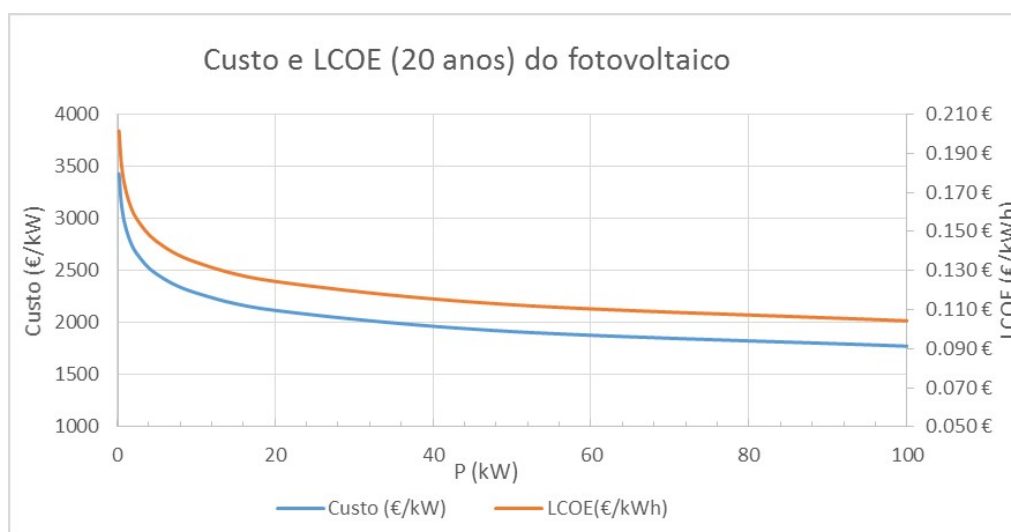
Através dos parâmetros já mencionados foram calculados os valores atuais do investimento ao longo dos anos, dos custos de operação e manutenção do sistema, da energia produzida anualmente e por fim do valor residual do sistema para se aplicar a fórmula 4.1 e obter o valor do *LCOE*.

Tal como se procedeu para o cálculo do custo do sistema, o *LCOE* foi calculado para várias potências de instalação de sistemas FV com um tempo de vida de 20 anos, em €/kWh.

Tabela 4.2: Custo de instalação de sistemas FV e *LCOE* obtido para Cabo Verde

P (kW)	LCOE (€/kWh)	Custo Sistema (€/kW)
0,25	0,20156	3430,14
0,5	0,18676	3178,33
0,75	0,17861	3039,68
1	0,17305	2945
1,5	0,16550	2816,54
2,5	0,15646	2662,64
5	0,14497	2467,17
10	0,13433	2286,05
20	0,12447	2118,22
50	0,11253	1915,13
100	0,10427	1774,54

O gráfico que se segue evidencia a relação entre o *LCOE* e o custo do sistema FV e que ambos vão diminuindo com o aumento de potência do sistema a instalar, ou seja, o custo de produção é menor com potências mais elevadas.

Figura 4.2: Representação gráfica do custo e do *LCOE* do sistema FV em estudo

Concluído o processo de cálculo do *LCOE*, é então possível proceder à construção do modelo que possibilita a obtenção e comparação de resultados para os modelos de remuneração.

4.2 Modelo comparativo para os regimes de apoio em estudo

Como já foi referido na secção anterior foram criados sete perfis de consumo variados para que as simulações fossem o mais abrangentes possível e foram obtidos os perfis de produção FV. Para cada um dos sete perfis foram simulados critérios diversos em termos da potência instalada do sistema FV e das tarifas de remuneração tanto no caso de injeção de eletricidade total na rede

denominado de microgeração como no caso de injeção excedente apenas designado de autoconsumo. É de salientar que o limite da potência instalada no sistema FV depende do consumo da instalação dado que a produção anual tem que ser menor que o consumo anual.

4.2.1 Regimes de Remuneração

Como já foi referido anteriormente, esta dissertação foca-se na obtenção de um modelo comparativo para os regimes de apoio à energia FV e por isso é necessário criar cenários de comparação. Sendo assim, foram analisados dois regimes remuneratórios, o autoconsumo e a microgeração e cada um deles foi analisado segundo três variantes no que diz respeito à remuneração obtida pelo excedente de energia injetado na rede. Neste capítulo será apresentado apenas um exemplo da variante intermédia.

No caso referente ao **autoconsumo**, a energia é preferencialmente autoconsumida, em caso de produção superior ao consumo é injetada na rede e no caso contrário é consumida da rede. Foram então considerados 3 cenários distintos:

- Favorável ao sistema (S): a energia excedente injetada na rede não é remunerada;
- Intermédio (I): a energia excedente injetada é paga ao valor dos custos evitados pelo sistema com o diesel, ou seja, 0,10 €/kWh;
- Favorável ao consumidor (C): a energia excedente injetada é paga ao mesmo valor que a tarifa de consumo – equivalente ao *net-metering*.

No caso da **microgeração** em que a energia da instalação é totalmente consumida da rede e a energia produzida pelo sistema FV é totalmente injetada na rede, os três cenários são:

- Favorável ao sistema (S): a tarifa de injeção na rede é aproximadamente o valor do *LCOE* do sistema FV;
- Intermédio (I): a tarifa tem um valor superior ao *LCOE* e inferior à tarifa de consumo, $LCOE + 0,05$ €/kWh;
- Favorável ao consumidor (C): a energia injetada tem um valor ligeiramente inferior à tarifa de consumo, $LCOE + 0,10$ €/kWh.

Tabela 4.3: Tarifas de remuneração para as variantes em estudo conforme o regime de apoio e o nível de tensão

Variantes estudadas	Autoconsumo	Microgeração		
		BT	BTI	MT
S	0€	0,18€	0,13€	0,12€
I	0,10€	0,23€	0,28€	0,15€
C	0,32€	0,28€	0,23€	0,20€

4.2.1.1 Variáveis de entrada

Os parâmetros fixos e respetivos valores são:

- Perdas globais do sistema (%): 17%;
- Taxa de empréstimo (%): 10%;
- Tempo de vida do sistema (anos): 20 anos;
- Taxa de inflação do preço da eletricidade (%/ano): 1,5%/ano;
- Taxa de inflação de preço no consumidor (%/ano): 1,5%/ano;
- Taxa de IVA (%): 15%.

No que diz respeito aos inputs que variam conforme o estudo realizado são:

P_C - Potência contratada (kVA): potência a que o consumidor tem acesso na instalação de consumo e foram testados valores de 3,45 kVA, 6,9 kVA e 10,35 kVA para BT, 20 kVA para BTI e 50 kVA, 100 kVA e 200 kVA para MT;

P_a - Potência de autoprodução (kW): potência instalada no sistema de autoprodução FV, como já foi referido existem restrições tendo em conta o consumo anual da mesma no entanto são testados vários valores entre 250 W e 170 kW que corresponde a 1 e 280 painéis, respetivamente;

Custo do sistema de autoprodução fotovoltaica + IVA (€): corresponde ao custo de instalação do sistema e a sua variação pode ser consultada na figura 4.2;

$LCOE$ - Custo de produção de eletricidade (€): custo de uma unidade de eletricidade produzida pelo sistema FV e tal como o custo do sistema depende da potência instalada. O gráfico correspondente pode ser consultado na figura 4.2;

Tarifa de venda à rede da produção excedente FV (€/kWh) – autoconsumo: tarifa remuneratória aplicável ao excesso de energia produzida que é injetada na rede de serviço público. Os valores desta tarifa variam conforme o estudo realizado e serão especificados de seguida;

Tarifa de venda à rede da produção total FV (€/kWh) – microgeração: tarifa remuneratória aplicável à totalidade de energia FV produzida na rede elétrica. Esta tarifa também é adaptada ao estudo em questão e será detalhada mais à frente;

Tarifa de consumo regulada: Componentes fixa e variável do custo de energia para os consumidores, ou seja, é a tarifa de eletricidade da rede. Como já foi referido, o valor desta tarifa

varia consoante o nível de tensão fornecido à instalação de consumo. Este modelo está preparado para o caso em que a componente variável desta tarifa é variável conforme as horas e período do dia (Ponta, Cheia, Vazio e Super Vazio) no entanto hoje em dia essa diferenciação horária não é aplicável em Cabo Verde;

Custo da energia para a distribuidora: Componentes fixa e variável do custo da energia para a distribuidora, ou seja, é o preço que a energia custa a ser produzida para a distribuidora. O custo da energia para a distribuidora apenas varia conforme o nível de tensão a que se refere. O custo variável para a distribuidora também pode variar conforme o período horário mas neste caso não é aplicável.

4.2.1.2 Variáveis de saída

Energia (kWh)

- (1) Consumo (kWh): energia total consumida pelo *prosumer* em estudo.
- (2) Autoprodução (kWh): energia total produzida pelo sistema FV.
- (3) Consumo líquido (kWh): energia líquida consumida da rede. Nota: (1)-(5)=(3).
- (4) Injetada líquida (kWh): excesso de energia autoproduzida que é injetada na rede quando a produção é maior que o consumo.
- (5) Autoconsumo (kWh): energia consumida diretamente do sistema FV. Nota: (5)+(4)=(2).

No gráfico a seguir apresentado pode-se observar o efeito horário de um sistema FV com 2 kW numa instalação BT de 10,35 kVA.

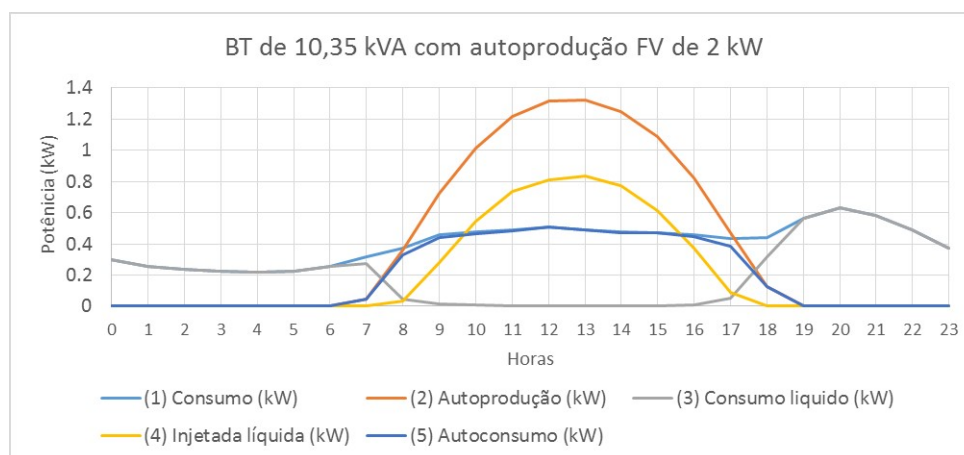


Figura 4.3: Relação horária dos vários parâmetros relativos à energia num sistema de $P_C=10,35$ kVA e $P_{FV}=2$ kW

Neste gráfico, o efeito é detalhado numa base mensal dado que há variações tanto de consumo como de produção FV.

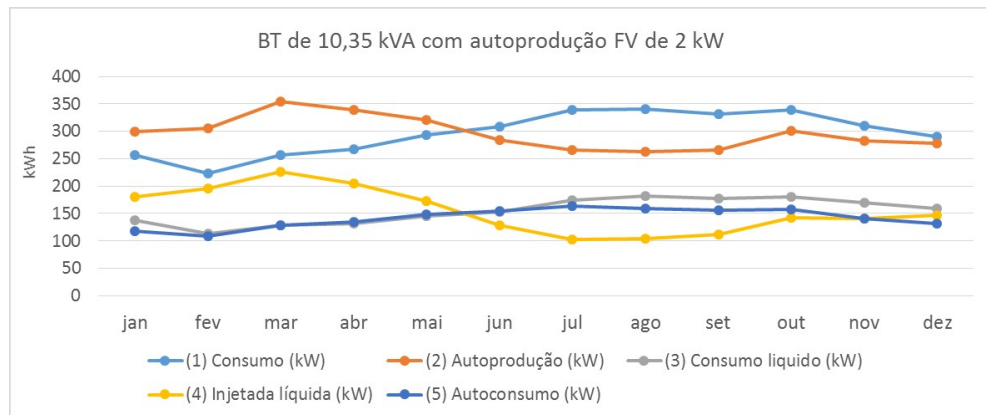


Figura 4.4: Relação mensal dos vários parâmetros relativos à energia num sistema de $P_C=10,35$ kVA e $P_{FV}=2$ kW

Para este caso, a simulação foi feita para um consumo típico de uma instalação BT alimentada com uma potência contratada de 10,35 kVA. O intervalo de dimensões do sistema FV varia entre 0,25 kW e 2 kW (limite correspondente ao máximo de produção que iguala o consumo) com um passo de 0,25 kW que representa a potência típica de um painel. A figura seguinte pode então ser interpretada da seguinte forma:

- (1) O consumo anual deste consumidor é de 3500 kWh e não varia com a potência do sistema.
- (2) A autoprodução aumenta proporcionalmente com a potência instalada no sistema FV. Para 2 kW, esta autoprodução já é a correspondente ao consumo anual.
- (3) O consumo líquido da rede diminui com o aumento da potência instalada no entanto não é uma diminuição linear, essa diminuição é maior com potências mais baixas.
- (4) Para sistemas de maior potência verifica-se uma maior percentagem de energia injetada na rede, por exemplo, para 1 kW apenas cerca de 10% é injetado enquanto para 2 kW essa percentagem é de 50%.
- (5) O autoconsumo aumenta com a potência do sistema mas atinge uma saturação em 40% do consumo dado que a maior parte do consumo doméstico é feito quando já não existe autoprodução FV. No caso de perfis industriais essa percentagem seria maior devido à maior carga diurna.

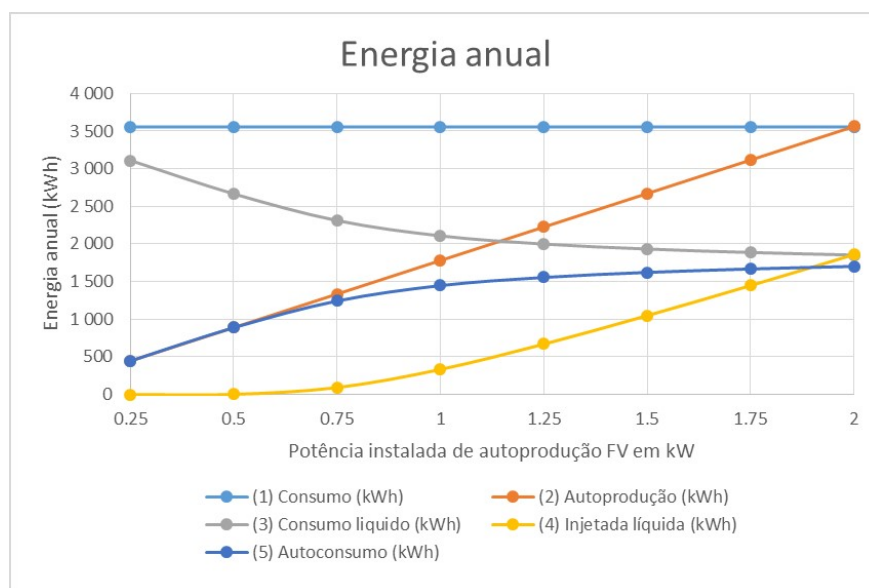


Figura 4.5: Relação dos vários parâmetros relativos à energia num sistema de $P_C=10,35$ kVA para várias potências instaladas de FV

Custos para o consumidor (€)

A avaliação dos custos para o consumidor é feita através da comparação da fatura elétrica resultante do consumo sem qualquer sistema FV, com um sistema FV em regime de autoconsumo e com sistema FV em regime de microgeração. É de salientar que os investimentos no sistema são representados pelo *LCOE*. Os custos para o consumidor podem ser interpretados da seguinte forma:

(6) A fatura do consumo total sem sistema FV resultante das tarifas da tabela 3.3 aplicadas ao consumo total da instalação (1) que neste caso resulta em 1314 €.

(7) A fatura do consumo líquido com sistema FV resulta da aplicação das tarifas da tabela ao consumo líquido (3). É uma diminuição não linear mas com a máxima potência admitida há uma diminuição de 40% da fatura elétrica.

(8) Em regime de autoconsumo a energia injetada é remunerada de acordo com a variante intermédia da tabela 4.3, ou seja, 0,10 €/kWh o que resulta num aumento pouco acentuado num total de cerca de 200€.

(9) Em regime de microgeração a energia injetada com um valor superior ao *LCOE* mas que não atinge a tarifa de consumo, 0,23 €/kWh. Esta remuneração tem um aumento linear com o aumento da potência do sistema estando diretamente relacionada com a autoprodução FV (2) e atinge um máximo de cerca de 800 €.

(10) O custo de produção da eletricidade autoproduzida tendo em conta o valor do *LCOE* do sistema varia de forma linear com o aumento da potência do sistema.

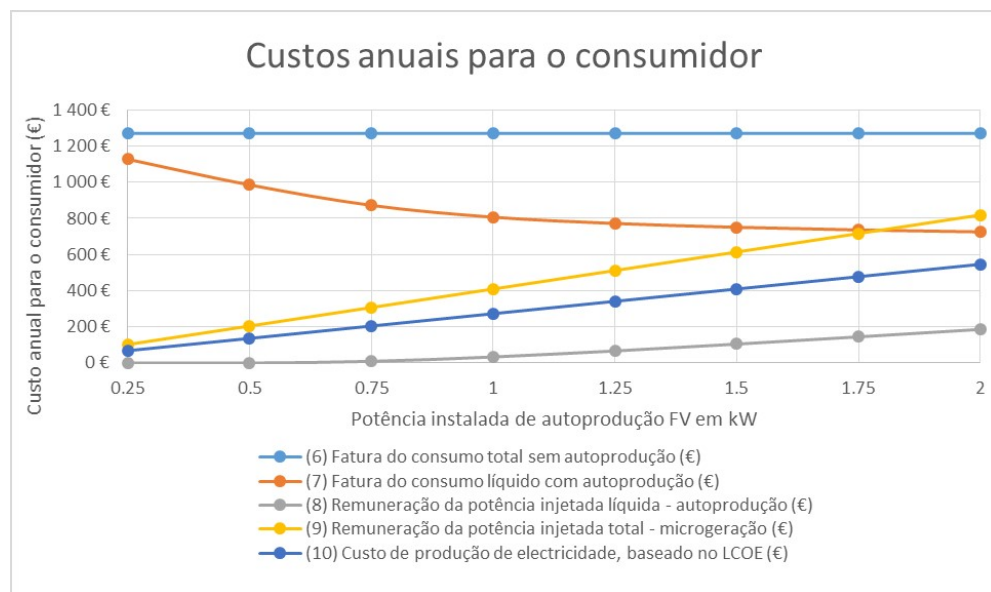


Figura 4.6: Relação dos vários custos para o consumidor num sistema de $P_C=10,35$ kVA para várias potências instaladas de FV

Custos para o sistema (€)

Analisando os custos para o sistema para as duas modalidades de remuneração e comparando com o caso em que não há sistemas de autoconsumo FV instalados salienta-se o seguinte:

(11) Custo da produção de energia para o sistema sem sistema de autoconsumo FV incluindo os custos fixos associado à rede e os custos variáveis associados à produção da energia total consumida com diesel, ou seja, multiplicada por 0,10 €/kWh. Este custo tem um valor de 1432 €.

(12) O custo da energia para o sistema após a instalação de um sistema FV em regime de autoconsumo continua a ter incluídos os custos fixos mencionados anteriormente no entanto os custos variáveis diminuem tendo em conta que o consumo líquido da rede também diminui para o consumidor em questão. Adicionalmente, existe um custo adicional para o sistema resultante da remuneração da energia injetada que tem um preço de 0,10 €/kWh correspondente aos custos evitados com o *Diesel*. Assim este custo começa por ser próximo do valor obtido em (11) no entanto com o aumento da potência do sistema esse valor diminui dado que há poupança de combustível para satisfação do consumo total.

(13) O custo da energia para o sistema com FV em regime de microgeração engloba os custos fixos e variáveis dos custos em (11) dado que o sistema produz energia para o consumo total da instalação (1) no entanto a diferença é na remuneração da energia injetada que aumenta pois é relativa a toda a energia autoproduzida (2) e neste caso é pago com um valor mais elevado que o *LCOE* do sistema, ou seja, em 0,23 €/kWh que é mais elevado que os custos variáveis sem autoconsumo. Assim, o custo da microgeração para o sistema torna-se mais elevado com o aumento da potência instalada FV.

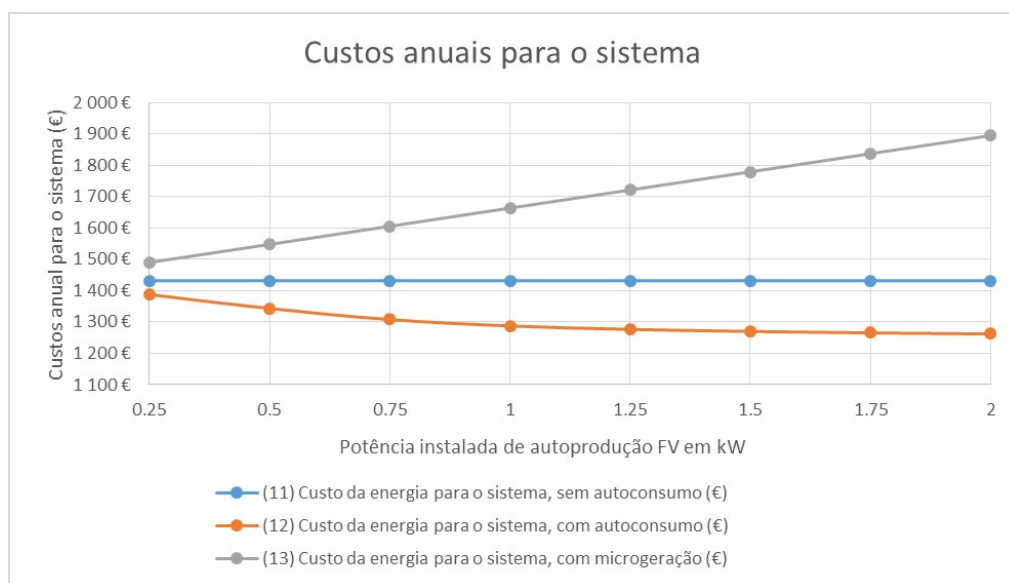


Figura 4.7: Relação dos vários custos para o sistema num sistema de $P_C=10,35$ kVA para várias potências instaladas de FV

Proveitos para o consumidor (€)

Tendo em conta as figuras 4.6 e 4.10 foi calculada a redução de custos para o consumidor e para o sistema:

(14) É a redução do custo para o consumidor com autoconsumo através do cálculo de (6)-(7)+(8)-(10) incluindo o *LCOE*. Valores positivos representam uma redução dos custos e valores negativos um aumento. Neste caso verifica-se uma redução para qualquer que seja a potência instalada de FV com um valor ótimo para uma potência de 1 kW obtendo-se uma redução de 200 €/ano e concluindo-se que nesta perspetiva não é rentável a injeção do excesso na rede pois é paga a um valor inferior ao *LCOE*.

(15) É a redução do custo para o consumidor com microgeração em que os valores positivos e negativos têm a mesma interpretação que em (14). É calculada com a diferença (9)-(10) e como neste caso a tarifa associada ao excedente é mais elevada que o *LCOE* resulta numa redução de custos proporcional ao aumento da capacidade.

(16) É a redução dos custos para o sistema com autoconsumo e é calculada com (11)-(12). Tal como acontece com a redução dos custos para o consumidor, há uma redução crescente dos custos no entanto o valor ótimo acontece quando não há injeção do excedente.

(17) É a redução dos custos para o sistema com microgeração e é calculada com (11)-(13). Os valores são negativos o que significa que há um aumento de custos dado que a tarifa paga pela energia injetada é maior que a tarifa recebida pela energia consumida da rede.

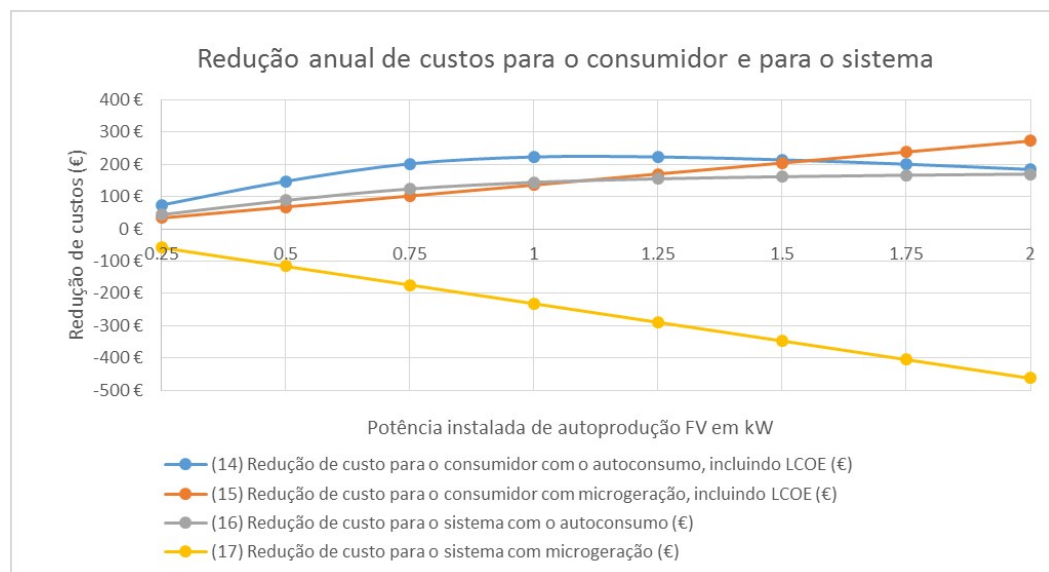


Figura 4.8: Redução dos custos para o sistema e para o consumidor num sistema de $P_C=10,35$ kVA e para várias potências instaladas de FV

Tarifas equivalentes de consumo (€/kWh)

Para uma melhor análise comparativa foram calculadas tarifas equivalentes calculadas com a relação entre os custos da energia e a energia consumida ou injetada e representam os custos da eletricidade para as potências instaladas. As tarifas equivalentes na perspectiva do consumidor:

(18) A tarifa equivalente para o consumidor sem sistema de autoconsumo é calculada através de $(6)/(1)$ e resulta em $0,37$ €/kWh. O resultado é semelhante ao custo variável da tarifa de consumo dado que o custo fixo é muito pequeno em relação ao variável.

(19) A tarifa equivalente para o consumidor com autoconsumo é calculada com $((7)-(8)+(10))/(1)$. Para este caso existe uma tarifa equivalente ótima em 1 kW de potência FV instalada reduzindo assim o custo da eletricidade para $0,32$ €/kWh.

(20) A tarifa equivalente para o consumidor com microgeração é dada por $((6)-(9)+(10))/(1)$. Como a tarifa aplicada à energia injetada é maior que o $LCOE$, a tarifa equivalente é reduzida com o aumento da potência do sistema.

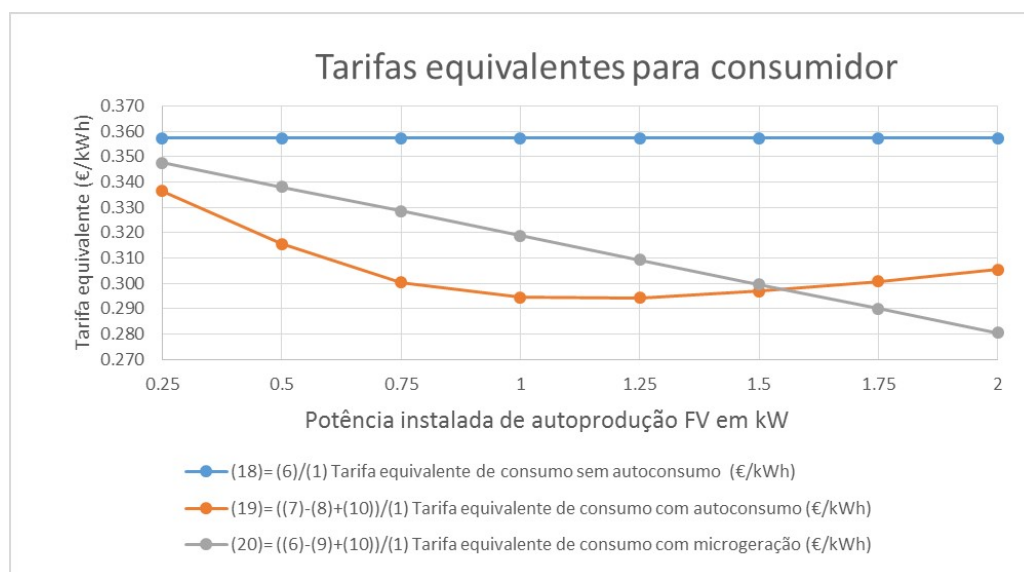


Figura 4.9: Tarifas equivalentes para o consumidor num sistema de $P_C=10,35$ kVA e para várias potências instaladas de FV

Tarifas equivalentes do sistema (€/kWh)

Na perspectiva do sistema, as tarifas equivalentes são calculadas com a relação entre os custos da energia deste consumidor para o sistema e a energia anual consumida pelo mesmo:

(21) É a tarifa equivalente para o sistema sem FV e é dada por (11)/(1). É um valor constante e neste caso é maior que (18) que se deve provavelmente porque o custo fixo para o sistema na tabela 3.4 foi estimado com um valor mais elevado que o real dado que foi fixado de modo a que os custos do sistema fossem da mesma ordem de grandeza que a tarifa regulada para os consumidores.

(22) É a tarifa equivalente para o sistema com autoconsumo e calcula-se através de (12)/(1). A tarifa é menor que (21) devido aos custos evitados com diesel e a energia injetada é paga a um preço igual ao custo variável para a produção, 0,10 €/kWh. Esta tarifa diminui até 0,362 €/kWh para uma potência de 1 kW e depois mantém-se constante.

(23) É a tarifa equivalente para o sistema com microgeração e é dada por (13)/(1). Neste caso o custo equivalente para o sistema aumenta dado que este paga mais pela energia injetada do que recebe pela energia consumida.

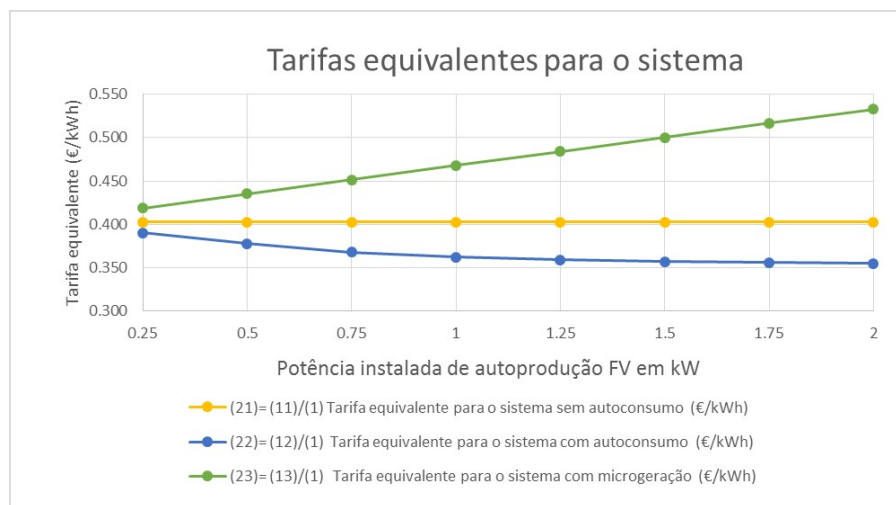


Figura 4.10: Tarifas equivalentes para o sistema num sistema de $P_C=10,35$ kVA e para várias potências instaladas de FV

4.3 Considerações finais acerca do capítulo

Neste capítulo foi apresentada a metodologia proposta para a remuneração de autoconsumo FV em Cabo Verde através das várias simulações e perspectivas abordadas. Deve-se ter em conta que no âmbito desta dissertação foram realizadas 21 simulações semelhantes à explicada e foi realizado um estudo acerca do *LCOE* dado este ser um parâmetro fundamental para o estudo da viabilidade e compreensão do autoconsumo FV inserido na produção dispersa. Sendo assim foram incluídos todos os dados que afetam a instalação ao longo do seu período de vida útil assim como os custos de instalação em Cabo Verde.

Seguidamente, tendo por base o *LCOE* obtido para as várias potências de instaladas de FV, foi construído um modelo de comparação para a remuneração de FV em Cabo Verde incluindo o regime de autoprodução e o regime de microgeração assim como as tarifas de consumo e custos para o sistema do fornecimento de eletricidade para os vários níveis de tensão. Com este modelo são obtidos dados relativos à energia do sistema, remuneração tendo em conta a energia injetada, os custos para o sistema, a redução de custos para o sistema e para o consumidor e as tarifas equivalentes de autoconsumo para ambos.

Após a construção do modelo comparativo, foram realizadas várias simulações para várias as potências contratadas e níveis de tensão, representadas na figura, em que em cada simulação são testados vários valores de potências instaladas de FV admitindo o limite máximo em que a produção anual do sistema iguala o consumo anual da instalação.

Na fase final foram realizadas três variantes do estudo para cada potência:

C: Favorecimento do consumidor

S: Favorecimento do sistema

I: Favorecimento equilibrado – Intermédio

Estas três variantes diferem apenas nos preços a que é paga a energia injetada na rede elétrica e por isso esta diferenciação é imprescindível para uma melhor adequação do modelo ao caso de estudo.

Capítulo 5

Simulação, Aplicação e Resultados

Tal como já foi mencionado, seguidamente serão apresentados os resultados obtidos através dos modelos de regimes remuneratórios à energia FV em Cabo Verde assim como uma análise crítica em relação aos mesmos. É feita uma comparação entre os dois regimes estudados e entre as variantes do estudo, isto é, com o favorecimento principal para o sistema (S), com o favorecimento para o consumidor (C) e uma situação em que nenhum tem prejuízo ou ganho nulo (I). Esta análise consiste portanto num estudo da viabilidade económica do projeto de autoconsumo FV para as diferentes situações em estudo.

Assim sendo, este capítulo está dividido tendo em conta o nível de tensão, ou seja, as comparações são feitas por nível de tensão, dado que a legislação aplicável não pode variar dentro do nível de tensão, e numa fase posterior é feita uma análise geral. Em cada subcapítulo é feita uma análise da energia para cada potência contratada e seguidamente uma análise comparativa das 3 perspetivas estudadas para assim compreender os efeitos de cada uma e a mais adequada a cada situação.

5.1 Simulações para Baixa Tensão

Para a Baixa Tensão foram realizados testes para 3 potências contratadas distintas, 3,45 kVA, 6,9 kVA e 10,35 kVA representando os três tipos de consumidores mais comuns. O perfil de cada tipo de consumo foi simulado numa base horária ao longo de um ano, tendo sido apresentado na secção 3.1.

5.1.1 Energia

Para $P_C=3,45$ kVA, verificou-se que a máxima potência permitida para que a produção anual corresponda no máximo ao consumo anual da instalação seria de 0,75 kW e que corresponde a 3 painéis de 250 W.

No gráfico seguinte é possível analisar o comportamento dos vários parâmetros energéticos para as várias potências do sistema FV.

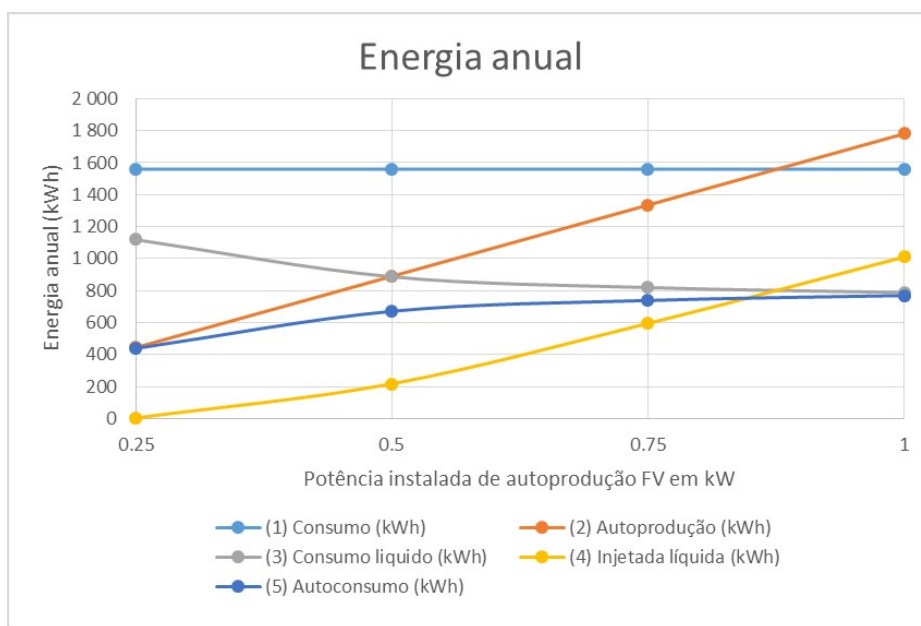


Figura 5.1: Parâmetros de energia anual para uma $P_C=3,45$ kVA

Analisando o gráfico podemos retirar algumas conclusões:

- O consumo anual (1) é independente da potência do sistema como seria de esperar;
- A autoprodução (2) aumenta de forma proporcional ao aumento da potência instalada;
- O consumo líquido (3) diminui na mesma proporção que o autoconsumo (5) aumenta o que é expectável dado que quanto maior a energia autoconsumida menor é a necessidade de consumir energia da rede;
- A energia injetada líquida (4) aumenta proporcionalmente à energia autoproduzida (2) no entanto verifica-se que, até 0,5 kW, esta energia injetada é menor.

Seguidamente é feita uma comparação percentual dos parâmetros em relação ao consumo (1):

Tabela 5.1: Comparação percentual dos valores da energia para $P_C=3,45$ kVA em relação ao consumo anual da instalação, para as capacidades instaladas FV 0,25 kW, 0,5 kW e 0,75 kW

	Capacidade FV instalada (kW)		
	0,25	0,5	0,75
Consumo (kWh)	1559		
Autoprodução	28,6%	57,1%	85,7%
Consumo líquido	71,8%	56,9%	52,6%
Injetada líquida	0,3%	43,1%	47,4%
Autoconsumo	28,2%	43,1%	47,4%

Para $P_C=6,9$ kVA, a máxima potência admitida é de 1,25 kW, ou seja, 5 painéis. Analisando os parâmetros em termos de energia anual, obtém-se o gráfico da figura seguinte.

Dada a semelhança à figura 5.1 e como as conclusões são retiradas da mesma forma que no caso anterior são apresentados os valores percentuais são em relação ao consumo anual da instalação para uma comparação mais eficaz.

Tabela 5.2: Comparação percentual dos valores da energia para $P_C=6,9$ kVA em relação ao consumo anual da instalação, para as capacidades instaladas FV 0,25 kW, 0,5 kW, 0,75 kW, 1 kW e 1,25 kW

	Capacidade FV instalada (kW)				
	0,25	0,5	0,75	1	1,25
Consumo (kWh)	2505				
Autoprodução	17,8%	35,5%	53,3%	71,1%	88,8%
Consumo líquido	82,2%	66,3%	58,3%	54,9%	52,9%
Injetada líquida	0%	1,9%	11,6%	25,9%	41,8%
Autoconsumo	17,8%	33,7%	41,7%	45,1%	47,1%

Por fim, para 10,35 kVA a máxima potência FV a instalar é de 1,75 kW, o equivalente a 7 painéis FV. Verifica-se que, com o aumento da potência contratada, existe um padrão de aumento da potência FV permitida. Tal como anteriormente, são apresentados os valores de comparação com o consumo anual.

Tabela 5.3: Comparação percentual dos valores da energia para $P_C=10,35$ kVA em relação ao consumo anual da instalação, para as capacidades instaladas FV 0,25 kW, 0,5 kW, 0,75 kW, 1 kW, 1,25 kW, 1,5 kW e 1,75 kW

	Capacidade FV instalada (kW)						
	0,25	0,5	0,75	1	1,25	1,5	1,75
Consumo (kWh)	3556						
Autoprodução	12,5%	25%	37,6%	50,1%	62,6%	75,1%	87,6%
Consumo líquido	87,5%	75%	65%	59,3%	56,2%	54,4%	53,1%
Injetada líquida	0%	0%	2,6%	9,4%	18,8%	29,5%	40,7%
Autoconsumo	12,5%	25%	35%	40,7%	43,8%	45,6%	46,9%

Ao analisar os dados referentes à energia nas potências de Baixa Tensão, pode concluir-se que em nenhum dos casos analisados o autoconsumo alcança os 50% relativo ao consumo total da instalação e isso deve-se ao facto de as horas em que há mais produção FV não corresponderem totalmente às horas de maior consumo assim como a produção nula na maioria das horas do dia.

Como é expectável, a soma do consumo líquido e do autoconsumo resulta no consumo total anual e por isso têm comportamentos contrários com o aumento da potência instalada de FV. É de salientar também que a energia injetada líquida nunca atinge o 50% do consumo uma vez que é sempre dada prioridade ao autoconsumo instantâneo.

Seguidamente, a análise terá que ter em conta as variantes do estudo dado que as tarifas aplicadas são tidas em conta para todo o processo que se segue. Para cada variante é apresentado um gráfico que resume as conclusões para as várias simulações de cada nível de tensão, dado que todos têm o mesmo comportamento.

5.1.2 Custos anuais para o Consumidor

Nas próximas secções serão estudados cenários em que as variantes de estudo são imprescindíveis para compreensão e análise de cada caso. Essas variantes, como anteriormente referido, diferem apenas no valor ao qual é remunerada a energia injetada na rede. Assim, para BT utilizaram-se os seguintes valores para realização das simulações:

- Variante favorável ao sistema (S):
Em regime de autoconsumo: 0 €/kwh;
Em regime de microgeração: 0,18 €/kwh.
- Variante favorável ao consumidor (C):
Em regime de autoconsumo: 0,32 €/kwh;
Em regime de microgeração: 0,28 €.
- Variante intermédia (I):
Em regime de autoconsumo: 0,10 €/kwh;
Em regime de microprodução: 0,23 €/kwh.

5.1.2.1 Variante favorável ao sistema (S)

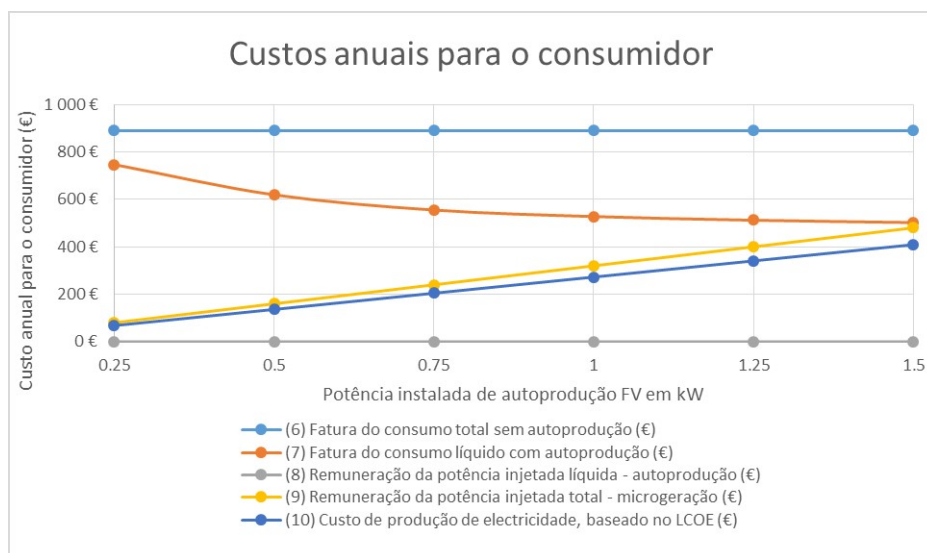


Figura 5.2: Custos anuais para o consumidor para a variante S e $P_C=6,9$ kVA

O gráfico acima corresponde a uma potência contratada de 6,9 kVA e apesar de diferenças relacionadas com a potência contratada, o comportamento das curvas é semelhante para 3,45 kVA e 10,35 kVA.

Relativamente à remuneração, conclui-se que a resultante da microgeração (9) acompanha o custo de produção da eletricidade baseado no *LCOE* (10) uma vez que a tarifa remuneratória

associada é aproximada ao *LCOE* e que a remuneração da energia autoproduzida é naturalmente 0 €. A fatura elétrica do consumo líquido após instalação de FV vai diminuindo de forma gradual no entanto verifica-se uma diminuição menor para potências mais alta resultante da saturação do autoconsumo visível na figura 5.1, a fatura sem autoprodução é independente da potência e por isso é constante.

5.1.2.2 Variante favorável ao consumidor (C)

De um ponto de vista favorável ao consumidor e em relação à remuneração verifica-se que em regime de autoconsumo e para potências menores, o custo de produção da eletricidade (10) cresce mais rapidamente que a remuneração (8) no entanto este comportamento inverte-se até que, neste caso e para a potência máxima, estes parâmetros igualam-se o que significa que o que se recebe pela energia é mais do que o que se gasta para a produzir.

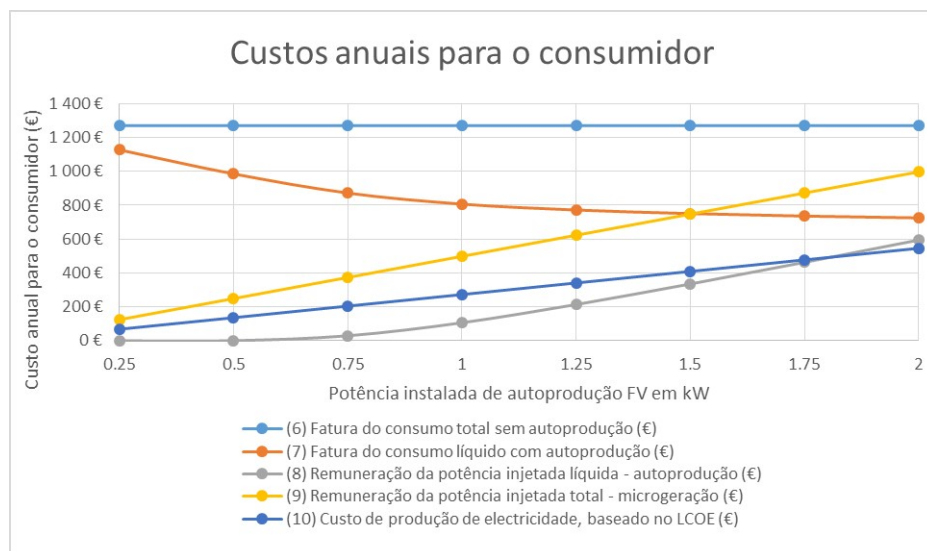


Figura 5.3: Custos anuais para o consumidor para a variante C e $P_C=10,35$ kVA

5.1.2.3 Variante intermédia (I)

Em relação a uma perspetiva intermédia, verifica-se uma remuneração menor para ambos os regimes estudados assim como uma maior diferença entre o custo de produção (10) e a remuneração da microgeração (9). Pode observar-se também que, no caso do regime em autoconsumo, há uma redução significativa da fatura elétrica assim como no caso da microgeração, há uma remuneração relevante. O custo de produção baseado no *LCOE* não é influenciado pelas tarifas, apenas pela potência contratada da instalação.

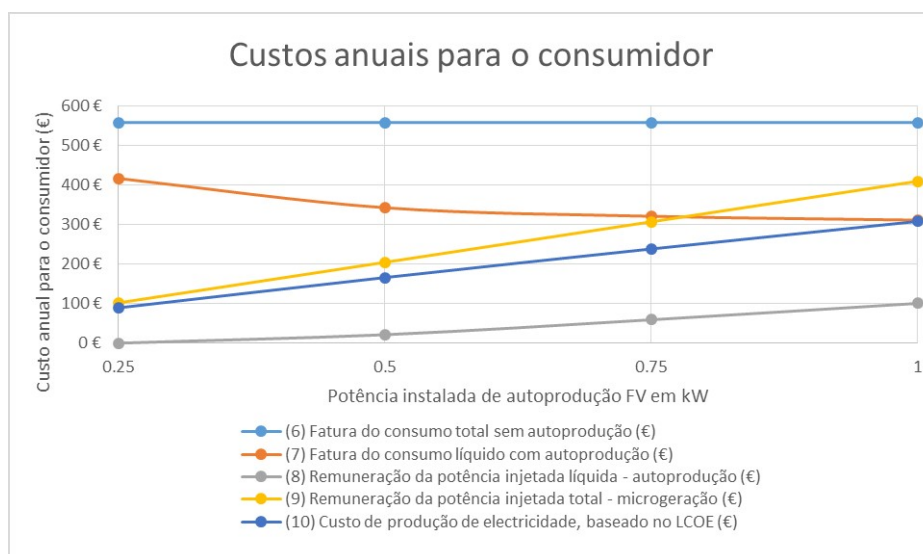


Figura 5.4: Custos anuais para o consumidor para a variante I e $P_C=3,45$ kVA

5.1.3 Custos anuais para o Sistema

5.1.3.1 Variante favorável ao sistema (S)

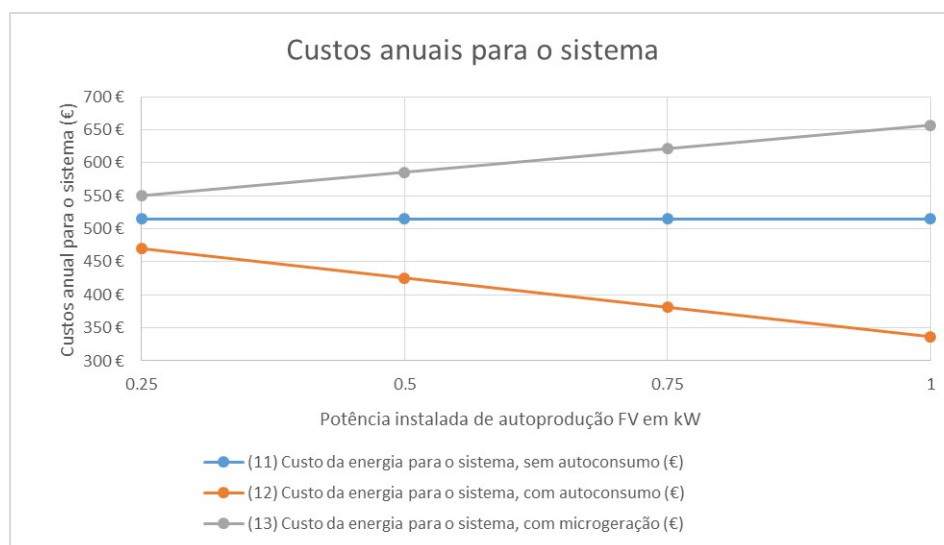


Figura 5.5: Custos anuais para o sistema para a variante S e $P_C=3,45$ kVA

Após a análise do gráfico verifica-se que a microgeração resulta sempre em aumento dos custos para o sistema dado que o sistema tem os mesmos gastos a produzir energia para aquele consumidor e ainda tem que pagar a eletricidade FV que é injetada. Com a autoprodução isso não acontece dado que a energia injetada na rede não é remunerada, ou seja, o sistema tem custos variáveis menores porque as necessidades de consumo diminuiram e para além disso ainda recebe eletricidade a custo nulo.

5.1.3.2 Variante favorável ao consumidor (C)

Na perspetiva do consumidor verifica-se que até 0,75 kW de potência instalada, o regime de autoprodução compensa uma vez que houve uma redução de custos para o sistema no entanto para potências superiores e para microgeração, os custos são sempre mais elevados do que sem qualquer sistema FV. Isto deve-se ao facto de a energia autoproduzida ser maior que o consumo líquido o que leva a mais energia injetada e por isso a custos adicionais para o sistema. Para este caso analisado verifica-se que existe um ótimo para a redução de custo para o sistema, em regime de autoconsumo, que se verifica para uma potência FV instalada de 0,5 kW.

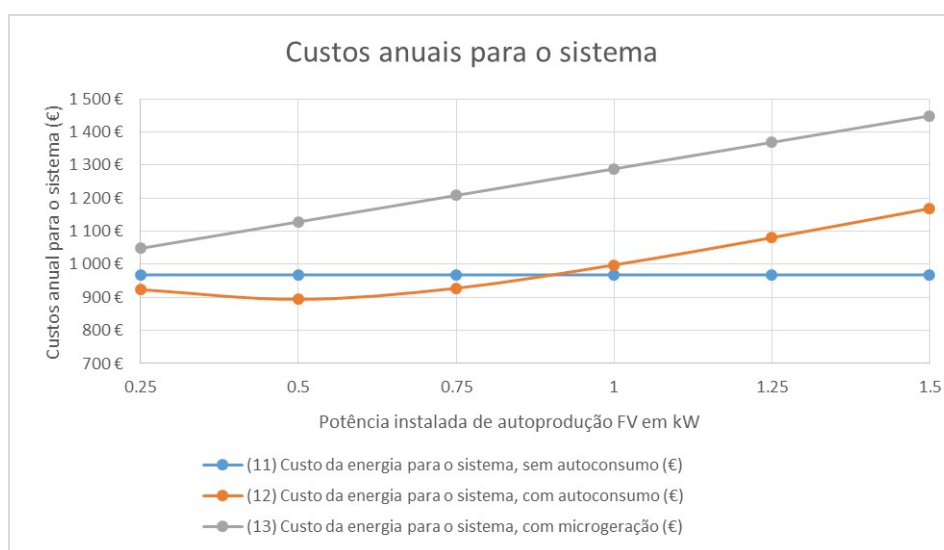


Figura 5.6: Custos anuais para o sistema para a variante C e $P_C=6,9$ kVA

5.1.3.3 Variante intermédia (I)

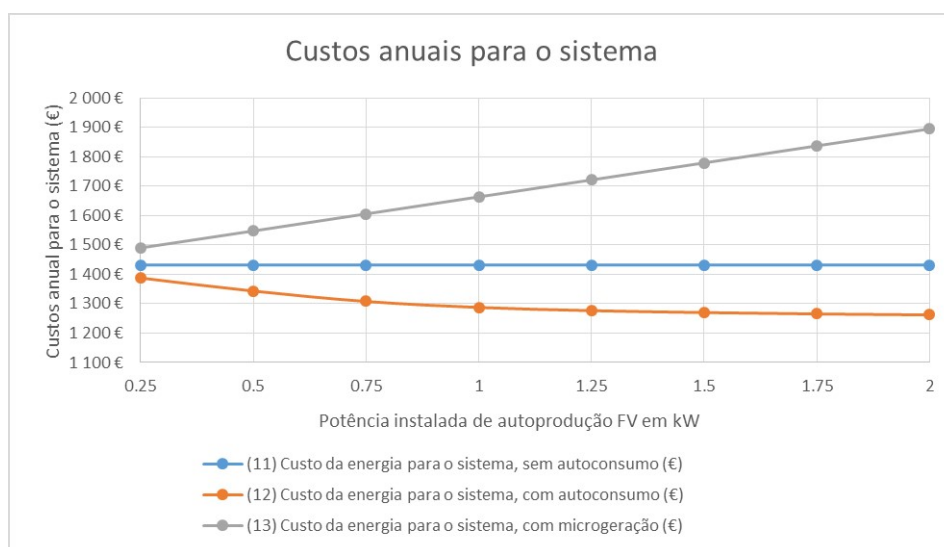


Figura 5.7: Custos anuais para o sistema para a variante I e $P_C=10,35$ kVA

A figura anterior permite concluir que o autoconsumo tem sempre um custo inferior para o sistema relativamente à situação de origem uma vez que há redução da utilização de *Diesel* para satisfação do consumo total. Ao contrário do que se verificou anteriormente, não existe um ótimo para a redução de custo, em regime de autoconsumo, no entanto há uma tendência de saturação a partir de 0,5 kW de potência FV instalada.

5.1.4 Considerações finais acerca dos custos

Através da análise dos custos anuais para o consumidor conclui-se que a diferença entre a fatura do consumo líquido e a remuneração da energia excedente injetada representa o valor monetário que não se recebe pelo consumo de energia e com o aumento do autoconsumo a poupança é maior. A análise dos custos anuais para o sistema permite concluir que a relação entre os custos com autoconsumo/microgeração e os custos antes de qualquer sistema instalado representam a poupança ou gasto adicional para o sistema.

Seguidamente são apresentados os resultados de poupança para o consumidor e para o sistema para as três potências contratadas estudadas.

Tabela 5.4: Poupança anual para o consumidor em relação à fatura elétrica sem autoconsumo, para $P_C=3,45$ kVA e para diferentes valores de capacidade instalada FV

		Capacidade FV instalada (kW)		
		0,25	0,5	0,75
S	Autoconsumo	25%	39%	42%
	Microgeração	14%	29%	43%
C	Autoconsumo	26%	51%	77%
	Microgeração	22%	45%	67%
I	Autoconsumo	25%	42%	53%
	Microgeração	18%	37%	55%

A tabela acima representada assinala a poupança para o consumidor, em todas as variantes e para todas as potências instaladas de FV. Conclui-se que a redução máxima para o consumidor se consegue na variante do consumidor (C) com valores na ordem dos 70% para a potência máxima. Na variante intermédia (I) há uma redução de 50% e para a variante do sistema de 40%.

Tabela 5.5: Poupança anual para o sistema em relação aos custos sem autoconsumo, para $P_C=3,45$ kVA e para diferentes valores de capacidade instalada FV

		Capacidade FV instalada (kW)		
		0,25	0,5	0,75
S	Autoconsumo	9%	17%	26%
	Microgeração	-7%	-14%	-21%
C	Autoconsumo	8%	4%	-11%
	Microgeração	-16%	-31%	-47%
I	Autoconsumo	9%	13%	14%
	Microgeração	-11%	-22%	-34%

A tabela 5.5 demonstra o aumento de custos que a microgeração apresenta para o sistema, em todas as potências FV instaladas e variantes analisadas. Tendo em conta a tabela 5.4 verifica-se também que o autoconsumo leva a uma redução de custos menor para o sistema comparativamente à redução para o consumidor.

Tabela 5.6: Poupança anual para o consumidor em relação à fatura elétrica sem autoconsumo, para $P_C=6,9$ kVA e para diferentes valores de capacidade instalada FV

		Capacidade FV instalada (kW)				
		0,25	0,5	0,75	1	1,25
S	Autoconsumo	16%	30%	38%	41%	42%
	Microgeração	9%	18%	27%	36%	45%
C	Autoconsumo	16%	32%	48%	64%	80%
	Microgeração	14%	28%	42%	26%	70%
I	Autoconsumo	16%	31%	41%	48%	54%
	Microgeração	12%	23%	35%	46%	58%

Na tabela acima representada verifica-se que os valores de poupança anual para a potência máxima FV instalada apenas ultrapassam os valores da tabela 5.4 na variante intermédia (I), ou seja, o facto de ter uma potência contratada superior e, consequentemente, uma potência FV instalada também superior, não significa que se obtenha uma redução de custos maior.

Tabela 5.7: Poupança anual para o sistema em relação aos custos sem autoconsumo, para $P_C=6,9$ kVA e para diferentes valores de capacidade instalada FV

		Capacidade FV instalada (kW)				
		0,25	0,5	0,75	1	1,25
S	Autoconsumo	5%	9%	14%	18%	23%
	Microgeração	-4%	-7%	-11%	-15%	-18%
C	Autoconsumo	5%	8%	4%	-3%	-12%
	Microgeração	-8%	-17%	-25%	-33%	-41%
I	Autoconsumo	5%	9%	11%	12%	12%
	Microgeração	-6%	-12%	-18%	-24%	-30%

Para o consumidor, a poupança continua a ser visível para uma potência contratada superior. Para o sistema verifica-se que, para além do aumento de custos que a microgeração acarreta, o autoconsumo na variante do consumidor (C) também aumenta os custos relativamente a uma situação sem qualquer sistema, para potências de 1 kW e 1,25 kW.

Tabela 5.8: Poupança anual para o consumidor em relação à fatura elétrica sem autoconsumo, para $P_C=10,35$ kVA e para diferentes valores de capacidade instalada FV

		Capacidade FV instalada (kW)						
		0,25	0,5	0,75	1	1,25	1,5	1,75
S	Autoconsumo	11%	22%	31%	36%	39%	41%	42%
	Microgeração	6%	13%	19%	25%	32%	38%	44%
C	Autoconsumo	11%	22%	34%	45%	56%	67%	79%
	Microgeração	10%	20%	29%	39%	49%	59%	69%
I	Autoconsumo	11%	22%	32%	39%	44%	49%	53%
	Microgeração	8%	16%	24%	32%	40%	48%	56%

Na tabela acima representada verifica-se que a redução de custos para o consumidor não sofre grandes alterações comparativamente às tabelas 5.4 e 5.6, exceto na variante favorável ao consumidor (C), em que há uma redução menor, de cerca de 25% e 14% no regime de autoconsumo e microgeração, respetivamente.

Conclui-se também que, para potências FV menores, o autoconsumo apresenta uma redução maior e para as máximas potências, a situação inverte-se sendo a microgeração mais favorável.

Tabela 5.9: Poupança anual para o sistema em relação aos custos sem autoconsumo, para $P_C=10,35$ kVA e para diferentes valores de capacidade instalada FV

		Capacidade FV instalada (kW)						
		0,25	0,5	0,75	1	1,25	1,5	1,75
S	Autoconsumo	3%	6%	9%	12%	16%	19%	22%
	Microgeração	-2%	-5%	-7%	-10%	-12%	-15%	-17%
C	Autoconsumo	3%	6%	7%	5%	1%	-5%	-11%
	Microgeração	-6%	-11%	-17%	-22%	-28%	-34%	-39%
I	Autoconsumo	3%	6%	9%	10%	11%	11%	11%
	Microgeração	-4%	-8%	-12%	-16%	-20%	-24%	-28%

Analisando a tabela 5.9 verifica-se que a microgeração não é favorável para nenhuma potência FV instalada uma vez que representa sempre um aumento de custos chegando a atingir um aumento de 40% e no mínimo de 17%.

No que respeita ao autoconsumo, para a variante favorável ao consumidor (C), este acarreta um aumento de custos para potências FV superiores sendo favorável nas outras duas variantes. Para potências menores, o autoconsumo representa um regime favorável ao sistema pois origina redução de custo.

5.1.5 Redução anual de custos para o consumidor e para o sistema

5.1.5.1 Variante favorável ao sistema (S)

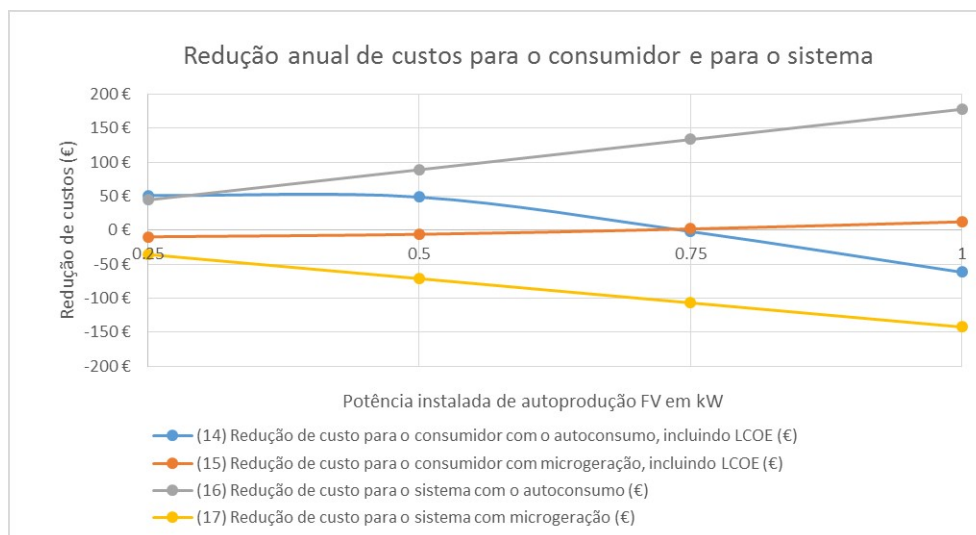


Figura 5.8: Redução de custos para a variante S e $P_C=3,45$ kVA

A figura anterior sugere que, na situação de favorecimento do sistema, a redução de custo para o sistema com o autoconsumo é crescente no entanto com a microgeração esta redução é negativa o que significa que os custos são maiores, apoiando assim a informação obtida na análise aos custos anuais.

Para o consumidor, o autoconsumo tem sempre uma redução de custo dado que no gráfico, apenas há aumento de custo para $P > 0,75$ kW que é a potência máxima que se pode instalar com uma potência de 3,45 kVA no entanto verifica-se que para uma potência FV de 0,5 kW a redução de custo é maior o que sugere que esta seja a potência ótima de autoconsumo a nível de rentabilização para o prosumer. Para 6,9 kVA essa potência ótima da redução de custos surge em 0,75 kW e por fim para 10,35 kVA, 1 kW no entanto seguidamente esta situação será analisada com maior pormenor.

5.1.5.2 Variante favorável ao consumidor (C)

Através do gráfico da figura anterior conclui-se que, do ponto de vista do favorecimento do consumidor, a redução de custos em ambos os regimes de autoconsumo, é sempre crescente para o consumidor. Para o sistema, a situação não é tão favorável pois apenas o autoconsumo leva a uma redução de custos até uma potência de 0,75 kW, após esse valor há um aumento dos mesmos e para a microgeração, tal como já foi referido na outra variante, o aumento dos custos é crescente.

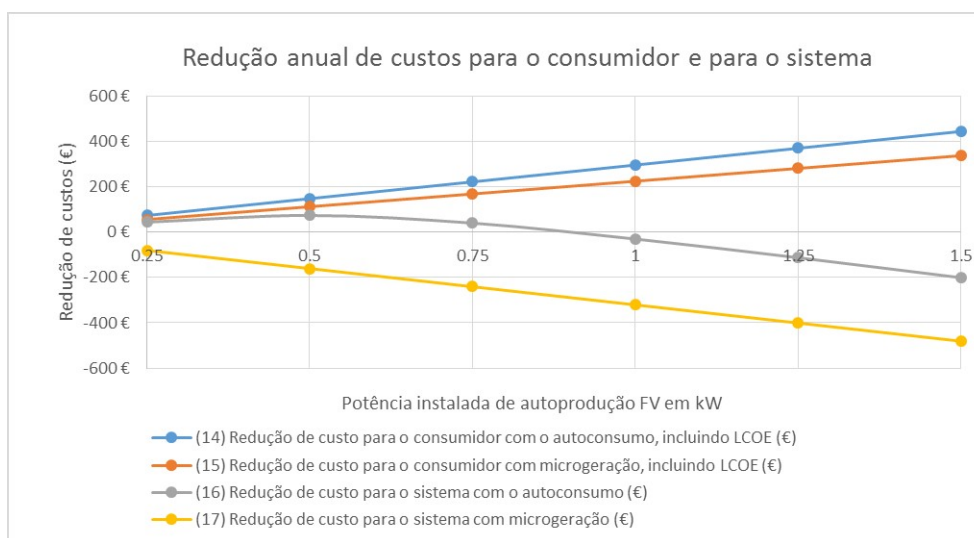


Figura 5.9: Redução de custos para a variante C e $P_C=6,9$ kVA

5.1.5.3 Variante intermédia (C)

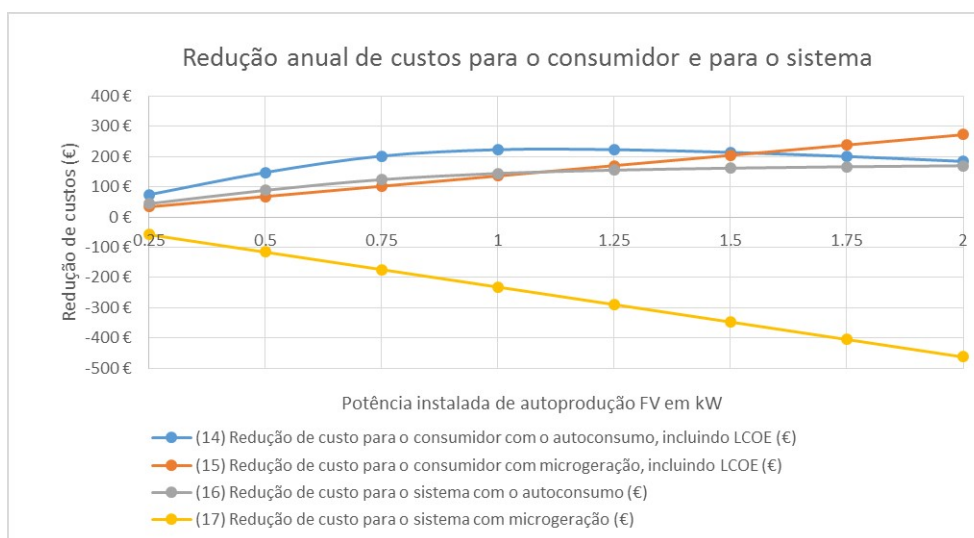


Figura 5.10: Redução de custos para a variante I e $P_C=10,35$ kVA

Tal como o próprio nome indica, esta é a variante mais equilibrada para ambas as partes em termos de redução de custos uma vez que apenas a microgeração não apresenta qualquer redução de custo para o sistema no entanto o autoconsumo é rentável apresentando uma diminuição de custo relativamente ao custo inicial. Para o consumidor, ambas as abordagens apresentam uma redução de custo crescente com o aumento da potência FV instalada.

5.1.6 Considerações finais acerca da redução de custos

Os gráficos que serão apresentados seguidamente representam a percentagem de redução de custos relativamente à fatura antes do sistema de autoconsumo no caso do consumidor e ao custo de produção da eletricidade na mesma situação no caso do sistema.

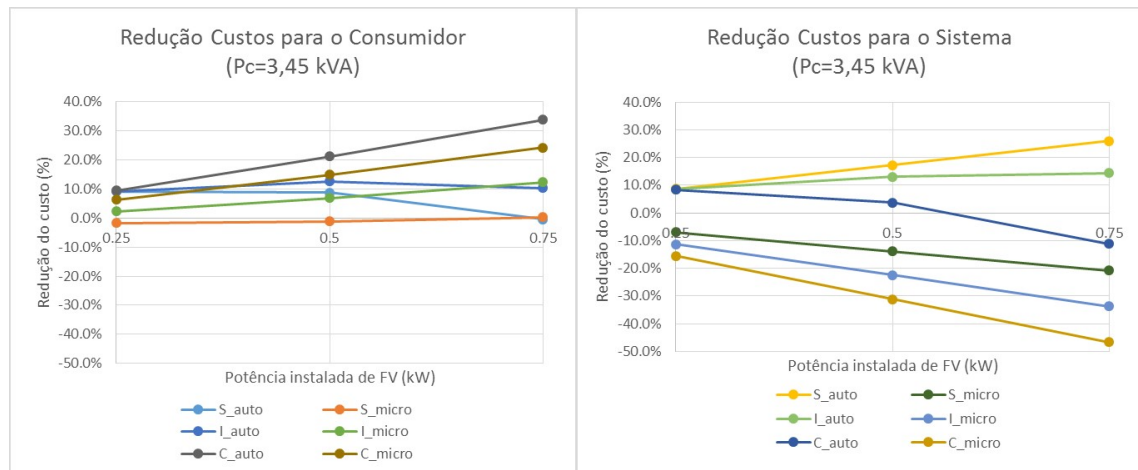


Figura 5.11: Redução percentual de custos para $P_c=3,45$ kVA

Analisando a figura anterior para $P_c=3,45$ kVA, dado que ambas as figuras têm a mesma escala percentual, as diferenças são facilmente identificadas. Assim, verifica-se que, para o consumidor, apenas a microgeração na variante do consumidor (C) não é rentável exceto para $P=0,75$ kW que tem uma redução de 0,3% e a autoprodução tem uma redução menor para $P>0,5$ kW. O caso com maior redução de custos é na variante do consumidor (C), com o autoconsumo com uma redução de 34% seguido da microgeração com 24%.

No caso do sistema, a situação é menos favorável dado que apenas o autoconsumo é favorável nas três variantes exceto na variante do consumidor (C) para $P=0,75$ kW onde se verifica um aumento dos custos. A microgeração representa sempre um aumento de custos para o sistema sendo mais favorável na variante do consumidor(C).

Para $P_c=6,9$ kVA, o consumidor não tem aumento de custos em nenhuma situação sendo a variante do sistema (S) menos favorável com regime de microgeração e na variante do consumidor (C) mais favorável com regime de autoconsumo. Na variante do sistema a redução de custos para o autoconsumo é menor para $P>0,75$ kW.

Do ponto de vista do sistema, a microgeração representa mais uma vez um aumento de custos em todas as variantes no entanto o autoconsumo só leva a um aumento de custos no caso da variante do consumidor para $P>1$ kW.

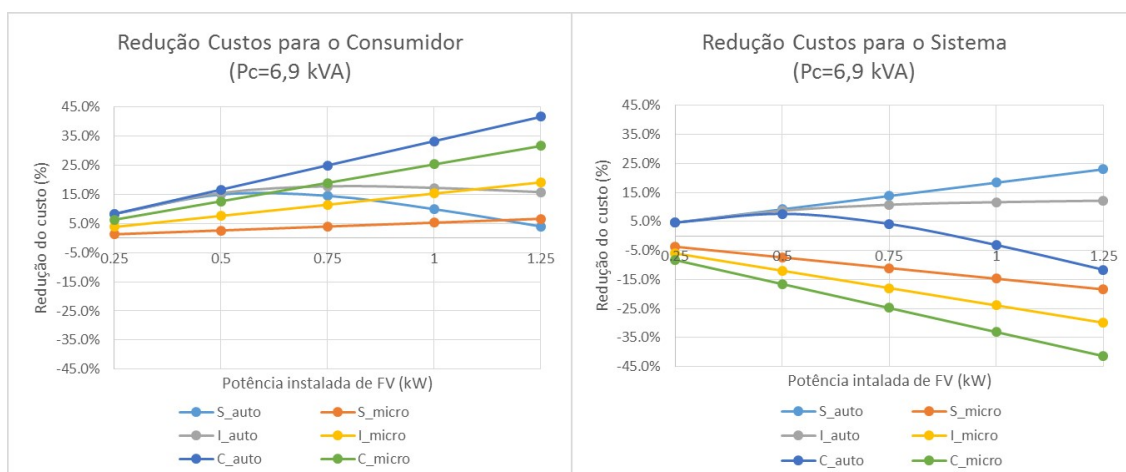


Figura 5.12: Redução percentual de custos para $P_C=6,9$ kVA

Para $P_C=10,35$ kVA verifica-se que a redução percentual de custos é mais elevada que para as outras potências assim como nos casos em que há aumento de custos, não são tão elevados.

Para o consumidor verifica-se o mesmo comportamento, sem qualquer caso em que os custos aumentam, sendo que a variante do consumidor (C) a mais favorável, como é expectável. Para o sistema, o comportamento das curvas também é semelhante no entanto o autoconsumo na variante do consumidor (C) apenas tem um aumento de custos para $P>1,25$ kW e a microgeração na variante do sistema (S) é a mais favorável apesar do aumento de custos atinja, no máximo, 17%.

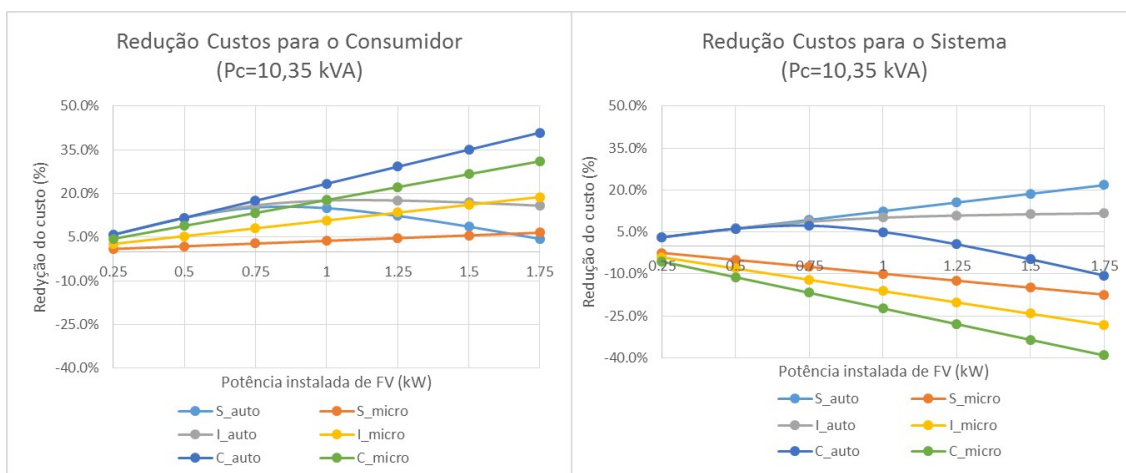


Figura 5.13: Redução percentual de custos para $P_C=10,35$ kVA

5.1.7 Tarifas equivalentes para o sistema e para o consumidor

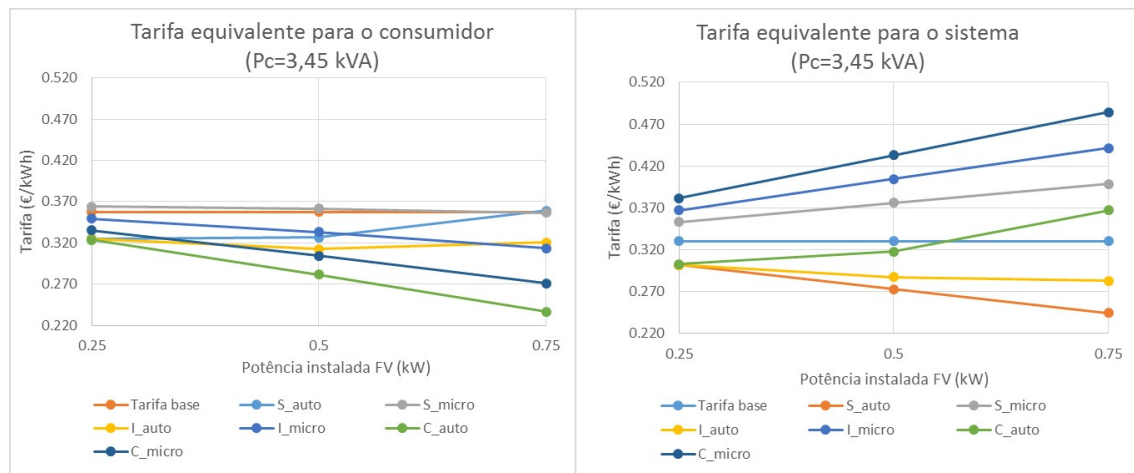


Figura 5.14: Tarifas equivalentes para $P_C=3,45$ kVA

Os gráficos da figura anterior referem a tarifa equivalente para o consumidor e para o sistema, ou seja, a tarifa da eletricidade que é consumida e a tarifa da eletricidade injetada na rede, respetivamente.

Para $P_C=3,45$ kVA verifica-se que as tarifas para o consumidor com autoconsumo e com microgeração têm valores mais baixos que a tarifa sem qualquer sistema FV instalado exceto na variante favorável ao sistema com microprodução em que a tarifa é 0,01 €/kWh mais elevada. O autoconsumo na variante do consumidor tem a tarifa mais baixa, atingindo uma redução de 0,10 €/kWh.

Para o sistema, as tarifas de microgeração são mais elevadas que a tarifa base em todas as variantes do estudo assim como o autoconsumo para a variante do consumidor e potência de 0.75 kW.

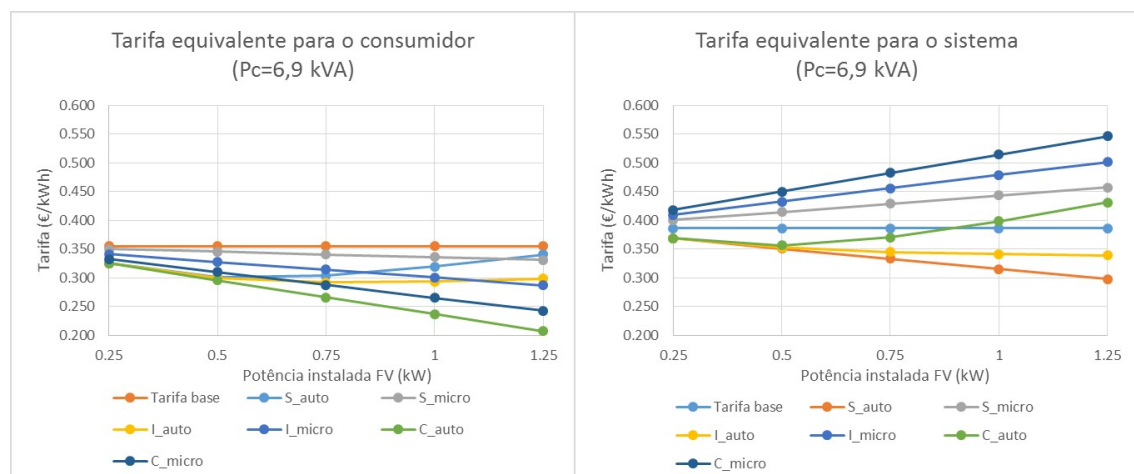


Figura 5.15: Tarifas equivalentes para $P_C=6,9$ kVA

Para $P_C=6,9$ kVA, com a análise das tarifas equivalentes para o consumidor é visível que a tarifa de autoconsumo na variante do consumidor (C) aumenta substancialmente para $P>0,75$ kW em comparação à tarifa de base, as restantes tarifas são menores conforme analisado anteriormente.

Para o sistema, as tarifas equivalentes com microgeração são bastante mais elevadas que a tarifa base chegando por exemplo a um aumento de 0,16 €/kWh.

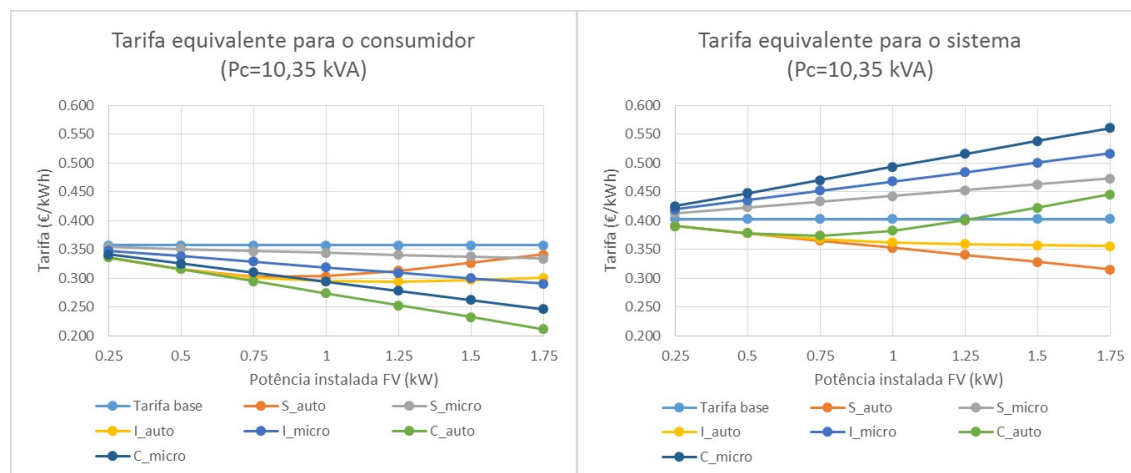
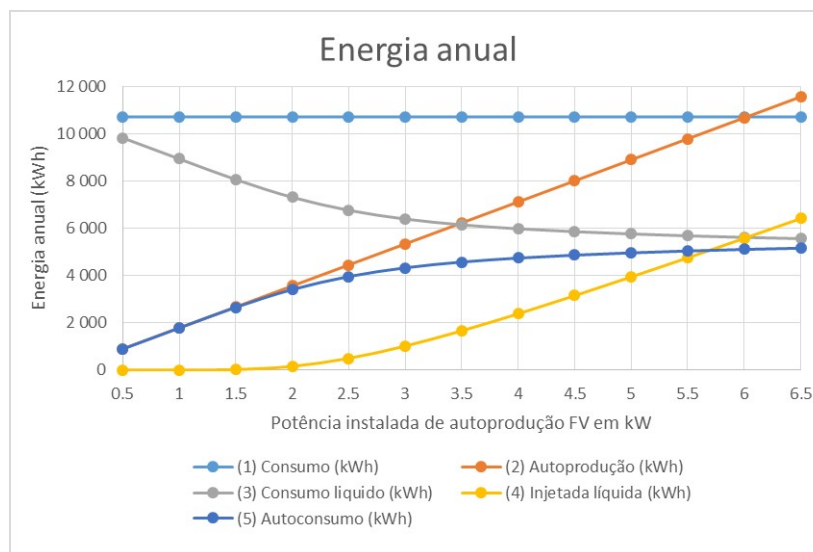


Figura 5.16: Tarifas equivalentes para $P_C=10,35$ kVA

Finalmente, para 10,35 kVA o comportamento das tarifas é semelhante sendo que, para o consumidor há sempre uma diminuição da tarifa equivalente relativamente ao cenário inicial sem sistema de autoconsumo enquanto que, para o sistema a microgeração continua a não ser favorável assim como o autoconsumo na variante do consumidor.

5.2 Simulações para Baixa Tensão Industrial

Os consumidores com tensão em BTI correspondem normalmente a pequenos comércios ou indústrias de pequena escala. Para este caso foi apenas analisado um caso correspondente a 20 kVA de potência contratada. Como se trata de uma potência maior, recorreu-se a um passo maior para o estudo das potências instaladas do sistema de autoconsumo sendo este de 0,5 kW em vez de 0,25 kW como anteriormente.

Figura 5.17: Parâmetros de energia anual para uma $P_C=20$ kVA

Analisando o gráfico da figura acima representada verifica-se que a máxima potência instalada permitida é de 6 kW uma vez que a autoprodução e o consumo quase se igualam nesse ponto. Esse valor corresponde a um sistema com sensivelmente 24 painéis FV.

Tabela 5.10: Comparação percentual dos valores da energia para $P_C=20$ kVA em relação ao consumo anual da instalação

Potência (kW)	0,5	1	1,5	2	2,5	3	3,5	4	4,5	5	5,5	6
Consumo (kWh)	10 722											
Autoprodução	8,3%	16,6%	24,9%	33,2%	41,5%	49,8%	58,1%	66,4%	74,7%	83%	91,3%	99,6%
Consumo líquido	91,7%	83,4%	75,2%	68,2%	63,1%	59,6%	57,4%	55,8%	54,6%	53,7%	53%	52,4%
Injetada líquida	0%	0%	0,1%	1,4%	4,6%	9,4%	15,5%	22,2%	29,4%	36,8%	44,3%	52%
Autoconsumo	8,3%	16,6%	24,8%	31,8%	36,9%	40,4%	42,6%	44,2%	45,4%	46,3%	47%	47,6%

Analisando a tabela 5.10 pode concluir-se que o comportamento é semelhante ao que se verifica em BT. Com uma potência de 6 kW é conseguida uma autoprodução que equivale a 99,6% do consumo o que é ótimo para otimizar o sistema dado que se consegue injetar mais de metade da energia autoproduzida e que é praticamente a energia líquida consumida da rede, ou seja, o que é consumido da rede equivale ao injetado na mesma.

5.2.1 Redução dos custos anuais para o sistema e para o consumidor

Nas próximas secções serão estudados cenários em que as variantes de estudo são imprescindíveis para compreensão e análise de cada caso. Essas variantes, como anteriormente referido, diferem apenas no valor ao qual é remunerada a energia injetada na rede. Assim, para BTI utilizaram-se os seguintes valores para realização das simulações:

- Variante favorável ao sistema (S):

Em regime de autoconsumo: 0 €/kwh;

Em regime de microgeração: 0,13 €/kwh.

- Variante favorável ao consumidor (C):

Em regime de autoconsumo: 0,32 €/kwh;

Em regime de microgeração: 0,23 €/kwh.

- Variante intermédia (I):

Em regime de autoconsumo: 0,10 €/kwh;

Em regime de microprodução: 0,28 €/kwh.

Os gráficos que serão apresentados representam a percentagem de redução de custos relativamente à fatura antes do sistema de autoconsumo no caso do consumidor e ao custo de produção da eletricidade na mesma situação no caso do sistema.

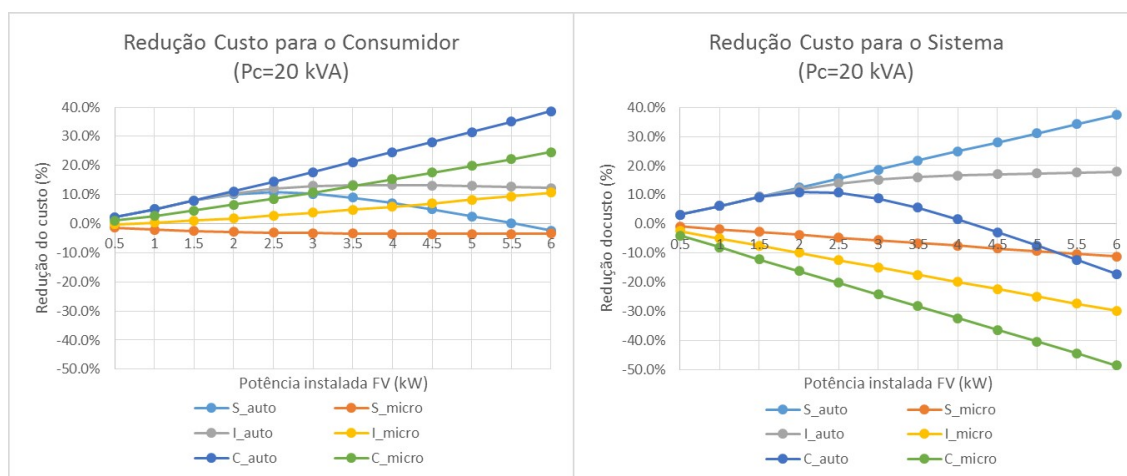


Figura 5.18: Redução percentual de custos para $P_C=20$ kVA

Assim, para BTI verifica-se que, tal como acontecia para BT, em relação ao consumidor verifica-se quase sempre uma redução do custo anual exceto para a variante do sistema (S) em regime de microprodução em que há um pequeno aumento de custo. Verifica-se também que para autoconsumo da variante do sistema (S), há uma redução de custo inferior para $P>3$ kW o que sugere que esta será a potência ótima.

Relativamente à análise da redução de custos para o sistema verifica-se que a microgeração tem sempre um aumento de custo ao contrário do que se passa em regime de autoconsumo com exceção da variante favorável ao consumidor (C) e com $P>3,5$ kW que constitui o limiar favorável, ou seja, é o momento em que passa a haver aumento de custo para o sistema.

5.2.2 Tarifas equivalentes para o sistema e para o consumidor

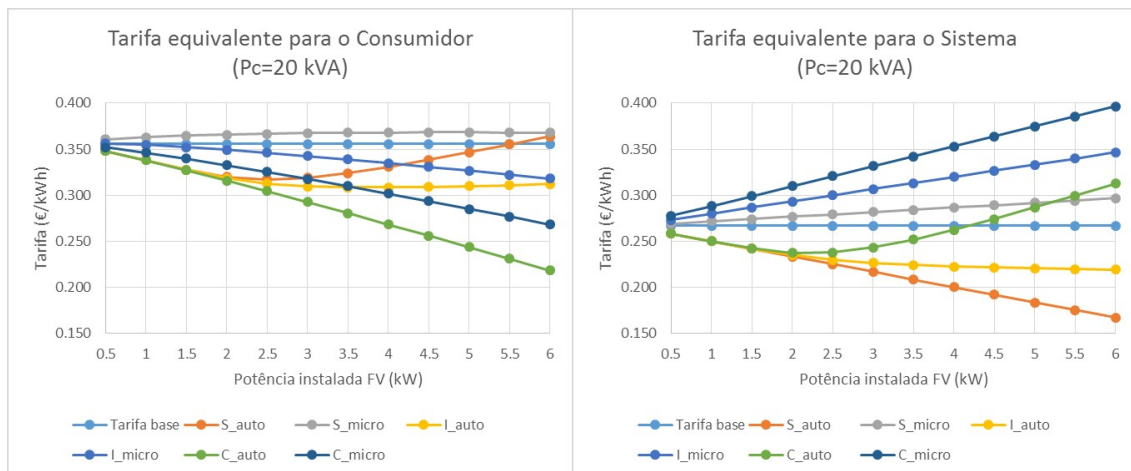


Figura 5.19: Tarifas equivalentes para $P_C=20$ kVA

No que toca às tarifas equivalentes para o caso em análise, o comportamento das mesmas corrobora o gráfico relativamente à redução dos custos uma vez que as tarifas equivalentes para o consumidor são sempre inferiores à tarifa base excetuando-se a tarifa de microgeração para a variante do sistema (S). As tarifas equivalentes para o sistema também têm um comportamento expectável após a análise da redução dos custos. Para o consumidor, a tarifa equivalente mais baixa teve uma redução de sensivelmente 0,14 €/kWh e para o sistema de apenas 0,10 €/kWh para o autoconsumo na variante do consumidor (C) e do sistema (S), respetivamente.

Através da análise de ambas as tarifas, para o consumidor e para o sistema, conclui-se que há uma potência ótima para o funcionamento em regime de autoconsumo para uma potência instalada FV de 2,5 kW dado que é o valor onde se atingem tarifas mais baixas para as variantes do sistema e intermédia no caso da tarifa para o consumidor e para a variante do consumidor.

5.3 Simulações para Média Tensão

Os consumidores com fornecimento em MT são normalmente indústrias, grandes comércios ou hospitais por isso têm um consumo substancialmente maior que BTI. Neste caso foram analisados e casos com potências de 50 kVA, 100 kVA e 200 kVA e claramente requerem potências de sistemas de autoconsumo maiores. Sendo assim, o passo de estudo foi de 2,5 kW, 5 kW e 10 kW para que o estudo convergisse de forma mais rápida não sendo interessantes passos muito pequenos dada a elevada dimensão da instalação.

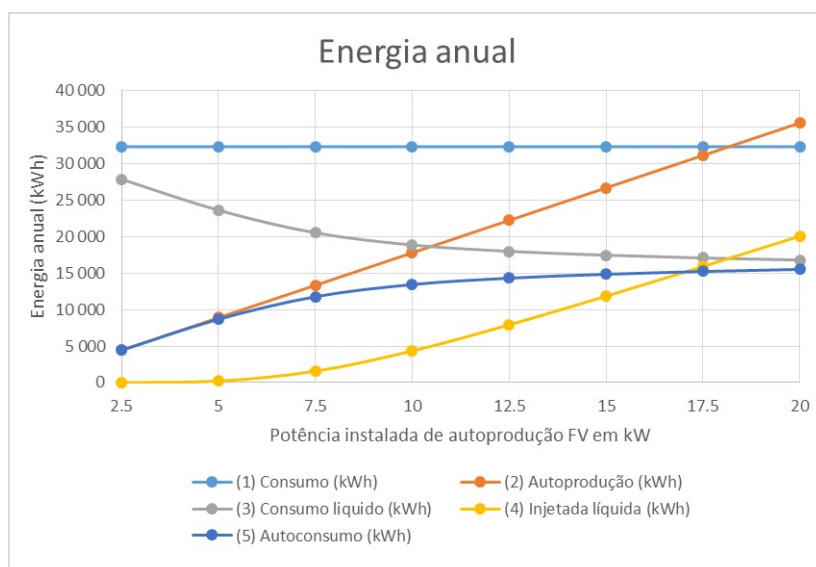


Figura 5.20: Parâmetros de energia anual para uma $P_C=50$ kVA

Analisando inicialmente a instalação com uma potência contratada de 50 kVA obtém-se uma potência FV máxima de 17,5 kW devido à restrição da energia anual autoproduzida ser inferior à energia de consumo, o que equivale a um sistema composto por 70 painéis FV.

Tabela 5.11: Comparação percentual dos valores da energia para $P_C=50$ kVA em relação ao consumo anual da instalação

Potência (kW)	2,5	5	7,5	10	12,5	15	17,5
Consumo (kWh)	32 333						
Autoprodução	13,8%	27,5%	41,3%	55,1%	68,8%	82,6%	96,4%
Consumo líquido	86,2%	73,1%	63,6%	58,4%	55,7%	54,1%	52,9%
Injetada líquida	0%	0,7%	4,9%	13,5%	24,5%	36,7%	49,2%
Autoconsumo	13,8%	26,9%	36,4%	41,6%	44,3%	45,9%	47,1%

Para uma potência contratada de 100 kVA, aumentou-se o passo para 5 kW e obteve-se uma potência de 45 kW correspondendo a 180 painéis.

Tabela 5.12: Comparação percentual dos valores da energia para $P_C=100$ kVA em relação ao consumo anual da instalação

Potência (kW)	5	10	15	20	25	30	35	40	45
Consumo (kWh)	81 247								
Autoprodução	11%	21,9%	32,9%	43,8%	54,8%	65,7%	76,7%	87,7%	98,6%
Consumo líquido	89 %	78,4%	69,4%	62,7%	58,8%	56,5%	55%	53,9%	53%
Injetada líquida	0%	0,3%	2,2%	6,5%	13,6%	22,2%	31,7%	41,5%	51,6%
Autoconsumo	11%	21,6%	30,6%	37,3%	41,2%	43,5%	45%	46,1%	47%

Por fim foi analisado o caso com uma potência contratada de 200 kVA que resultou numa potência instalada máxima de 90 kW correspondendo assim a 360 painéis de 250 W.

Tabela 5.13: Comparação percentual dos valores da energia para $P_C=200$ kVA em relação ao consumo anual da instalação

Potência (kW)	10	20	30	40	50	60	70	80	90
Consumo (kWh)	162 908								
Autoprodução	10,9%	21,9%	32,8%	43,7%	54,6%	65,6%	76,5%	87,4%	98,4%
Consumo líquido	89,1%	78,6%	69,7%	63%	59,1%	56,7%	55,1%	54%	53,2%
Injetada líquida	0%	0,4%	2,5%	6,7%	13,7%	22,3%	31,6%	41,5%	51,5%
Autoconsumo	10,9%	21,4%	30,3%	37%	40,9%	43,3%	44,9%	46%	46,8%

Analisando os três casos de MT, verifica-se que com o aumento da potência contratada, a potência instalada aumenta em menor escala, por exemplo, para 50 kVA, representada na tabela 5.11, a potência FV era de 17,5 kW no entanto com 100 kVA, tabela 5.12 esta aumentou significativamente para 45 kVA e com 200 kVA, tabela 5.13 apenas duplicou. Pode observar-se que a autoprodução representa quase a totalidade do consumo no entanto verifica-se ainda que o autoconsumo não satisfaz 50% desse consumo anual, tal como já acontecia com potências BT, podendo ser explicado com o facto de a indústria ter consumo noturno aquando de uma produção nula de FV. É de salientar também que no ponto de maior potência permitida instalada, a soma da energia consumida da rede com o autoconsumo, é sempre igual a consumo total da instalação.

5.3.1 Redução dos custos anuais para o sistema e para o consumidor

Seguidamente serão estudados cenários em que as variantes de estudo são imprescindíveis para compreensão e análise de cada caso. Essas variantes, como anteriormente referido, diferem apenas no valor ao qual é remunerada a energia injetada na rede. Assim, para MT utilizaram-se os seguintes valores para realização das simulações:

- Variante favorável ao sistema (S):
Em regime de autoconsumo: 0 €/kwh;
Em regime de microgeração: 0,12 €/kwh.
- Variante favorável ao consumidor (C):
Em regime de autoconsumo: 0,32 €/kwh;
Em regime de microgeração: 0,20 €/kwh.
- Variante intermédia (I):
Em regime de autoconsumo: 0,10 €/kwh;
Em regime de microprodução: 0,15 €/kwh.

Os gráficos apresentados representam a percentagem de redução de custos relativamente à fatura antes do sistema de autoconsumo no caso do consumidor e ao custo de produção da eletricidade na mesma situação no caso do sistema.

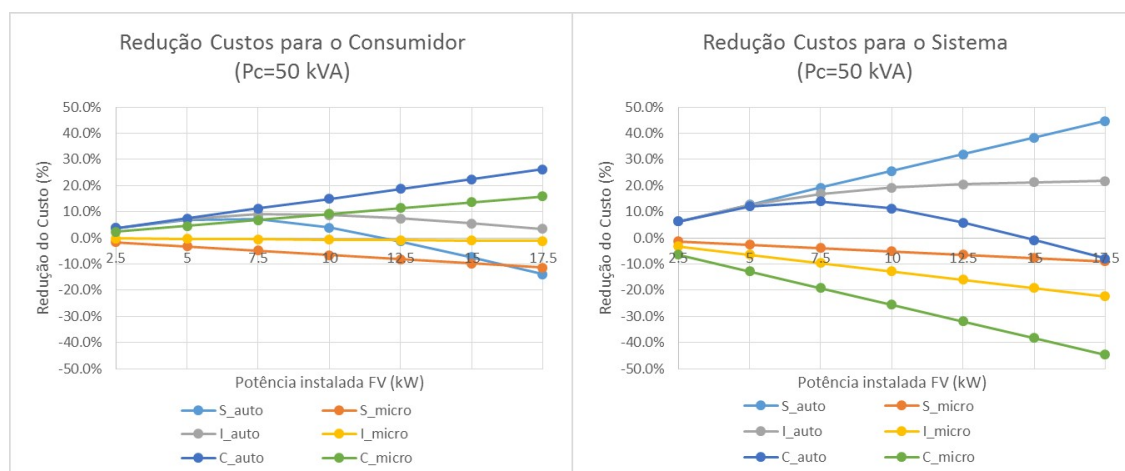


Figura 5.21: Redução percentual de custos para $P_C=50$ kVA

Através da análise da figura anterior verifica-se que o *prosumer* obtém sempre uma redução de custos exceto no caso da variante do sistema (S) em regime de microprodução e para autoconsumo com $P > 10$ kW em que existe um ligeiro aumento de custos e no caso da microgeração na variante intermédia (I) que tem uma redução quase nula.

No que toca à perspetiva de custos para o sistema, a microgeração representa um aumento de custos que chega a atingir os 45% no máximo e no mínimo de apenas 9%. O regime de autoconsumo tem uma redução de custos mais favorável e chegando a atingir os 45% na variante do sistema (S). Na variante do consumidor (C), o autoconsumo também tem uma redução de custos que atinge os 10% para uma potência de FV instalada de 10 kW, após isto representa um aumento dos custos.

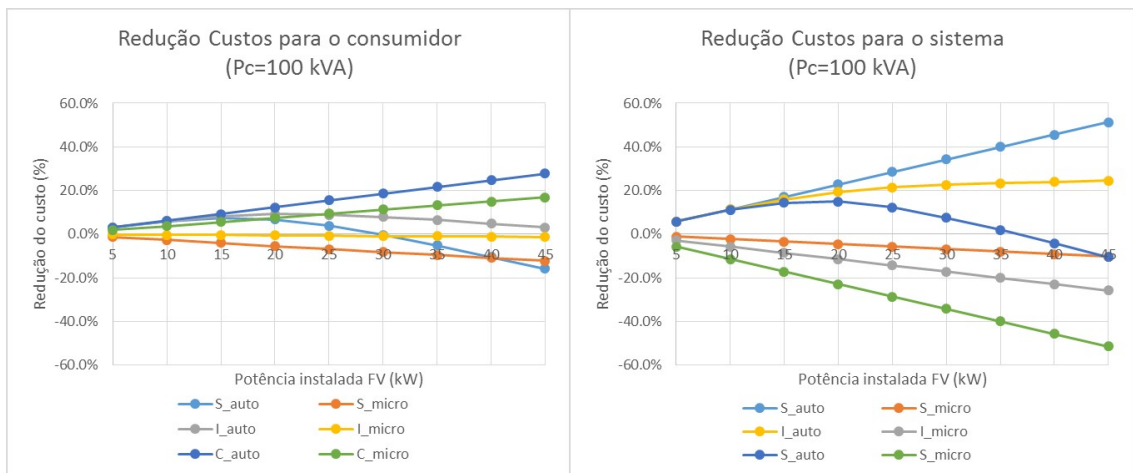


Figura 5.22: Redução percentual de custos para $P_C=100$ kVA

Para uma potência contratada de 100 kVA verifica-se que as curvas de redução de custos têm um comportamento semelhante ao analisado anteriormente. Para o consumidor conclui-se que, em regime de microgeração, a variante do consumidor (C) é a única que oferece uma redução de custos e o autoconsumo na variante do sistema (S) é o único em que se verifica um aumento dos custos. A redução de custos pode atingir os 30%.

Para o sistema verifica-se que a microgeração representa um aumento de custos que podem atingir os 50% ao contrário do autoconsumo que pode atingir a mesma percentagem de redução. A microgeração, na variante do sistema (S), apesar de constituir um aumento de custo, é a mais favorável dado que no máximo tem apenas 10% de aumento dos custos.

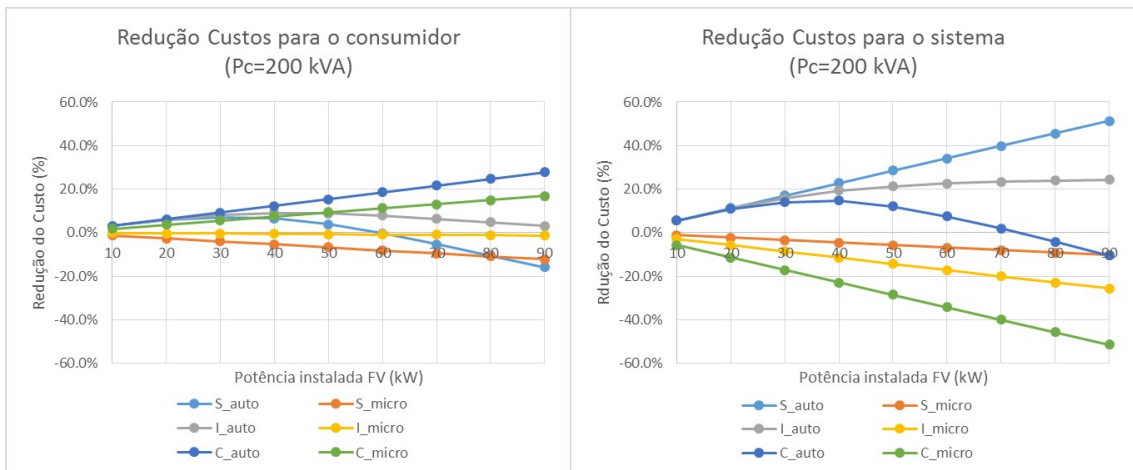


Figura 5.23: Redução percentual de custos para $P_C=200$ kVA

Finalmente, para uma potência contratada de 200 kVA verifica-se que o autoconsumo é mais favorável comparativamente à microgeração, tanto para o *prosumer* como para o sistema no entanto a redução de custo é maior para o sistema em cerca de 30%. A microgeração na variante do

sistema (S) representa um aumento de custos para ambos no entanto é um aumento de cerca de 10%.

5.3.2 Tarifas equivalentes para o sistema e para o consumidor

Por fim serão analisadas as tarifas equivalentes para as três potências contratadas em MT para assim concluir acerca do custo de produção da eletricidade para ambas as partes.

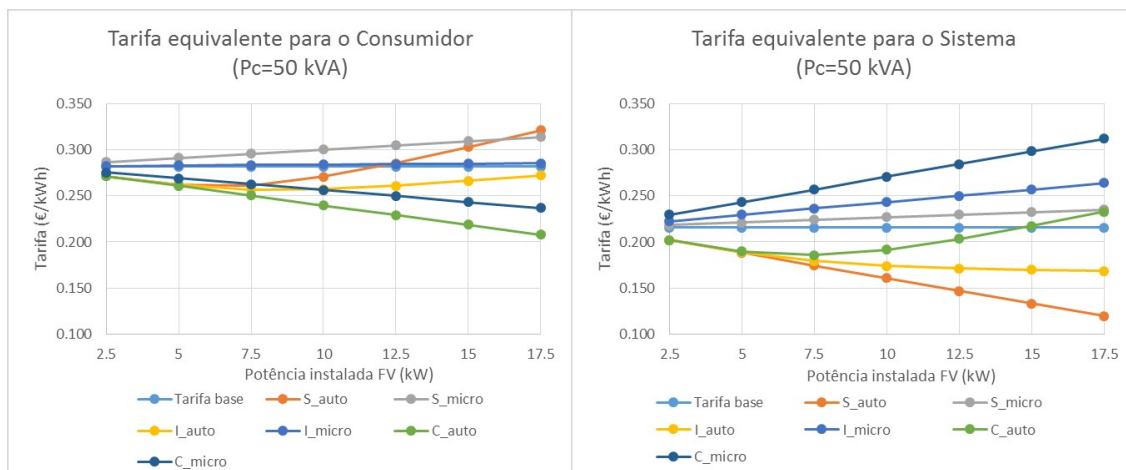
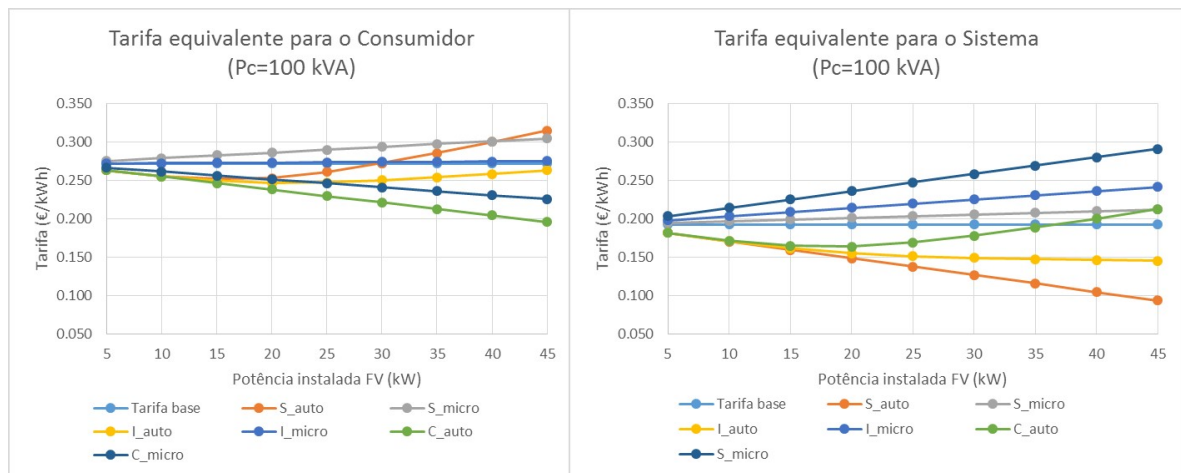


Figura 5.24: Tarifas equivalentes para $P_C=50$ kVA

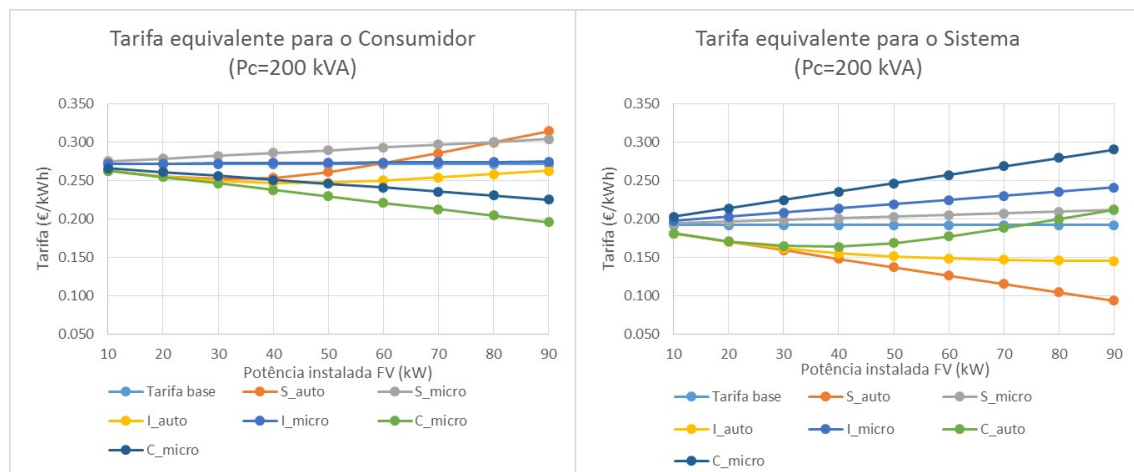
Em termos de tarifas equivalentes verifica-se que há umas diferenças relativamente aos outros níveis de tensão estudados. Assim, para 50 kVA observa-se que a tarifa base, ou seja, sem qualquer sistema de autoconsumo instalado, para o consumidor tem valores muito próximos à tarifa em regime de microprodução para a variante intermédia (I) enquanto que para o sistema (S) essa tarifa é superior à tarifa base. Constata-se também que as tarifas equivalentes para o sistema têm intervalos maiores, por exemplo, para o autoconsumo, na variante do sistema (S), a tarifa equivalente atinge o valor mais baixo, de aproximadamente 0,12 €/kWh enquanto que o valor mais baixo de tarifa para o consumidor é de apenas 0,21 €/kWh.

Através dos gráficos de redução percentual de custos e das tarifas equivalentes pode concluir-se também que para 50 kVA existe uma potência ótima da instalação FV de 7,5 kW que leva a tarifas equivalentes menores.

Para uma potência de 100 kVA observa-se uma ligeira redução da tarifa base para ambos os casos. No entanto, o comportamento das curvas referentes às tarifas é semelhante. Para o consumidor verifica-se que o autoconsumo, na variante do sistema (S) e na variante intermédia (I), tem um ponto ótimo em 20 kW dado que após isso a tarifa aumenta consideravelmente. Para o sistema, esse valor ótimo é visível na variante do consumidor e intermédia.

Figura 5.25: Tarifas equivalentes para $P_C=100$ kVA

Por fim, para 200 kVA de potência instalada, as tarifas são mais baixas no geral e a potência ótima a que se verificam as potências mais baixas é encontrada em 40 kW.

Figura 5.26: Tarifas equivalentes para $P_C=200$ kVA

5.4 Resumo do capítulo e conclusões

Neste capítulo foram apresentados os resultados obtidos para as diferentes simulações realizadas com o modelo desenvolvido, assim como o impacto que os dois modelos de remuneração do autoconsumo teriam em consumidores reais e o no sistema elétrico de energia. Através desta análise chegou-se a algumas conclusões abaixo apresentadas.

- Os modelos de autoconsumo em estudo tiveram em consideração a restrição de produção presente na legislação Cabo Verdiana, ou seja, a produção anual é inferior às necessidades de consumo para ambos os modelos estudados, microgeração e autoconsumo e por isso o

estudo é feito apenas até potências de instalação que satisfaçam esse requisito. Assim, as máximas potências de instalação permitidas para cada potência contratada, de acordo com o consumo associado são:

Tabela 5.14: Potência máxima FV para cada P_C estudada assim como painéis FV correspondentes

	BT			BTI	MT		
P_C (kVA)	3,45	6,9	10,35	20	50	100	200
P_{FV} máxima (kW)	0,75	1,25	1,75	6	17,5	45	90
Painéis correspondentes (250 W)	3	5	7	24	70	180	360

- As potências da instalação FV, para cada potência contratada estudada que maximizam o ganho para o consumidor e para o sistema, observadas através da variante do sistema (S) na redução de custos para o consumidor e da variante do consumidor (C) na redução de custos para o sistema, são:

Tabela 5.15: Potência FV que maximiza o ganho para o consumidor e para o sistema, para cada uma das P_C estudadas

	BT			BTI	MT		
P_C (kVA)	3,45	6,9	10,35	20	50	100	200
P_{FV} (kW)	0,5	0,75	1	2,5	7,5	20	40

- A microgeração acarreta maiores custos para o sistema comparativamente ao autoconsumo, havendo mesmo aumento de custos relativamente à situação sem qualquer sistema de autoconsumo FV.
- Para o consumidor, são poucas as situações estudadas que resultam num aumento de custos o que leva a concluir que, para o consumidor, a instalação de sistemas FV é viável, principalmente em regime de autoconsumo ou com uma variante que não seja a favorável ao sistema (S). Em termos práticos, esta situação deve-se ao fato de o consumidor reduzir a sua fatura elétrica e receber remuneração extra pela energia excedente injetada, em regime de autoconsumo e receber uma remuneração pela energia injetada, em regime de microgeração
- As tarifas a que a energia injetada na rede é paga, nos dois regimes estudados, são indicativas e com base nos custos de combustível, nos custos da energia produzida para sistema e no $LCOE$ do sistema em estudo. O modelo prevê a variante favorável ao sistema (S) e a variante favorável ao consumidor (C) para que sejam analisadas situações de extremo de remuneração e assim possa ser traçado um cenário que não prejudique nenhuma das entidades envolvidas.

Capítulo 6

Conclusões e Trabalho Futuro

6.1 Satisfação dos objetivos

A necessidade de aumentar a quota de produção e consumo de energia renovável para cumprimento de metas impostas e do Plano de Energias Renováveis de Cabo Verde, que impõe uma penetração de renováveis de 50% em 2020, leva a que o sistema elétrico nacional seja repensado e sejam estudadas alternativas ao atual sistema que existente como por exemplo o favorecimento da produção descentralizada. Assim sendo, são necessários estudos das implicações da produção dispersa em Cabo Verde tanto para os consumidores como para o sistema elétrico.

O principal objetivo desta dissertação focava-se então com o desenvolvimento e análise de um modelo económico-financeiro comparativo para o autoconsumo FV em Cabo Verde baseado nas condições tarifárias em vigor e no consumo real verificado. Assim, com base nos modelos mais usuais de autoconsumo estudados, a nível mundial, incluindo o exemplo português, foram estudados dois regimes de autoconsumo FV para Cabo Verde com diferentes tarifas de remuneração da energia injetada na rede elétrica, sendo analisadas situações intermédias e extremas de remuneração: numa perspetiva favorável ao consumidor (C) e numa perspetiva favorável ao sistema (S).

Tal como foi referenciado nos objetivos iniciais, após o desenvolvimento da metodologia foram simuladas situações para sete perfis de consumo distintos de entre três níveis de tensão (BT, BTI e MT) para que fosse estudado qual o mecanismo de remuneração e de autoconsumo que melhor se adequava a cada nível de tensão. Esta metodologia teve por base uma análise dos custos antes da instalação de qualquer sistema FV e após com ambos os regimes assim como as tarifas antes e após o autoconsumo FV.

6.2 Conclusões e Trabalho Futuro

Atualmente, em Cabo Verde, a legislação em vigor permite o *net-metering* puro, ou seja, a energia injetada na rede é paga ao preço da tarifa de consumo. No entanto, a empresa de eletricidade e as restantes entidades reguladoras não criaram as condições técnicas necessárias para

que os consumidores possam usufruir dessa legislação. Pretende-se atualmente rever o modelo de remuneração de forma a ser mais equitativo para o consumidor e para o sistema e evitar que seja demasiado oneroso e insustentável para o sistema elétrico de Cabo Verde. O estudo realizado permitiu concluir que o autoconsumo FV tem vantagens económicas tanto para o consumidor como para o sistema dependendo do regime aplicado.

Com o cálculo do *LCOE* compreende-se a importância deste fator para a análise de sistemas de autoconsumo uma vez que são considerados todos os fatores que influenciam a eficácia e rentabilidade do projeto, desde os custos de instalação à degradação anual do painel fotovoltaico.

Assim sendo, a análise dos resultados obtidos permitiram concluir qual a potência máxima da instalação FV, de acordo com o consumo anual de instalações típicas e a produção FV em Santiago, visível na tabela 5.14. Conclui-se também que há uma potência de instalação FV ótima para cada potência contratada, que maximiza o ganho, visível na tabela 5.15. Com o desenvolvimento desta dissertação concluiu-se também que o regime em autoconsumo é o mais viável para ambos os intervenientes, sistema e consumidor. A microgeração é viável para o consumidor no entanto acarreta frequentemente custos para o sistema. A microgeração mostra-se desvantajosa para o sistema uma vez que o preço pago à energia injetada na rede é um valor aproximado ao *LCOE* que tem um valor sempre superior ao valor da custo variável do sistema, 0,13 €/kWh no mínimo e 0,10 €/kWh, respetivamente.

Em termos de regime de autoconsumo e tarifas aplicados a cada nível de tensão, as conclusões não são diretas e as soluções não são únicas uma vez que dependem dos interesses das partes envolvidas. No entanto, tendo em conta a análise feita no capítulo 5, existem soluções interessantes tanto para o *prosumer* como para o sistema. Assim sendo, no caso de BT, em que as potências contratadas e necessidades de consumo são mais baixas, conclui-se que o caso mais favorável para o autoconsumo é a variante intermédia (I) em que a energia injetada é paga ao valor do combustível, ou seja, 0,10 €/kWh. No caso da microgeração, o caso mais favorável é a variante do sistema (S) em que a injeção de energia é paga a um valor aproximado ao *LCOE*, ou seja, 0,28 €/kWh. Para BTI, as potências requeridas são maiores por isso em regime de autoconsumo, o mais favorável é solução de remuneração em que a energia produzida e injetada ser paga ao valor da componente variável da tarifa de consumo, neste caso com o valor de 0,32 €/kWh, que corresponde a uma situação de *net-metering*, ou seja, variante do consumidor (C) e em regime de microgeração, volta a ser favorável a variante do sistema (S) remunerando 0,13 €/kWh pela energia que é injetada na rede. Por fim, para MT, as potências são mais elevadas assim como o consumo das instalações e por isso o autoconsumo é mais eficiente com uma remuneração da injetada com uma tarifa intermédia (I), de 0,10 €/kWh e a microgeração com uma remuneração associada à energia injetada de 0,12 €/kWh, ou seja, variante do sistema (S), representando o valor do *LCOE* do sistema.

Em relação a trabalhos futuros, no âmbito desta dissertação seria importante fazer um estudo para cada ilha de Cabo Verde adaptando-o assim às necessidades de consumo, características e população da mesma assim como à produção de cada ilha assim como um modelo que incluísse as questões técnicas associadas à penetração de renováveis em vários pontos da rede. Sugere-se

também que sejam revistas as tarifas de eletricidade aplicadas em Cabo Verde de modo a que se adequem a cada uma das ilhas e às necessidades do consumidor e do sistema. Por fim, como trabalho futuro também se pode sugerir a existência de diferenciação legislativa entre ilhas para o autoconsumo uma vez que os custos variáveis do sistema são mais elevados comparativamente à Ilha de Santiago o que leva a que a microgeração possa ser mais rentável noutros casos.

Bibliografia

- [1] European Commission, “European Commission guidance for the design of renewables support schemes.” [Online]. Disponível em: http://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/com_2013_public_intervention_swd04_en.pdf [Acedido a: 2016-04-18]
- [2] Critical Kinetics, “Autoconsumo Fotovoltaico – A Revolução Energética!” [Online]. Disponível em: <http://critical-kinetics.pt/Autoconsumo/upac-autoconsumo.html> [Acedido a: 2016-04-11]
- [3] Viridian Ecotecnologia, “Tecnologia / Energia Solar Fotovoltaica.” [Online]. Disponível em: <http://www.viridian.com.br/tecnologia/energia+solar+fotovoltaica/4> [Acedido a: 2016-04-11]
- [4] IEA-PVPS, “Trends 2015 in Photovoltaic Applications .” [Online]. Disponível em: http://www.iea-pvps.org/fileadmin/dam/public/report/national/IEA-PVPS_-_Trends_2015_-_MedRes.pdf [Acedido a: 2016-05-10]
- [5] Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia, “Enquadramento do novo regime de Produção Distribuída.” [Online]. Disponível em: http://www.portugal.gov.pt/media/1513250/enquadramento_do_novo_regime_de_producao_distribu_da.pdf [Acedido a: 2016-04-13]
- [6] European Commission, “Design features of support schemes for renewable electricity .” [Online]. Disponível em: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2014_design_features_of_support_schemes.pdf [Acedido a: 2016-04-08]
- [7] Agência de Regulação Económica Cabo Verde - ARE, “Preços da eletricidade - ELECTRA e AEB.” [Online]. Disponível em: http://www.are.cv/images/stories/combustiveis/preos_de_electricidade_-_electra_e_aeb1.pdf [Acedido a: 2016-05-24]
- [8] —, “Despacho nº 11/2015.” [Online]. Disponível em: http://www.are.cv/images/stories/combustiveis/despacho_n_11-2015_-_actualizacao_tarifa_electricidade_-_electra.pdf [Acedido a: 2016-05-24]
- [9] E. C. for Renewable Energy Energy Efficiency ECREEE, “The current situation of re – status and challenges.” [Online]. Disponível em: <http://www.ecowrex.org/system/files/>

- [documents/2011_summary-of-cape-verde-renewable-energy-plan_ecreee.pdf](#) [Acedido a: 2016-05-26]
- [10] G. Masson, J. I. Briano, and M. J. Baez, *Review and Analysis of PV Self-Consumption Policies*, 2016. [Online]. Disponível em: http://iea-pvps.org/index.php?id=353&eID=dam_frontend_push&docID=3066 [Acedido a: 2016-04-28]
- [11] República de Cabo Verde, “Decreto Lei nº 11/2011.” [Online]. Disponível em: <http://pt.slideshare.net/djice21/decreto-lei-n-12011-de-3-de-janeiro-de-2011> [Acedido a: 2016-04-21]
- [12] —, “Decreto Lei nº 18/2014.” [Online]. Disponível em: <http://www.mca.cv/index.php/pt/2014-07-17-13-23-59/land/outros/228-bo-i-serie-de-100314-criacao-do-ingt/file> [Acedido a: 2016-04-21]
- [13] SolarPower Europe Strategy Committee, “Renewable Self-Consumption - Cheap and Clean Power at your Doorstep Renewable Self-Consumption.” [Online]. Disponível em: http://www.solarpowereurope.org/fileadmin/user_upload/documents/Policy_Papers/Self-consumption_final1507.pdf [Acedido a: 2016-04-11]
- [14] EPIA, “Self consumption of PV electricity.” [Online]. Disponível em: http://www.solarpowereurope.org/fileadmin/user_upload/documents/Policy_Papers/Self_and_direct_consumption_-_Final_version_of_the_Position_Paper_02.pdf [Acedido a: 2016-04-23]
- [15] European Commission, “Best practices on Renewable Energy Self-consumption.” [Online]. Disponível em: http://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/1_EN_autre_document_travail_service_part1_v6.pdf [Acedido a: 2016-04-13]
- [16] Dan Chiras, “Photovoltaic Systems: All About Grid-Connected PV Systems.” [Online]. Disponível em: <http://www.motherearthnews.com/renewable-energy/solar-power/photovoltaic-systems-grid-connected-ze0z1202zhir.aspx> [Acedido a: 2016-04-11]
- [17] R. Luthander, J. Widén, D. Nilsson, and J. Palm, “Photovoltaic self-consumption in buildings: A review,” *Applied Energy*, vol. 142, pp. 80–94, 2015.
- [18] Energypedia, “Feed-in Tariffs (FIT).” [Online]. Disponível em: [https://energypedia.info/wiki/Feed-in_Tariffs_\(FIT\)](https://energypedia.info/wiki/Feed-in_Tariffs_(FIT)) [Acedido a: 2016-04-20]
- [19] T. Couture and Y. Gagnon, “An analysis of feed-in tariff remuneration models: Implications for renewable energy investment,” *Energy policy*, vol. 38, no. 2, pp. 955–965, 2010.
- [20] António Sá da Costa (APREN), “Energias Renováveis em Portugal.” [Online]. Disponível em: http://www.relop.org/eventos/Documents/V_Conferencia/Antonio%20S%C3%A1%20da%20Costa_APREN_01062012.pdf [Acedido a: 2016-04-20]

- [21] APREN, “Avaliação dos Custos e Benefícios da Eletricidade de Origem Renovável.” [Online]. Disponível em: http://www.apren.pt/fotos/editor2/sumario_executivo_pt.pdf [Acedido a: 2016-04-21]
- [22] RES LEGAL, “Compare Support Schemes.” [Online]. Disponível em: <http://www.res-legal.eu/compare-support-schemes/> [Acedido a: 2016-04-19]
- [23] National Renewable Energy Laboratory (NREL), “A Policymaker’s Guide to Feed-in Tariff Policy Design.” [Online]. Disponível em: <http://www.nrel.gov/docs/fy10osti/44849.pdf> [Acedido a: 2016-04-19]
- [24] Energypedia, “Feed-in Premiums.” [Online]. Disponível em: [https://energypedia.info/wiki/Feed-in_Premiums_\(FIP\)](https://energypedia.info/wiki/Feed-in_Premiums_(FIP)) [Acedido a: 2016-04-19]
- [25] A. Campoccia, L. Dusonchet, E. Telaretti, and G. Zizzo, “Comparative analysis of different supporting measures for the production of electrical energy by solar pv and wind systems: Four representative european cases,” *Solar Energy*, vol. 83, no. 3, pp. 287–297, 2009.
- [26] A. Poullikkas, “A comparative assessment of net metering and feed in tariff schemes for residential pv systems,” *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 3, pp. 1–8, 2013.
- [27] R. Dufo-López and J. L. Bernal-Agustín, “A comparative assessment of net metering and net billing policies. study cases for spain,” *Energy*, vol. 84, pp. 684–694, 2015.
- [28] Energypedia, “Renewable Energy Tendering Schemes.” [Online]. Disponível em: https://energypedia.info/wiki/Renewable_Energy_Tendering_Schemes [Acedido a: 2016-04-20]
- [29] International Renewable Energy Agency (IRENA), “Renewable Energy tariff-based mechanisms.” [Online]. Disponível em: https://www.irena.org/Document/Downloads/events/2012/November/Tariff/1_Rabia_Ferroukhi.pdf [Acedido a: 2016-04-21]
- [30] MIBEL, “Operadores de Mercado.” [Online]. Disponível em: <http://www.mibel.com/index.php?mod=pags&mem=detalle&relnu=40&relnu=101&idpag=28&lang=pt> [Acedido a: 2016-05-25]
- [31] OMIP, “Solar Auctions.” [Online]. Disponível em: <http://www.omip.pt/Subastas/SubastasSolares/Descripci%C3%B3n/tabid/346/language/en-GB/Default.aspx> [Acedido a: 2016-05-25]
- [32] AIB, “Renewable Energy Guarantees of Origin.” [Online]. Disponível em: http://www.aib-net.org/portal/page/portal/AIB_HOME/CERTIFICATION/Types_certificate/REGOs [Acedido a: 2016-04-18]

- [33] Energypedia, “Renewable Energy Quota and Certificate Schemes.” [Online]. Disponível em: https://energypedia.info/wiki/Renewable_Energy_Quota_and_Certificate_Schemes [Acedido a: 2016-04-20]
- [34] IEA- PVPS, “ Annual Report 2015 .” [Online]. Disponível em: <http://iea-pvps.org/index.php?id=6> [Acedido a: 2016-05-15]
- [35] Preiser, Anna and Kissel, Johannes and Krenz, Peter, “ Net Metering in Brasilien .” [Online]. Disponível em: https://energypedia.info/images/5/56/Net_Metering_in_Brasilien_-_Bilanz_nach_einem_Jahr.pdf [Acedido a: 2016-05-17]
- [36] REN21, “ Renewables 2016 Global Status Report .” [Online]. Disponível em: http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2016/06/GSR_2016_Full_Report1.pdf [Acedido a: 2016-05-15]
- [37] Lapierre, Anne and Bélisaire, Arnaud, “European renewable energy incentive guide - France.” [Online]. Disponível em: <http://www.nortonrosefulbright.com/knowledge/publications/66831/european-renewable-energy-incentive-guide-france> [Acedido a: 2016-04-21]
- [38] Diário da República, “Decreto-Lei n.º 153/2014.” [Online]. Disponível em: <https://dre.pt/application/file/58428682> [Acedido a: 2016-04-13]
- [39] Direção Geral de Energia e Geologia, “Despacho n.º 3/SERUP/DGEG/2015.” [Online]. Disponível em: http://www.ffafrica.com/pdf/Despacho_3_2015.pdf [Acedido a: 2016-04-17]
- [40] OMIE, “Preço horário do mercado diário.” [Online]. Disponível em: <http://www.omie.es/files/flash/ResultadosMercado.swf> [Acedido a: 2016-04-18]
- [41] Direção Geral de Energia e Geologia, “Despacho n.º 22/SERUP/DGEG/2015.” [Online]. Disponível em: http://www.renovaveismagazine.pt/wp-content/uploads/Despacho_22_2015.pdf [Acedido a: 2016-04-17]
- [42] Countrymeters, “População Cabo Verde.” [Online]. Disponível em: http://countrymeters.info/pt/Cape_Verde [Acedido a: 2016-05-25]
- [43] Wikipédia, “Cabo Verde.” [Online]. Disponível em: https://pt.wikipedia.org/wiki/Cabo_Verde [Acedido a: 2016-05-25]
- [44] Electra, “The Current Situation of RE – Status and Challenges .” [Online]. Disponível em: http://www.irena.org/documentdownloads/events/2014/september/ProjectNavigator/3.%20FONSECA_Status%20and%20Challenges%20of%20RE%20Deployment%20in%20Cabo%20Verde.pdf [Acedido a: 2016-05-26]
- [45] EDP, “ Perguntas Frequentes .” [Online]. Disponível em: <https://energia.edp.pt/particulares/apoio-cliente/perguntas-frequentes/> [Acedido a: 2016-05-24]

- [46] M. C. Pereira, A. Joyce, and P. c. Reis, “O valor e o custo da eletricidade produzida por sistemas solares (fotovoltaicos),” 2016.
- [47] MPrime Solar Solutions S.A., “M Series 3R Plus 250.” [Online]. Disponível em: <http://www.ensolar.com/ApolloF/solar/Product/pdf/Crystalline/54c1eb47945cd.pdf> [Acedido a: 2016-04-25]