

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



Mitigação de flutuações PV por limites impostos ao aumento de produção

João Tiago Teixeira Almeida

VERSÃO FINAL

Dissertação realizada no âmbito do
Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores
Major Energia

Orientador: Prof. Doutora Maria Helena Osório Pestana de Vasconcelos

30 de Julho de 2021

Resumo

O recente aumento na Produção de Energia Solar PV e as suas flutuações de produção, devido a condições climáticas e ao movimento das nuvens, introduzem várias complicações técnicas que afetam negativamente a estabilidade do sistema. Esses efeitos são ainda mais significativos no caso de redes isoladas como ilhas, com elevada penetração de energia PV. Portanto, é necessário estabelecer estratégias de controlo, de forma a mitigar as flutuações PV. Duas medidas principais foram utilizadas como estratégias de controlo neste estudo, a fim de limitar os aumentos de produção. Uma consistiu em limitar a amplitude de aumentos de produção PV recorrendo a um valor de teto máximo fixo. A outra medida testada consistiu em limitar as quedas de produção PV através dos limites impostos às rampas de produção a subir. No entanto, é necessário encontrar o ajuste ótimo deste tipo de medidas, uma vez que a sua utilização resulta numa perda de produção solar PV.

Esta dissertação tem como objetivo testar a aplicação de limites aos aumentos de produção solar PV de modo a mitigar, a valores seguros, as flutuações da produção elétrica solar PV esperada para um futuro próximo de um sistema elétrico isolado real, minimizando as perdas de produção. Para tentar colmatar esta perda, adicionalmente foi também testada a inclusão da ação de controlo de um sistema de armazenamento com bateria. Um algoritmo de controlo foi desenvolvido utilizando o software MATLAB 2020 com as medidas descritas, de modo a mitigar as flutuações PV. Foram realizadas simulações utilizando um valor fixo para o limite de teto, tendo se testado diversos valores para os limites de rampa a subir, e de rampa a descer no caso da utilização do sistema com bateria, para obter resultados que satisfizessem os critérios definidos pelo operador de sistema.

Os resultados não apresentam uma solução ideal uma vez que este é um problema multicritério com objetivo de atenuar as flutuações PV, bem como minimizar as perdas de energia. Para o problema em análise, foi identificado um total de 7 alternativas de ajuste destas medidas como possíveis soluções ao problema. Cinco das alternativas usam apenas limites nos aumentos de produção e as restantes duas recorrem também a sistema de baterias.

Para concluir, qualquer uma das alternativas encontradas pode ser aplicada como potencial solução para mitigar as flutuações PV e, ao mesmo tempo, evitar grandes quantidades de perda de produção PV. No entanto, caberá ao operador do sistema escolher qual alternativa é a mais adequada, dependendo do nível de risco e de investimento que pretende adotar.

Palavras-Chave: Energia fotovoltaica, Flutuações de potência, Mitigação de flutuação PV

Abstract

The recent increase in PV Production and the fluctuations of its power output due to weather conditions and movements of the clouds introduce many technical complications that negatively affect the system's stability. These effects are more significant in the case of isolated grids, like islands, with high PV penetration. Therefore, in order to mitigate the PV fluctuations, it is necessary to establish control strategies. Two main measures were used as control strategies in this study to limit the production increases. One consisted of limiting the range of PV production increases using a fixed ceiling limit. The other tested measure consisted of limiting the PV production drops through limits imposed on rising production ramps. However, it is necessary to find the optimal adjustment for this type of measures, as their use results in a loss of solar PV production.

This dissertation, therefore, aims to test the application of limits to the increases in solar PV production to mitigate, at safe values, the fluctuations in solar PV production expected for the near future of a real isolated electrical system while minimizing the loss of production. Additionally, the inclusion of the control action of a battery energy storage system was tested to try and make up for this loss. An algorithm of control was developed using the MATLAB 2020 software with the described measures in order to mitigate PV fluctuations. Simulations were carried out using a fixed value for ceiling limit and varying values for limits of the rising ramp, and declining ramp, in case of battery system usage to obtain results that would satisfy the criteria defined by the operator system.

The results do not present one optimal solution since it is a multi-criteria problem with the objective to minimize PV fluctuations as well as to minimize power loss. For the problem under analysis, a total of seven alternatives of the adjustments were identified as possible solutions. Five of the alternatives only use limits on production increases, and the remaining two also use the battery system.

To conclude, any of the alternatives found can be applied as potential solutions to mitigate PV fluctuations while also reducing the amount of power loss. However, it will become the decision of the System Operator to choose which scenario is more suitable, depending on the level of risk and the level of investment he intends to adopt.

Keywords: Photovoltaic Energy, Power fluctuations, PV fluctuation mitigation

Agradecimentos

Gostaria de agradecer à minha orientadora, a Professora Doutora Maria Helena Vasconcelos por toda a ajuda durante a realização desta dissertação.

Agradeço também à minha namorada Jyotishna Mani, à minha família, aos meus amigos especialmente ao Waldiju Dinis e à minha irmã Joana Almeida por todo o apoio, disponibilidade, debate de ideias e ajuda ao longo deste percurso.

Índice

Resumo	iii
Abstract.....	v
Agradecimentos	vii
Índice.....	ix
Lista de figuras	xi
Lista de tabelas	xiv
Abreviaturas e Símbolos	xv
Capítulo 1	1
Introdução	1
1.1 - Visão Global	1
1.2 - Problemas com as flutuações PV	3
1.3 - Objetivo.....	3
Capítulo 2	5
Estado da Arte	5
Capítulo 3	7
Caso de Estudo e Metodologia	7
3.1 - Introdução	7
3.2 - Métricas a utilizar	8
3.2.1 - Métrica 1: Variação de P_g em 10 segundos [MW/10s]	9
3.2.2 - Métrica 2: Variação de P_g em 15 min [MW/15 min]	9
3.2.3 - Métrica 3: Variação de P_g em relação ao início de cada 15 min [MW/x min].....	10
3.2.4 - Métrica 4: Variação de P_g em 10 segundos [MW/10s] para quedas que em relação ao início de cada 1/4h, não ultrapassaram os 11 MW.....	11
3.2.5 - Métrica 5: Variação de P_g em 10 segundos [MW/10s] para quedas que em relação ao início de cada 1/4h, ultrapassaram os 11 MW	12
3.2.6 - Métrica 6: Variação de P_g em 15 min [MW/15 min] para quedas que em relação ao início de cada 1/4h, não ultrapassaram os 11 MW	12
3.2.7 - Métrica 7: Variação de P_g em 15 min [MW/15 min] para quedas que em relação ao início de cada 1/4h, ultrapassaram os 11 MW	13
3.2.8 - Métrica 8: Variação de P_g em 1 min [MW/1 min]	14
3.2.9 - Ilustração das variações de PV durante um dia	14

3.3 - Caracterização das variações de Produção PV	16
3.4 - Medidas de Controlo que atuam nos limites aos aumentos de produção	17
3.5 - Controlo com recurso a baterias	21
3.6 - Controlo com baterias, rampas e degraus	22
Capítulo 4	25
Resultados	25
4.1 - Identificação das soluções de controlo encontradas	25
4.2 - Análise das soluções que recorrem apenas a limites ao aumento de produção	27
4.3 - Soluções com utilização do sistema armazenamento com bateria	35
Capítulo 5	39
Conclusões	39
5.1 - Trabalhos Futuros	39
Apêndice A	41
Referências	42

Lista de figuras

Figura 1.1 - Produção de Energia Global por tipo e percentagem de energia renovável, 2010-2020 [1]	1
Figura 1.2 - Percentagens de adição de capacidade gerada de energia, 2010-2020 [1].....	2
Figura 1.3 - Capacidade instalada e adições anuais de produção PV, 2010-2020 [1]	2
Figura 1.4 - Produção diária de um parque PV real	3
Figura 3.1 - Produção PV total diária do cenário atual e do cenário futuro	7
Figura 3.2 - Variação de P_g em 10 segundos durante um ano para o cenário atual (esquerda) e futuro (direita)	9
Figura 3.3 - Variação de P_g em 15 minutos durante um ano para o cenário atual (esquerda) e futuro (direita)	9
Figura 3.4 - Variação de P_g em relação ao início de cada 15 minutos durante um ano para o cenário atual (esquerda) e futuro (direita)	10
Figura 3.5 - Comparação entre a métrica 2 e a 3 para o cenário futuro	11
Figura 3.6 - Variação de P_g em 10 segundos para quedas que em relação ao início de cada 1/4 de hora não ultrapassem os 11 MW durante um ano para o cenário atual (esquerda) e futuro (direita)	11
Figura 3.7 - Variação de P_g em 10 segundos para quedas que em relação ao início de cada 1/4 de hora ultrapassem os 11 MW durante um ano para o cenário atual (esquerda) e futuro (direita)	12
Figura 3.8 - Variação de P_g em 15 minutos para quedas que em relação ao início de cada 1/4 de hora não ultrapassem os 11 MW durante um ano para o cenário atual (esquerda) e futuro (direita)	13
Figura 3.9 - Variação de P_g em 15 minutos para quedas que em relação ao início de cada 1/4 de hora ultrapassem os 11 MW durante um ano para o cenário atual (esquerda) e futuro (direita)	13
Figura 3.10 - Variação de P_g em 1 minuto durante um ano para o cenário atual (esquerda) e futuro (direita)	14
Figura 3.11 - Variação de P_g em 10 segundos durante um dia com a métrica 1	14

Figura 3.12 - Variação de P_g em 15 minutos durante um dia com a métrica 2	15
Figura 3.13 - Variação de P_g em relação ao início de cada 15 min durante um dia com a métrica 3.....	15
Figura 3.14 - Comparação entre métricas 2 e 3 no cenário futuro.....	15
Figura 3.15 - Caracterização das variações da produção PV total durante um ano para o cenário atual de 15 MW de PV instalado	16
Figura 3.16 - Caracterização das variações da produção PV total durante um ano para o cenário futuro de 75MW de PV instalado.....	17
Figura 3.17 - Exemplo de Produção PV diária com e sem limite de teto.....	18
Figura 3.18 - Exemplo de Produção PV diária com e sem limite de teto e rampa a subir fixa.....	19
Figura 3.19 - Horas do dia em que ocorrem violações do critério 3	19
Figura 3.20 - Dias do ano em que ocorrem violações do critério 3	20
Figura 3.21 - Exemplo de Produção PV diária com e sem limite de tetos e rampa a subir, neste caso usando rampas mais apertadas no período entre as 12:00 e as 14:00	20
Figura 3.22 - Exemplo de Produção PV diária com e sem limite de tetos e rampa a subir mais apertada nos períodos em que P_g seja superior a 30MW	21
Figura 3.23 - Exemplo de Produção PV diária com e sem limite com utilização de bateria....	23
Figura 4.1 - Soluções obtidas que não violam o critério 1 e 2	27
Figura 4.2 - Caracterização das variações da produção PV total durante um ano - solução 28	28
Figura 4.3 - Série temporal dos 15 minutos de despacho onde ocorre a maior queda em 10 segundos, para quedas que em relação ao início do despacho ultrapassam os 11 MW - solução 28	28
Figura 4.4 - Caracterização das variações da produção PV total durante um ano - solução 23	29
Figura 4.5 - Quedas a 15 minutos superiores a 30 MW para quedas que ultrapassam os 11 MW em relação ao início de cada 1/4h - solução 23.....	29
Figura 4.6 - Série temporal dos 15 minutos de despacho onde ocorre a maior queda a 10 segundos, para quedas que em relação ao início do despacho ultrapassam os 11 MW - solução 23	30
Figura 4.7 - Caracterização das variações da produção PV total durante um ano - solução 19	30
Figura 4.8 - Quedas a 15 minutos superiores a 30MW para quedas que ultrapassam os 11MW em relação ao início de cada 1/4h - solução 19.....	31
Figura 4.9 - Série temporal dos 15 minutos de despacho onde ocorre a maior queda a 10 segundos, para quedas que em relação ao início do despacho ultrapassam os 11 MW - solução 19	31

Figura 4.10 - Caracterização das variações da produção PV total durante um ano - solução 17.....	32
Figura 4.11 - Quedas a 15 minutos superiores a 30MW para quedas que ultrapassam os 11MW em relação ao início de cada 1/4h - solução 17	32
Figura 4.12 - Série temporal dos 15 minutos de despacho onde ocorre a maior queda a 10 segundos, para quedas que em relação ao início do despacho ultrapassam os 11 MW - solução 17.....	33
Figura 4.13 - Caracterização das variações da produção PV total durante um ano - solução 16.....	33
Figura 4.14 - Quedas a 15 minutos superiores a 30MW para quedas que ultrapassam os 11MW em relação ao início de cada 1/4h - solução 16	34
Figura 4.15 - Série temporal dos 15 minutos de despacho onde ocorre a maior queda a 10 segundos, para quedas que em relação ao início do despacho ultrapassam os 11 MW - solução 16.....	34
Figura 4.16 - Caracterização das variações da produção PV total durante um ano - solução 6	35
Figura 4.17 - Quedas a 15 minutos superiores a 30MW para quedas que ultrapassam os 11MW em relação ao início de cada 1/4h - solução 6.....	36
Figura 4.18 - Série temporal dos 15 minutos de despacho onde ocorre a maior queda a 10 segundos, para quedas que em relação ao início do despacho ultrapassam os 11 MW - solução 6	36
Figura 4.19 - Caracterização das variações da produção PV total durante um ano - solução 3	37
Figura 4.20 - Série temporal dos 15 minutos de despacho onde ocorre a maior queda a 10 segundos, para quedas que em relação ao início do despacho ultrapassam os 11 MW - solução 3	37

Lista de tabelas

Tabela 4.1 - Soluções que não violam o critério 1 e 2.....	26
--	----

Abreviaturas e Símbolos

Lista de abreviaturas

En	Capacidade da bateria
MPP	Maximum Power Point
Pg	Potência gerada
PV	<i>Fotovoltaico</i>
SOC	State of Charge

Lista de símbolos

Eg^{BAT}	Energia libertada pela bateria
Eg_{loss}	Energia Perdida
Eg_{shift}^{day}	Energia libertada durante o dia
Eg_{shift}^{night}	Energia libertada durante a noite
Pd^B	Potência ativa gerada à saída dos conversores quando a bateria está a libertar energia
P_g^{BAT}	Potência ativa gerada pela bateria
Pg_{CON}	Potência ativa gerada à saída dos conversores
Pg^{grid}	Potência entregue á rede
η_d	Eficiência de descarga
η_c	Eficiência de carga

Capítulo 1

Introdução

1.1 - Visão Global

As energias renováveis têm vindo a sofrer um rápido desenvolvimento nos últimos anos, devido à necessidade de abordar as mudanças climáticas e encontrar alternativas à produção baseada em combustíveis fósseis. Em 2020 foi estimado que as energias renováveis tenham atingindo um valor de 29% da energia total global gerada [1]. Na figura 1.1 é possível ver esse aumento ao longo dos anos desde 2010 a 2020.

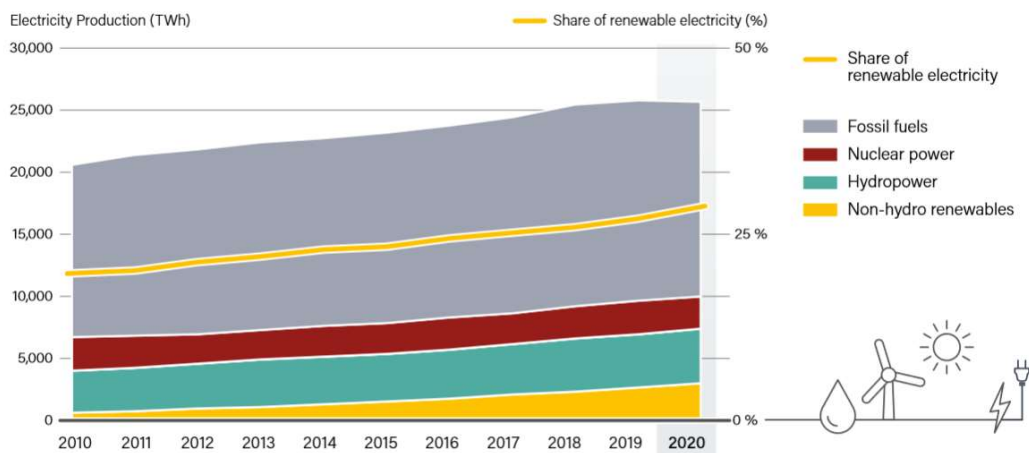


Figura 1.1 - Produção de Energia Global por tipo e percentagem de energia renovável, 2010-2020 [1]

Em 2020 foi adicionada mais capacidade de energia renovável do que não renovável, aproximadamente 83% de toda a nova capacidade de produção global, contrariamente ao ano 2010, onde a adição de capacidade de energia renovável era menor do que 50% [1] tal como mostra a figura 1.2.

2 Introdução

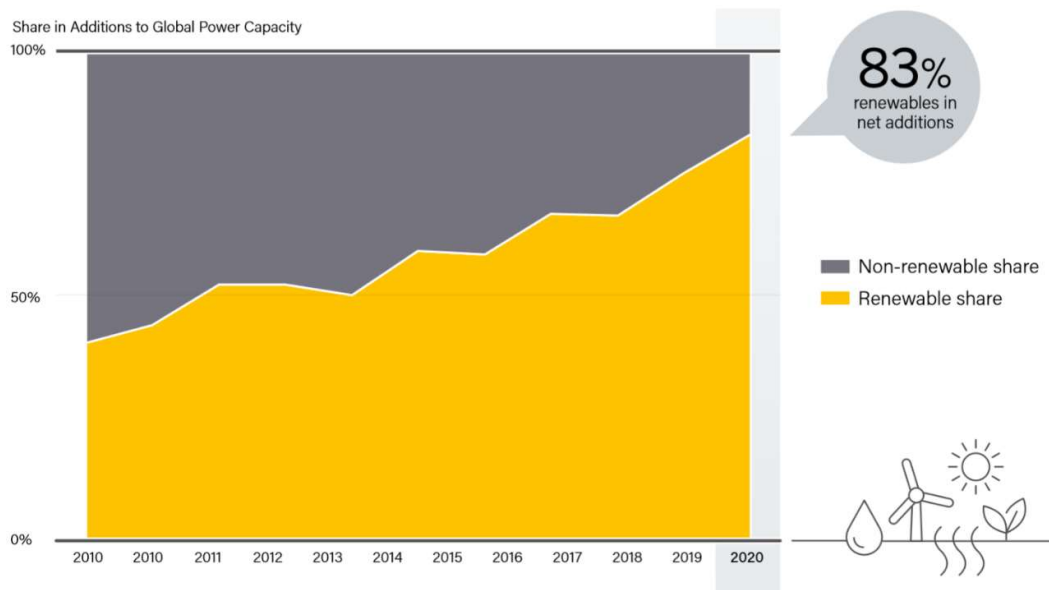


Figura 1.2 - Percentagens de adição de capacidade gerada de energia, 2010-2020 [1]

A Energia Solar PV é uma das fontes de energia renováveis com maior crescimento, tendo tido em 2020 mais um recorde de aumento de produção com um valor de instalação de nova capacidade de 139 GW, trazendo o valor global de capacidade de produção estimado em 760 GW [1], como pode ser visto na figura 1.3.

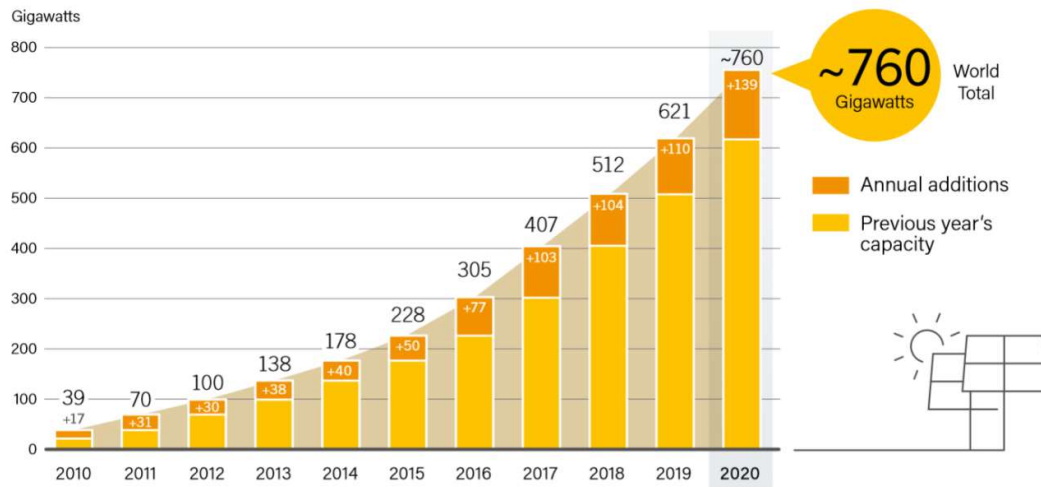


Figura 1.3 - Capacidade instalada e adições anuais de produção PV, 2010-2020 [1]

1.2 - Problemas com as flutuações PV

A quantidade de energia produzida pelas centrais PV depende diretamente da radiação da luz solar que atinge os seus painéis e por isso apresenta flutuações diárias, horárias, e muitas vezes em períodos de tempo bem mais curtos como minutos e segundos. A figura abaixo mostra a produção PV total durante um dia de um parque PV real.

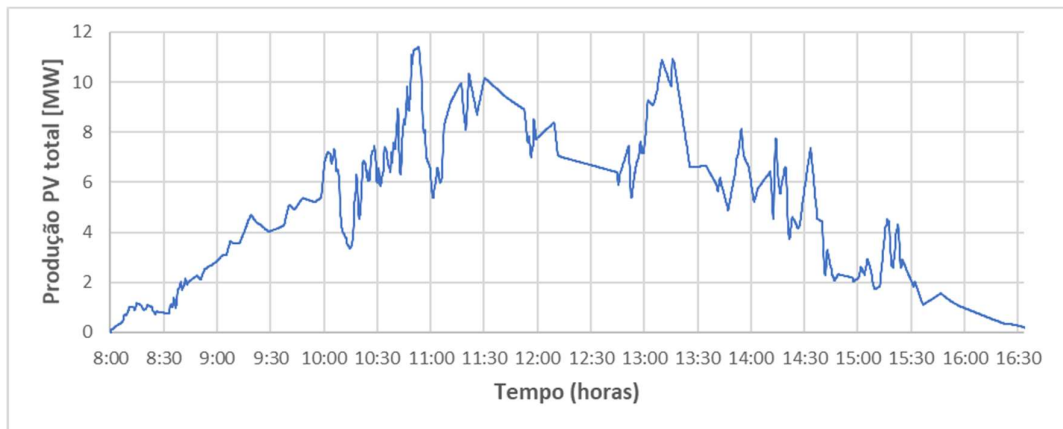


Figura 1.4 - Produção diária de um parque PV real

Como se repara, ao longo do dia, a produção é bastante diferente. Por exemplo, a produção ao início do dia é bem inferior à do meio do dia, e também sofre quedas acentuadas dentro de intervalos de tempo de minutos e segundos durante todo o dia.

Além da questão óbvia de que durante diferentes horas do dia, existe diferentes níveis de radiação solar, outra das razões para a variação de potência é o movimento das nuvens [2]. Em Portugal foram reportadas flutuações de 45 a 90% da capacidade PV por minuto devido à passagem de nuvens [3] e no Hawai foi reportado flutuações de 63% por minuto [4].

Estas flutuações de energia PV criam problemas para a rede como o desequilíbrio de tensão [5], problemas relacionados com a regulação de tensão e de frequência [6-8], *flickers* de tensão [9], distorção da forma de onda da corrente e da tensão [10] e injeção de harmónicos de corrente [11] que poderão levar à violação dos padrões de qualidade de energia ou a falhas do sistema energético. Estes problemas são de especial importância em redes isoladas, como exemplo de ilhas com elevada penetração de produção PV.

1.3 - Objetivo

Esta dissertação tem como objetivo desenvolver um algoritmo utilizando várias técnicas de controlo, envolvendo limites aos aumentos da produção PV em degrau e em rampa, de modo a diminuir o efeito das flutuações de produção e a garantir a estabilidade do sistema para um caso específico de uma ilha portuguesa. Uma medida adicional de controlo que foi também aplicada corresponde a incluir um sistema de armazenamento com bateria.

4 Introdução

Capítulo 2

Estado da Arte

Este capítulo tem como objetivo efetuar uma análise crítica do atual estado da arte, relativamente a assuntos a abordar nesta dissertação.

Uma das soluções propostas, para mitigação de flutuações PV, passaria por uma dispersão geográfica utilizada para mitigar flutuações de rápida duração, instalando os painéis fotovoltaicos numa grande área dispersa. A produção dispersa também resolveria os problemas de proteção causados por uma grande penetração de energia PV [12]. Da análise, foi concluído que o efeito da mitigação dependia do agrupamento das instalações fotovoltaicas e da distância correspondente entre elas.

A utilização de geradores a diesel nas centrais fotovoltaicas, para mitigação de flutuação, chegou a ganhar a confiança dos operadores de sistema durante algum tempo. No entanto, a utilização de geradores a diesel levanta problemas como a lenta resposta destes face à constante variação de produção PV e uma diminuição de eficiência quando produz baixas potências durante as grandes oscilações de PV. Estes problemas levam os utilizadores a focarem-se em tecnologias mais rápidas e com mais flexibilidade como baterias, condensadores e células fuel [13].

As células fuel têm ganho fama devido a várias razões como a elevada eficiência de integração com as energias renováveis, baixo custo, resposta rápida e poderem ser instaladas próximo da carga com redução de emissões e ruído. A viabilidade da utilização de células fuel é demonstrada em [14].

Devido ao impacto negativo provocado por flutuações de energia PV acentuada, alguns operadores de rede impõem limites de taxa de rampa para a produção PV. Esses limites dependem das características da rede e das centrais convencionais no sistema [15]. Por exemplo, a autoridade de energia elétrica de Porto Rico define um limite de taxa de rampa de 10% da capacidade por minuto para energia eólica e solar [16]. Na central fotovoltaica La Ola de 1.2 MW, que se situa numa pequena ilha, um sistema de armazenamento de energia foi designado para limitar a taxa de rampa de saída para 30% por minuto [17]. Em ambos os casos, os limites de rampa foram definidos para prevenir excessos de tensão e desvios de frequência do lado da rede.

A contenção das taxas de aumento de PV a curto prazo podem ser realizadas através da utilização de *dump loads* de forma a dissipar o excesso de energia PV ou operando a *power-*

conditioning unit do sistema PV abaixo do ponto de potência máxima (MPP) [18]. Estes métodos apresentam um baixo custo de implementação, mas podem limitar largamente as receitas dos proprietários dos sistemas PV.

Um controlo eficaz das variações de energia PV de curto-prazo só é possível com o uso de um sistema de armazenamento de energia rápida. Em particular os sistemas de armazenamento com bateria são os preferidos para instalações PV na ordem dos MW, tal como visto em [19] e [20]. Em [19], mostra que a operação do sistema PV abaixo do ponto de potência máxima (MPP) combinado com o uso de um sistema de armazenamento com bateria é uma estratégia mais económica para mitigar flutuações de PV em grandes centrais, do que utilizar apenas uma das técnicas em isolado.

O objetivo de todos estes trabalhos é para mitigar flutuações de energia PV elevadas a curto prazo. Não existe preocupação sobre como mitigar as deficiências do equilíbrio de potência ativa no intervalo de tempo de vários minutos.

Nesta dissertação é proposto uma estratégia de controlo para mitigação de flutuações PV para um sistema isolado com grande penetração PV. Nesta abordagem, para além de evitar grandes excursões de frequência provocadas por flutuação de energia PV de curto prazo, o principal objetivo é evitar quebras de equilíbrio de potência ativa num intervalo de vários minutos. Um controlo eficaz deve ser capaz de não só compensar rapidamente desvios de potência ativa a curto prazo, no período de segundos, mas também de evitar situações de falta de reserva de regulação de potência ativa durante alguns minutos (normalmente entre 10 a 15 minutos), dando tempo aos operadores de rede de reagirem, ficando estes com a possibilidade de adicionar ou subtrair potência com outras fontes de energia.

Capítulo 3

Caso de Estudo e Metodologia

3.1- Introdução

Para este caso de estudo, irão ser utilizados dados reais de uma ilha portuguesa, que atualmente se encontra com uma produção instalada de 15 MW, e que no futuro espera aumentar essa produção para 75 MW por ligação de novos parques PV num total de 60 MW.

Na figura 3.1 encontra-se a evolução temporal da produção PV durante um dia do cenário atual (valores registados em 2016), bem como da previsão do cenário futuro.

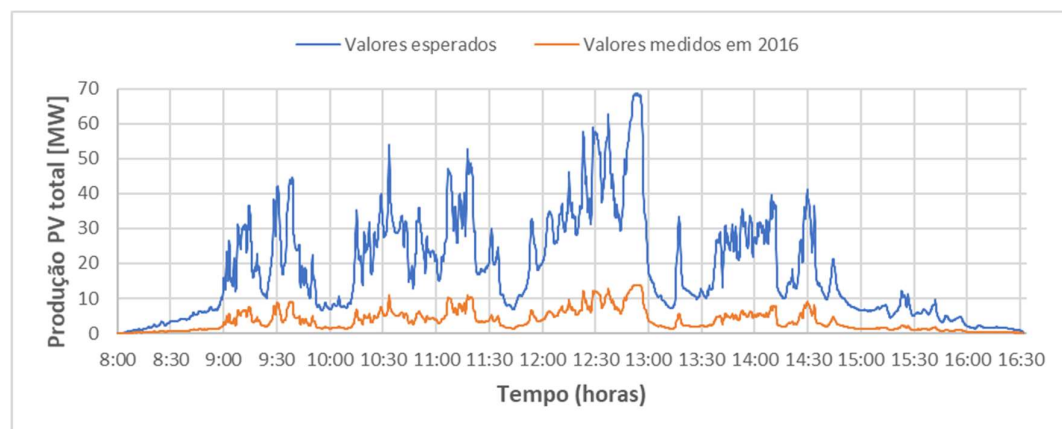


Figura 3.1 - Produção PV total diária do cenário atual e do cenário futuro

Como esperado, o aumento de produção irá levar a um aumento da amplitude das subidas e quedas de produção PV, o que poderá ter efeitos nocivos para o sistema.

De modo a manter a estabilidade do sistema, foram definidos pelo operador de sistema, os seguintes critérios para aceitação das variações de produção PV do sistema elétrico em análise:

- Critério 1: Este critério impõe variações máximas em rampa de $\pm 10\text{MW}/10\text{s}$ de modo a garantir que não ocorrem variações excessivas do valor eficaz das tensões e da frequência

da rede que possam ocasionar disparos nas proteções dos dispositivos inseridos no sistema elétrico.

- Critério 2: Este critério determina aumentos de produção em degrau limitados a teto de 11 MW a cada 15 minutos (i.e., aumento máximo de 11 MW quando medido em relação ao início de cada $\frac{1}{4}$ de hora). Ao nível do despacho, assume-se a existência de ± 11 MW de reserva primária e secundária. É possível definir um teto para aumentos de produção PV por controlo efetuado ao nível dos conversores do parque (de modo a evitar défices de reserva primária e secundária a descender).
- Critério 3: Este critério estabelece que, se a queda em relação ao início de cada $\frac{1}{4}$ de hora ultrapassar 11 MW, as quedas de produção em rampa devem ser limitadas a 30 MW/15min. Este critério pretende evitar que as quedas de produção PV criem défices do balanço de potência ativa após esgotada a reserva primária e secundária de 11 MW. Assume-se que, após esgotada essa reserva, existe uma central hídrica reversível que disponibiliza até 30 MW de reserva a subir especificamente para compensar quedas de produção renovável. Esta compensação é feita através de estratégia de controlo automática específica para este propósito implementada no centro de controlo do operador do sistema. A capacidade desta central hídrica em termos de velocidade de resposta é de 30 MW em 11 minutos. Para garantir uma transição segura entre a queda de produção PV e o aumento de produção hídrica, basta definir que a produção PV pode reduzir a uma taxa máxima de 30 MW em 11 minutos. No entanto, para garantir alguma margem de segurança, nomeadamente dar tempo ao operador de obter reserva adicional através de ações manuais, considera-se que a produção PV pode reduzir a uma taxa máxima de 30 MW em 15 minutos.
- Critério 4: O critério 4 é um caso específico do critério 3, em que se a queda em relação ao início de cada $\frac{1}{4}$ de hora ultrapassar os 11 MW, as quedas de produção em rampa são limitadas a 40 MW/15min, desde que a violação dos 30 MW/15 min ocorra concentrada num reduzido número de dias do ano. É assumido que em dias muito perturbados o operador possa, à partida, definir critérios de despacho com maior reserva girante a subir recorrendo às máquinas térmicas do sistema. Esta é uma situação a aceitar num reduzido número de dias, no sentido de minimizar a necessidade de recorrer a ações de controlo manuais para garantir o balanço de potência ativa no sistema elétrico e no sentido de minimizar a necessidade de recorrer a energias fósseis.

3.2- Métricas a utilizar

De modo a obter as variações de produção entre diferentes instantes, foi necessário definir várias métricas. Para tal é necessário subtrair o valor de P_g em cada instante, com o valor de P_g passado, dependendo da métrica que queremos obter.

Em cada métrica irá ser demonstrado o cenário atual de 15 MW, bem como o cenário futuro de 75 MW para todo o ano.

3.2.1 - Métrica 1: Variação de Pg em 10 segundos [MW/10s]

Esta métrica foi calculada recorrendo à equação que se apresenta abaixo e permite obter a variação de Pg em intervalos de 10 segundos. Tem especial importância pois permite verificar o critério 1 em todas as situações. Na figura 3.2 está representada a variação de Pg em 10 segundos durante um ano para o atual (esquerda) e futuro cenário (direita). Confirma-se, tal como esperado, uma maior variação da produção PV para o cenário futuro.

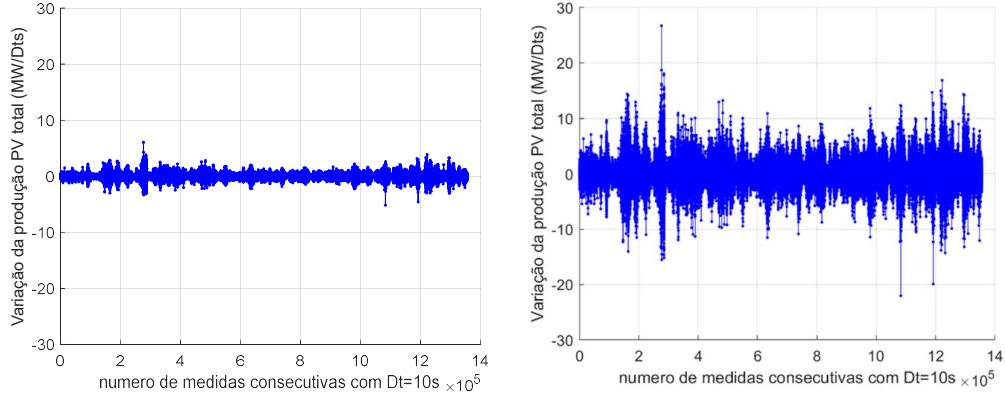


Figura 3.2 - Variação de Pg em 10 segundos durante um ano para o cenário atual (esquerda) e futuro (direita)

$$\Delta Pg \text{ em } 10 \text{ s}(t) = Pg(t) - Pg(t - 10s) \text{ [MW/10s]} \quad (3.1)$$

3.2.2 - Métrica 2: Variação de Pg em 15 min [MW/15 min]

Esta métrica foi calculada recorrendo à equação que se apresenta abaixo e tem como objetivo a demonstração da variação Pg em 15 minutos durante todos os instantes. A figura 3.3 mostra a variação de Pg em 15 minutos durante um ano para o cenário atual, bem como para o cenário futuro.

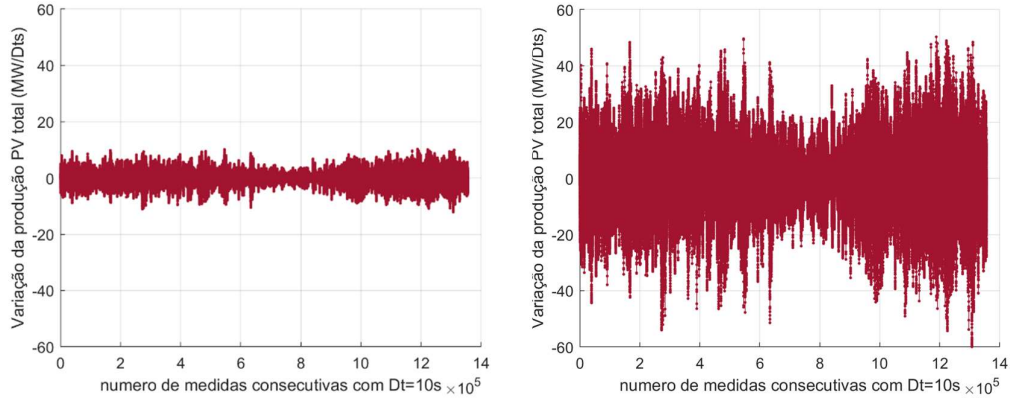


Figura 3.3 - Variação de Pg em 15 minutos durante um ano para o cenário atual (esquerda) e futuro (direita)

$$\Delta Pg \text{ em } 15 \text{ min}(t) = Pg(t) - Pg(t - 900s) \text{ [MW/900s]} \quad (3.2)$$

3.2.3 - Métrica 3: Variação de P_g em relação ao início de cada 15 min [MW/x min]

Esta métrica foi calculada recorrendo à equação que se apresenta abaixo e tem especial importância pois permite a verificação do critério 2. A seguinte figura 3.4 mostra a variação de P_g em relação ao início de cada 15 minutos durante um ano para o cenário atual e para o cenário futuro.

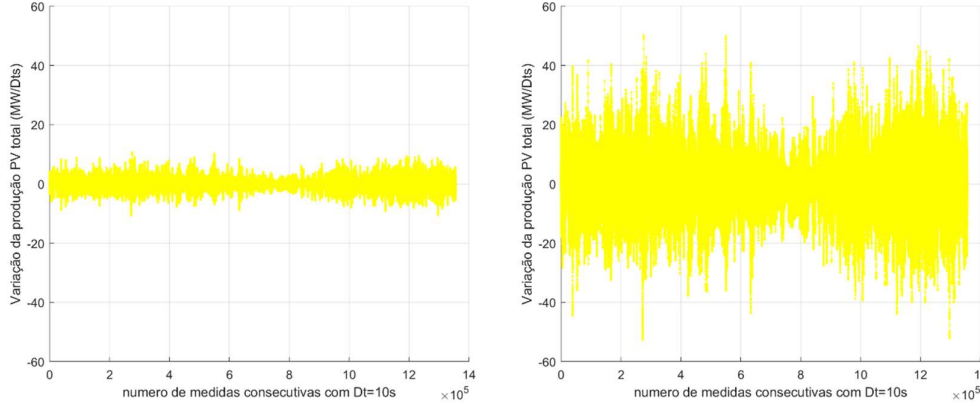


Figura 3.4 - Variação de P_g em relação ao início de cada 15 minutos durante um ano para o cenário atual (esquerda) e futuro (direita)

$$\Delta P_g \text{ em relação ao início de cada 15 min}(t) = P_g(t) - P_g(\text{início de cada 900s}) \text{ [MW/x min]} \quad (3.3)$$

Em termos estatísticos, a métrica 2 (que considera uma janela de tempo deslizando) fornece desvios mais severos que a métrica 3 (que calcula o desvio de potência em relação ao início de cada 15 minutos). Logo, aquando da validação de critérios de variações em 15 minutos, se olharmos só para a métrica que considera uma janela de tempo deslizando (métrica 2) estamos a adotar alguma margem de segurança na análise. Como tal, para validação de critérios de quedas de produção em 15 minutos, foi usada a métrica 2, a qual posteriormente foi desdobrada em duas novas métricas, fazendo a distinção entre as quedas que, em relação ao início de cada 1/4h, ultrapassaram ou não ultrapassam os 11 MW. Isto porque quando a queda de produção PV ultrapassa os 11 MW, esta corresponde a uma situação em que não existe reserva primária e secundária, mas apenas o controlo automático proveniente de uma central hídrica com uma capacidade de variação da produção mais lenta.

Colocando as 2 métricas no cenário futuro de 75 MW no mesmo gráfico, o qual se apresenta na figura 3.5, retira-se a mesma conclusão: a métrica 2 fornece desvios mais severos que a métrica 3.

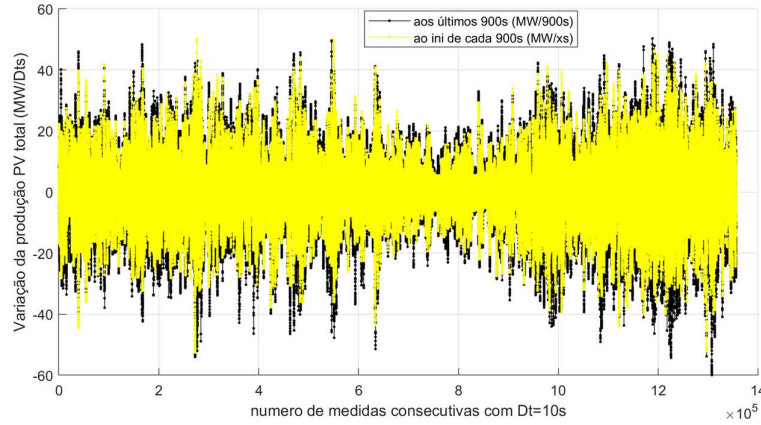


Figura 3.5 - Comparação entre a métrica 2 e 3 para o cenário futuro

3.2.4 - Métrica 4: Variação de P_g em 10 segundos [MW/10s] para quedas que em relação ao início de cada 1/4h, não ultrapassaram os 11 MW

Esta métrica permite verificar a variação de P_g em 10 segundos, para casos específicos em que as quedas em relação ao início de cada 1/4h não ultrapassaram os 11MW. Na figura 3.6 pode ser vista a variação de P_g durante um ano para esta métrica, tanto para o cenário atual como para o cenário futuro.

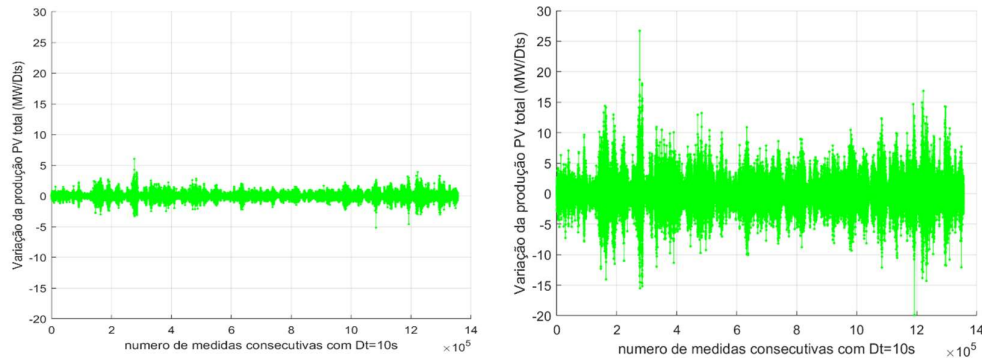


Figura 3.6 - Variação de P_g em 10 segundos para quedas que em relação ao início de cada 1/4 de hora não ultrapassem os 11 MW durante um ano para o cenário atual (esquerda) e futuro (direita)

Esta métrica foi calculada recorrendo à seguinte equação:

$$\Delta P_g \text{ em } 10 \text{ s}(t) = P_g(t) - P_g(t - 10s) \text{ [MW/10s]} \quad (3.4)$$

Para quedas que em relação ao início de cada 1/4h não ultrapassam os 11MW.

3.2.5 - Métrica 5: Variação de P_g em 10 segundos [MW/10s] para quedas que em relação ao início de cada 1/4h, ultrapassaram os 11 MW

Esta métrica permite verificar novamente a variação de P_g em 10 segundos, mas desta vez para quedas que em relação ao início de cada 1/4h, ultrapassam os 11 MW. Isto é, em períodos em que não existe reserva primária e secundária. Na figura 3.7 é possível ver a variação de produção PV total durante o ano para esta métrica para o cenário atual e cenário futuro.

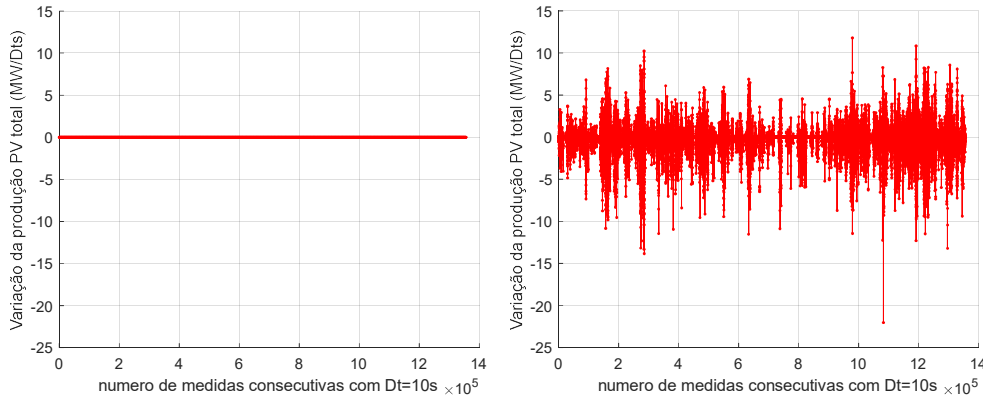


Figura 3.7 - Variação de P_g em 10 segundos para quedas que em relação ao início de cada 1/4 de hora ultrapassarem os 11 MW durante um ano para o cenário atual (esquerda) e futuro (direita)

Esta métrica foi calculada recorrendo à seguinte fórmula:

$$\Delta P_g \text{ em } 10 \text{ s}(t) = P_g(t) - P_g(t - 10s) \text{ [MW/10s]} \quad (3.5)$$

Para quedas que em relação ao início de cada 1/4h ultrapassam os 11MW.

De notar que no cenário atual, como não existem quedas que em relação ao início de cada 1/4 de hora ultrapassam os 11MW, não existe variação de P_g por aplicação desta métrica.

3.2.6 - Métrica 6: Variação de P_g em 15 min [MW/15 min] para quedas que em relação ao início de cada 1/4h, não ultrapassaram os 11 MW

Esta métrica foi calculada recorrendo à seguinte fórmula:

$$\Delta P_g \text{ em } 15 \text{ min}(t) = P_g(t) - P_g(t - 900s) \text{ [MW/900s]} \quad (3.6)$$

Para quedas que, em relação ao início de cada 1/4h não ultrapassam 11 MW.

Na figura 3.8, é possível ver a variação de P_g 15 minutos, para o caso específico em que as quedas em relação ao início de cada 1/4 de hora não ultrapassam os 11 MW, ou seja, existe reserva primária e secundária.

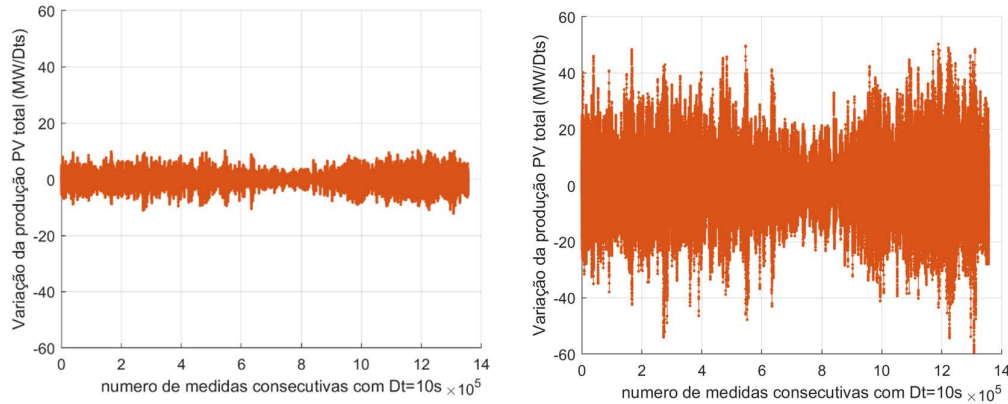


Figura 3.8 - Variação de P_g em 15 minutos para quedas que em relação ao início de cada 1/4 de hora não ultrapassem os 11 MW durante um ano para o cenário atual (esquerda) e futuro (direita)

3.2.7 - Métrica 7: Variação de P_g em 15 min [MW/15 min] para quedas que em relação ao início de cada 1/4h, ultrapassem os 11 MW

Esta métrica foi calculada recorrendo à fórmula:

$$\Delta P_g \text{ em } 15 \text{ min}(t) = P_g(t) - P_g(t - 900s) \text{ [MW/900s]} \quad (3.7)$$

Para quedas que, em relação ao início de cada 1/4h ultrapassem 11 MW, isto é, quando já não existe reserva primária e secundária, apenas reserva hídrica que tem uma velocidade de resposta mais lenta. A figura 3.9 apresenta esta métrica durante um ano.

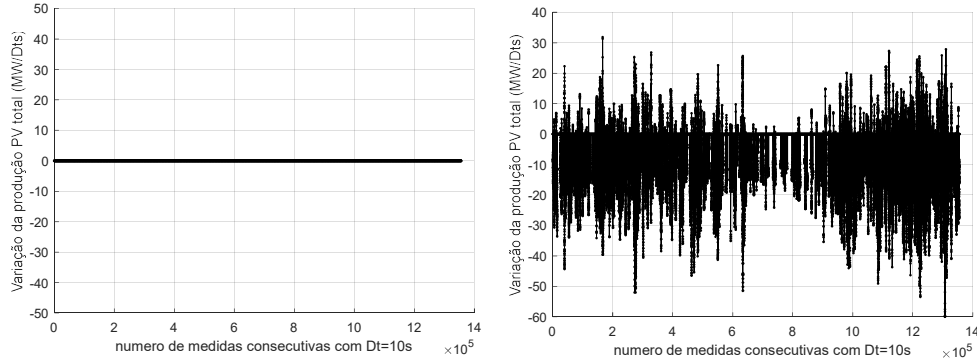


Figura 3.9 - Variação de P_g em 15 minutos para quedas que em relação ao início de cada 1/4 de hora ultrapassem os 11 MW durante um ano para o cenário atual (esquerda) e futuro (direita)

Mais uma vez repara-se, através da figura 3.9, que no caso atual de 15 MW, nunca existe ultrapassagem de 11 MW em relação ao início de cada 1/4 de hora, como tal, o gráfico da variação aparece sempre com valor de zero. Esta métrica tem uma especial importância, pois é ela que irá avaliar se existe violação do critério 3 e do critério 4.

3.2.8 - Métrica 8: Variação de P_g em 1 min [MW/1 min]

Esta métrica foi calculada recorrendo à fórmula:

$$\Delta P_g \text{ em } 1 \text{ min}(t) = P_g(t) - P_g(t - 60s) \text{ [MW/60s]} \quad (3.8)$$

Na figura 3.10 é possível ver a variação de P_g em 1 minuto durante um ano, para o cenário atual e futuro.

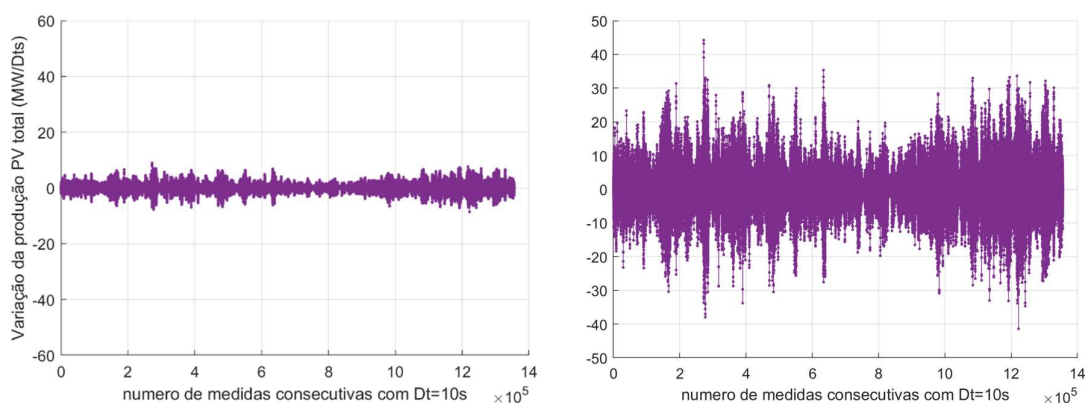


Figura 3.10 - Variação de P_g em 1 minuto durante um ano para o cenário atual (esquerda) e futuro (direita)

Esta métrica tem alta relevância pois permite comparações futuras com critérios que têm sido adotados por alguns operadores de rede [4,16].

3.2.9 - Ilustração das variações de PV durante um dia

Para se ter uma melhor percepção da variação de P_g durante um dia, são apresentados gráficos de variação de P_g durante um dia, dos valores atuais medidos em 2016 e dos valores esperados no futuro. O dia escolhido foi o dia com maior queda de produção em 15 minutos.

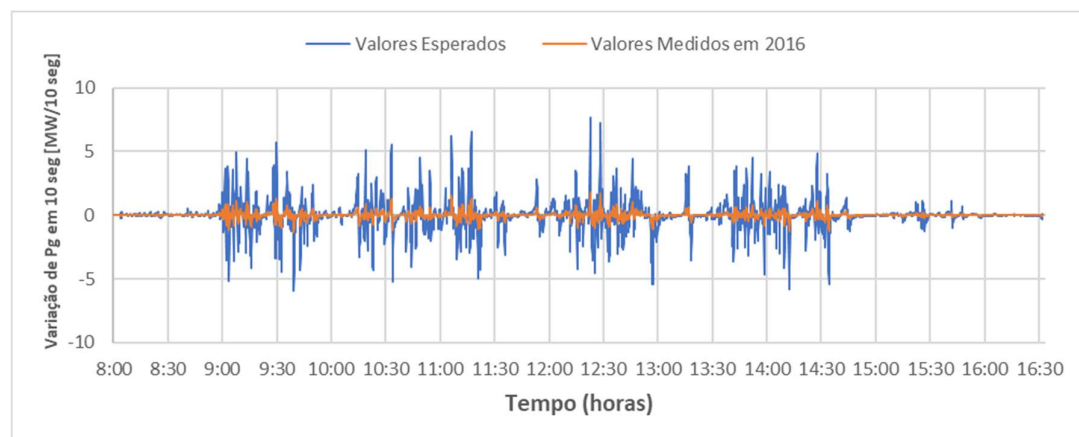


Figura 3.11 - Variação de P_g em 10 segundos durante um dia com a métrica 1

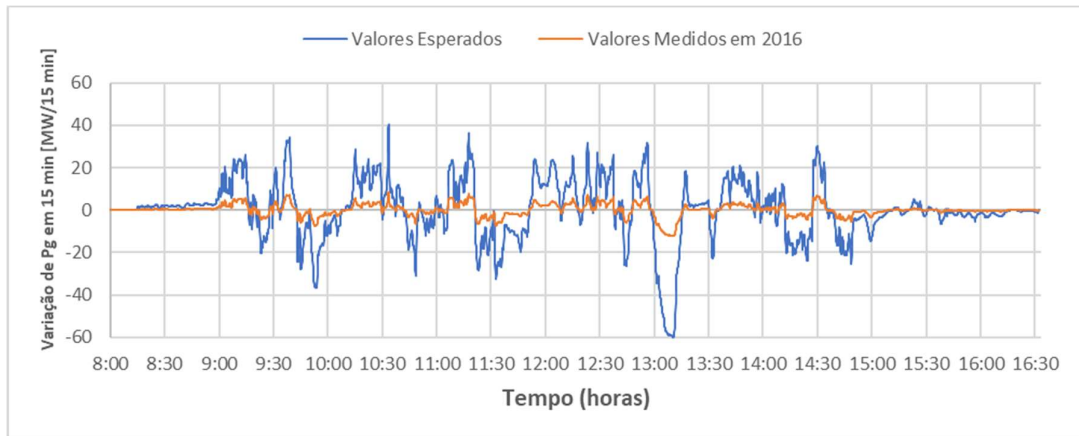


Figura 3.12 - Variação de Pg em 15 minutos durante um dia com a métrica 2

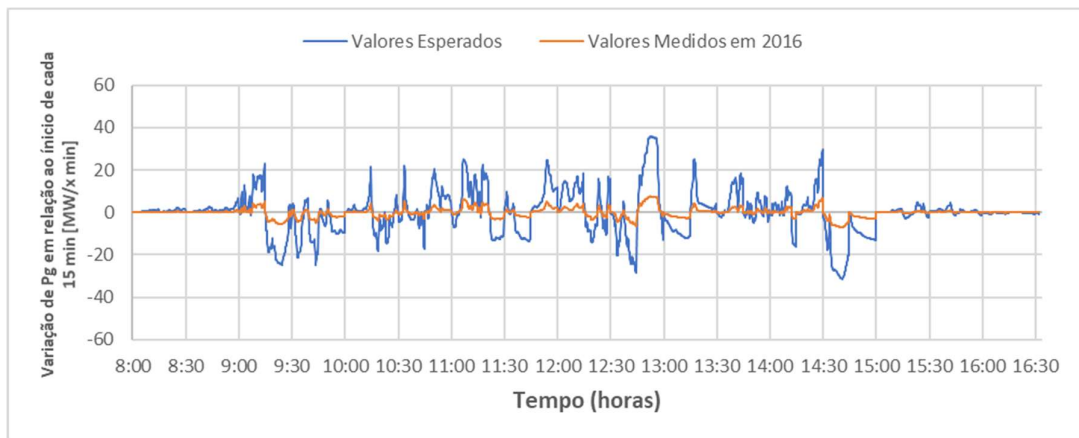


Figura 3.13 - Variação de Pg em relação ao início de cada 15 min durante um dia com a métrica 3

Da mesma forma que se verificava uma grande diferença nos gráficos anuais, é agora ainda mais perceptível a diferença entre as variações de Pg do caso atual para o futuro. De notar o destaque para a variação de Pg a 15 minutos (figura 3.12) que praticamente atinge o valor de -60 MW, valor muito abaixo do critério definido.

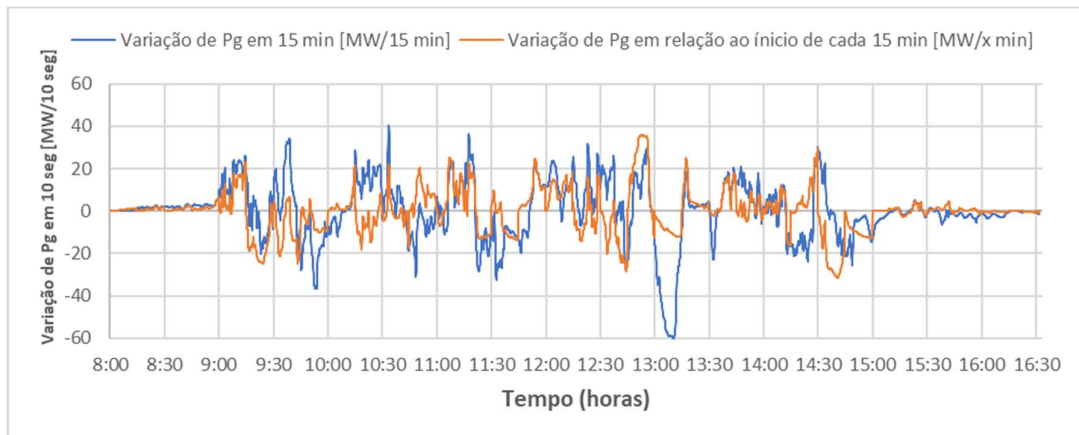


Figura 3.14 - Comparação entre métricas 2 e 3 no cenário futuro

Colocando a métrica 2 e a métrica 3 no mesmo gráfico (ver figura 1.14), para o dia com maior queda de produção em 15 minutos no cenário futuro, mais uma vez se conclui que a métrica 2 (que considera uma janela de tempo deslizante) fornece desvios mais severos que a métrica 3 (que calcula o desvio de potência em relação ao início de cada 15 minutos).

3.3- Caracterização das variações de Produção PV

Definidas as métricas, é agora possível obter a caracterização das variações de Produção PV total durante um ano, para diferentes intervalos de tempo entre as medidas, para os valores atuais de 15 MW e para os valores do cenário futuro de 75 MW. Na figura 3.15, no eixo das abcissas, temos os intervalos de tempo entre as medidas em segundos. De notar que quando se menciona Quedas <11 MW tanto no intervalo de 10s como no de 900s, refere-se a quedas que, em relação ao início de cada $\frac{1}{4}$ de hora não ultrapassam 11 MW, e quando se menciona Quedas > 11MW, refere-se a quedas que em relação ao início de cada $\frac{1}{4}$ de hora ultrapassam 11 MW. Essa divisão é feita para se verificar as variações de Pg quando existe ou não reserva primária e secundária. No caso de não existir reserva primária e secundária, considera-se uma reserva a subir de uma central hídrica. Esta nomenclatura é utilizada em todas as caracterizações das variações de produção PV. Na mesma figura é possível ver, para cada caso de intervalo de tempo, o valor máximo representando por *max*, o valor mínimo representando por *min* e os valores dos quantis definidos. Neste tipo de figuras, assume-se $q=1/365$. O critério 1 é verificado com os valores máximos e mínimos quando o intervalo de tempo entre as medidas é de 10s (legenda “10”), o critério 2 é verificado com o valor máximo do intervalo a cada 900s (legenda “a cada 900s”), e o critério 3 e 4 têm a sua verificação no valor mínimo do intervalo de tempo entre as medidas de 900s quando as quedas em relação ao início de cada $\frac{1}{4}$ de hora ultrapassam os 11 MW, ou seja, em “900 - Quedas>11MW”.

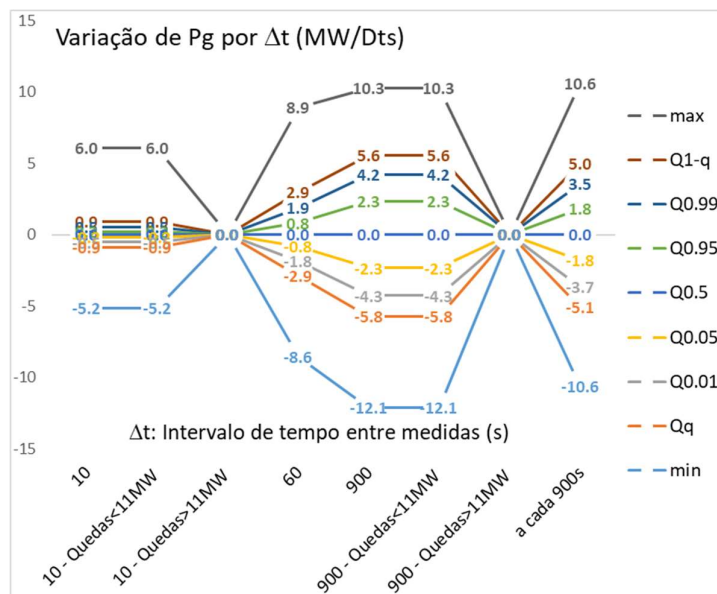


Figura 3.15 - Caracterização das variações da produção PV total durante um ano para o cenário atual de 15 MW de PV instalado

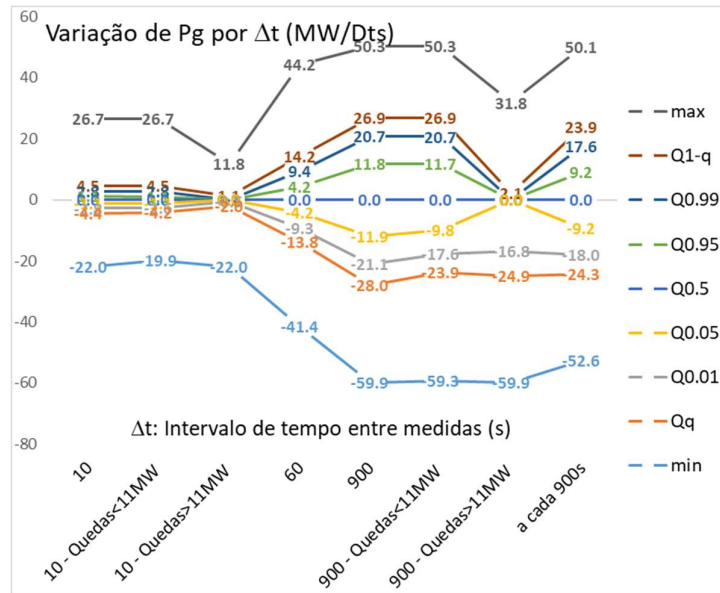


Figura 3.16 - Caracterização das variações da produção PV total durante um ano para o cenário futuro de 75MW de PV instalado

Verifica-se então através da figura 3.15, que no cenário atual de 15 MW de PV instalado, não existe violação de qualquer um dos critérios. Com a expansão no cenário futuro para 75 MW, todos os critérios sofrem violação, com um máximo de variação de Pg em 10 segundos de 26.7 MW, um mínimo de variação de Pg em 10 segundos de -22 MW, um máximo de variação de Pg em relação ao início de cada 15 minutos de 50.1MW e um máximo de variação de Pg em 15 minutos para quedas que, em relação ao início de cada 1/4h, ultrapassaram 11 MW de -59.9 MW. De relembrar que o critério 1 impõe variações máximas de +/-10MW/10s, o critério 2 impõe aumentos de produção em degrau limitados a teto de 11 MW a cada 15 minutos e o critério 3 impõe que, se a queda em relação ao início de cada 1/4h ultrapassar 11 MW, as quedas de produção são limitadas a 30 MW/15min.

Como foi visto acima (figura 3.16), no caso futuro, sem imposição de qualquer medida, não são cumpridos nenhum dos 3 critérios definidos, como tal é necessário a aplicação de medidas de modo a fazer respeitar os critérios definidos.

3.4- Medidas de Controlo que atuam nos limites aos aumentos de produção

Foram definidas duas medidas de controlo que atuam nos limites ao aumento de produção:

A primeira medida irá limitar a amplitude de aumentos de produção PV a valores seguros, recorrendo a um teto de 11 MW a cada 15 minutos para a produção PV total (poderá também ser aplicado somente nas novas PV, pois a antiga sobe no máximo 10.3 MW/15min)

A segunda medida implica limitar as quedas de produção PV a valores seguros através de limites impostos às rampas de produção a subir nos parques novos.

Estando definidas as medidas de controlo, foi desenvolvido um algoritmo de controlo em MATLAB 2020, utilizando as mesmas.

Em cada instante a potência produzida PV é comparada com a potência admitida através dos limites dos tetos e das rampas. Se a potência produzida ultrapassar o limite definido, a

potência entregue à rede é definida pelos limites previamente definidos, sendo o resto da produção desperdiçada.

A aplicação destas medidas poderá implicar uma perda de produção, pois caso os limites sejam atingidos, a energia extra é desperdiçada. A produção perdida corresponde então à diferença, em cada momento, da potência total possível de fornecer sem medidas aplicadas com a potência a fornecer à rede com estas já devidamente impostas.

A energia total perdida pode ser calculada como o integral no tempo da diferença entre a potencial produção PV (i.e., sem aplicação de medidas) e a potência que é entregue à rede por aplicação das medidas, tal como se descreve na equação abaixo.

$$E_{g_{loss}} = \int_{t_0}^T (Pg(t) - Pg^{grid}(t)) \partial t \quad (3.9)$$

A primeira medida a ser implementada foi a aplicação de um teto máximo de 11 MW a cada 15 minutos. Foi limitada apenas a novas PV, mas o resultado seria o mesmo se limitasse toda a PV, pois a produção PV antiga nunca viola este limite. Na figura 3.17 vê-se um exemplo deste controlo durante um dia.

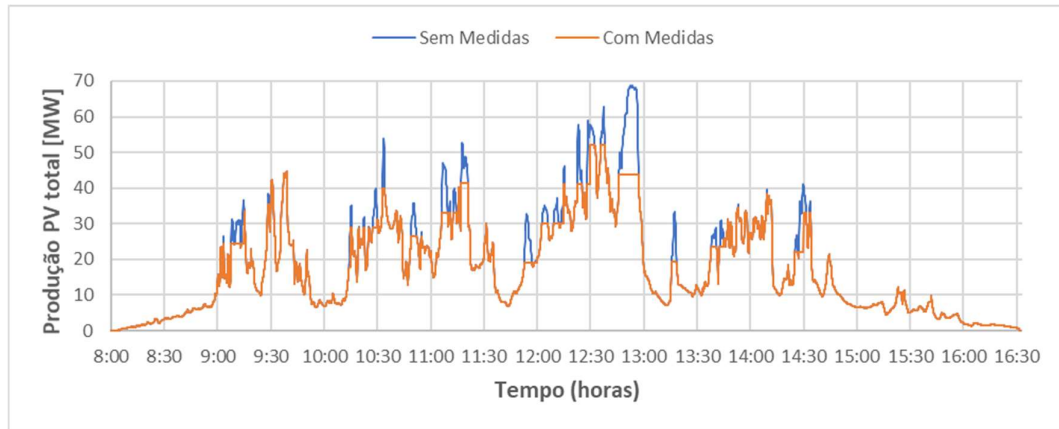


Figura 3.17 - Exemplo de Produção PV diária com e sem limite de teto

É possível verificar o controlo em prática, em vários instantes do dia, da medida aplicada, sendo que o instante mais notório será entre as 12:45 às 13:00, onde realmente se verifica que o valor máximo do teto é atingindo.

Outra técnica a utilizar consiste na combinação do controlo por tetos máximos de 11 MW a cada 15 minutos, com rampas a subir de valor fixo durante todo o período só nas novas PV, tal como se ilustra na figura 3.18. Nesta figura, logo se repara que ao contrário do que acontecia só com tetos os aumentos de produção são também limitados pelas rampas a subir.

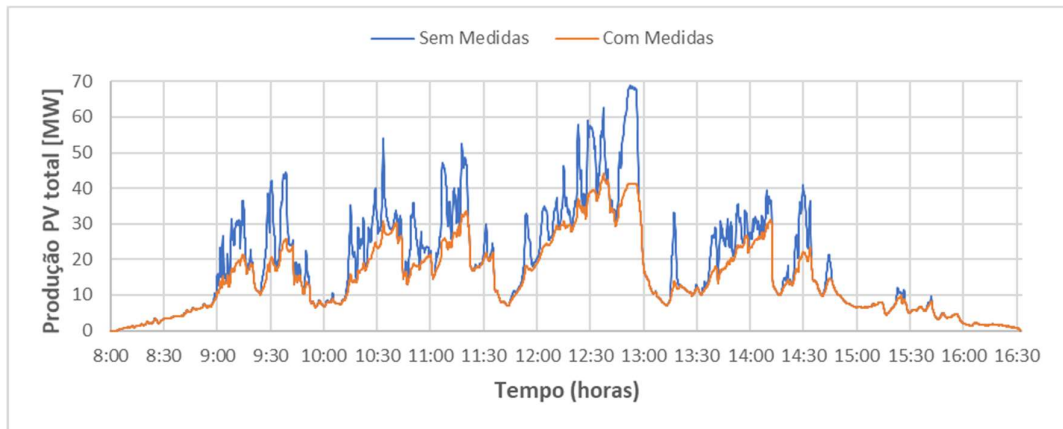


Figura 3.18 - Exemplo de Produção PV diária com e sem limite de teto e rampa a subir fixa

Outro método que foi utilizado consiste em manter o controlo por tetos máximos de 11 MW e efetuar controlo de rampa a subir mais severo apenas durante períodos de tempo de maiores incidências, evitando assim algum corte de produção PV. Foi então necessário descobrir para que períodos existem maiores incidências de violação do critério 3. Pegando nos dados obtidos através do controlo só por tetos, obtiveram-se todos os momentos em que ocorreu violação do critério 3. Nas seguintes figuras é possível ver as horas do dia (figura 3.19) e os meses do ano (figura 3.20) em que ocorreram as violações do critério 3.

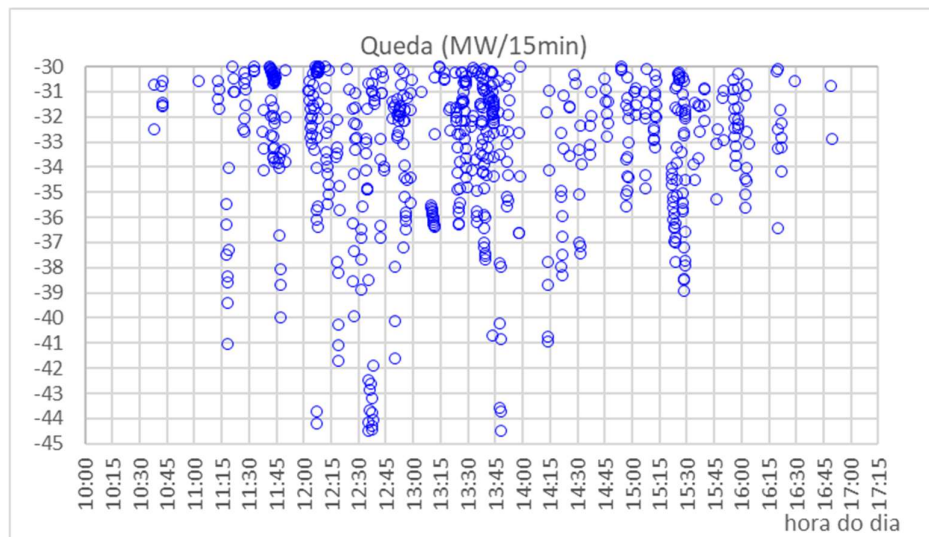


Figura 3.19 - Horas do dia em que ocorrem violações do critério 3

Repara-se assim que as maiores quedas ocorrem entre o período das 12:00 e as 14:00.

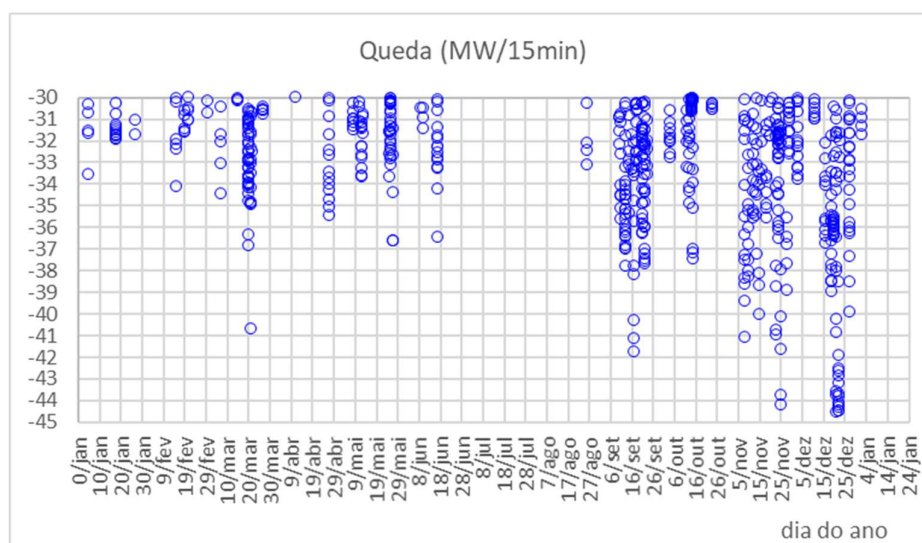


Figura 3.20 - Dias do ano em que ocorrem violações do critério 3

As quedas que violam o critério 3 ocorrem com maior frequência entre os meses de setembro e dezembro, período onde ocorrem também as maiores quedas.

Foram então utilizados limites de rampas mais severos durante o período das 12:00 e as 14:00 horas, utilizando limites mais folgados nos restantes períodos como pode ser visto na figura 3.21.

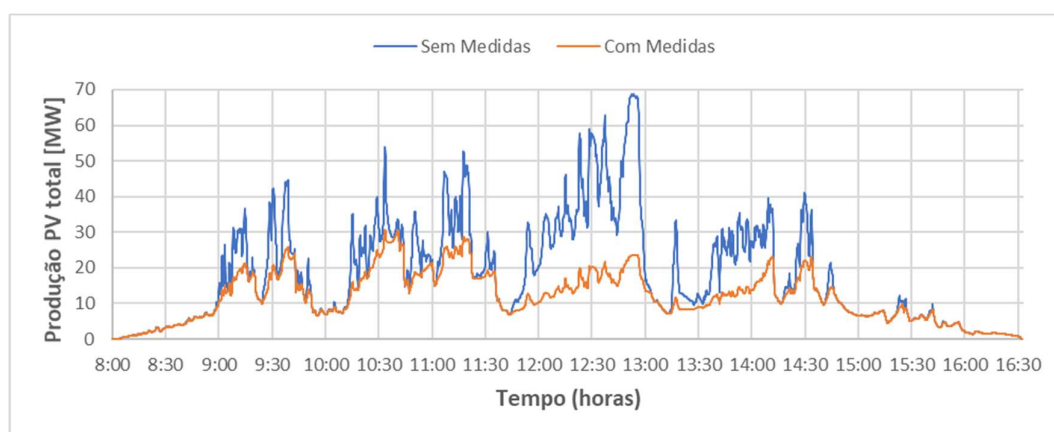


Figura 3.21 - Exemplo de Produção PV diária com e sem limite de tetos e rampa a subir, neste caso usando rampas mais apertadas no período entre as 12:00 e as 14:00

Por observação da figura 3.21, facilmente se nota que devido às ações de controlo, durante o período entre as 12:00 e as 14:00, a produção sobe bastante menos que nos restantes horários.

Utilizando os dados obtidos na figura 3.20, outro método testado consistiu na consideração de rampas a subir mais apertadas durante os meses com maiores quedas de produção PV (setembro, novembro e dezembro). Foi também testada a combinação do horário de maiores quedas com os meses mais afetados.

Outro método testado passou pela utilização de tetos e limites de rampas mais severos quando a produção ultrapassa os 30 MW (valor de queda máximo aceitável em 15 minutos),

usando limites de rampas mais folgados nos restantes períodos. Esse controlo está evidenciado na figura 3.22.

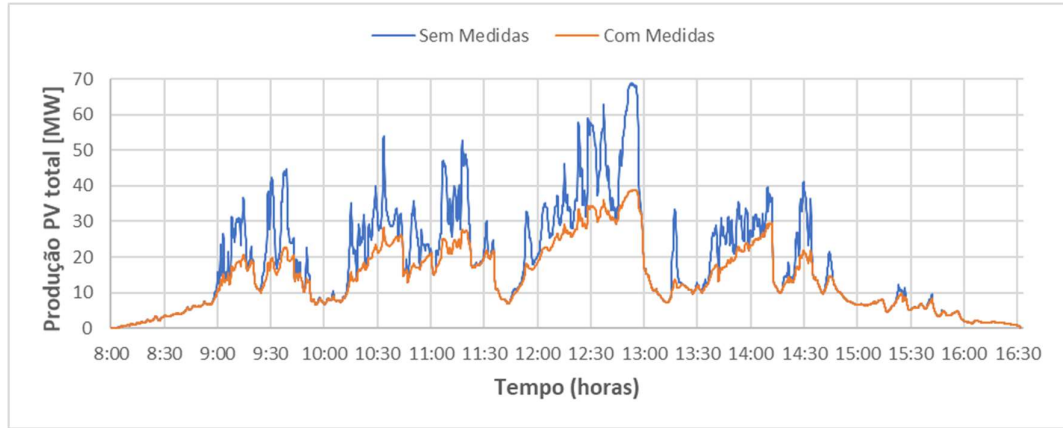


Figura 3.22 - Exemplo de Produção PV diária com e sem limite de tetos e rampa a subir mais apertada nos períodos em que PG seja superior a 30MW

3.5- Controlo com recurso a baterias

Um método adicional que foi estudado é a inclusão de um sistema de baterias que armazena ou liberta energia, consoante a necessidade do parque e do sistema. Com o sistema de baterias, além da possibilidade de efetuar o controlo através de tetos e rampas a subir, é agora acrescentada a possibilidade de efetuar o controlo de rampas a descer, não possível até agora.

Com o funcionamento deste sistema, quando o valor de P_g num instante é inferior aos limites de rampa a descer impostos, a bateria liberta energia para impor os limites definidos, e a sua potência gerada é superior a zero. A potência gerada à saída dos conversores (P_{gCON}) é dividida pela sua eficiência de descarga, dando o valor de potência ativa gerada pela bateria (P_{gBAT}). É necessário ter o cuidado de a P_{gCON} não violar a corrente nominal dos conversores. De seguida é calculado o estado de carga (*State of Charge* ou SOC) através de:

$$SOC(t) = SOC(t) - \int P_g^{BAT}(t) dt \times 100/En \quad (3.10)$$

Na simulação da ação de controlo da bateria, é necessário garantir que o valor do SOC nunca seja inferior ao valor de SOC mínimo definido.

Por outro lado, quando o valor de produção PV num instante é superior aos limites impostos, a bateria armazena a energia extra, em vez de a desperdiçar e P_{gBAT} é obtido através da multiplicação de P_{gCON} com a eficiência de carga. Mais uma vez, P_{gCON} não poderá violar a corrente nominal dos conversores e o SOC é obtido através da equação 3.10. Neste caso, o valor de SOC nunca poderá ultrapassar o valor definido de SOC máximo.

Como parâmetros para o caso em estudo, foi assumido um SOC mínimo e máximo de 0.2 e 0.9, de eficiência de descarga de 0.9 e de eficiência de carga de 0.9.

A energia libertada pela bateria durante um dia corresponde ao integral da potência ativa gerada pela bateria durante o dia. Ou seja, corresponde à soma do integral da potência quando a bateria liberta energia (que assume valores positivos) com o integral da potência quando a bateria armazena energia (que assume valores negativos).

$$Eg^{BAT}(t) = \int_{t_0}^T (Pg^{BAT}(t)) \partial t = \int_{t_0}^T \left(\frac{Pg^{CON}(t)}{\eta_d} \right) \partial t + \int_{t_0}^T (Pg^{CON}(t) \cdot \eta_c) \partial t \quad (3.11)$$

A perda de produtividade PV diária (MW.s) é calculada através da seguinte formula:

$$Eg_{loss} = \int_{t_0}^T (Pg(t) - Pg^{grid}(t)) \partial t - Eg_{shift}^{day} - Eg_{shift}^{night} \quad (3.12)$$

Em que Pg é a produção PV total, Pg^{grid} é a energia entregue à rede com as medidas aplicadas, Eg_{shift}^{day} é a energia libertada pela bateria durante o dia, e Eg_{shift}^{night} é a energia libertada pela bateria durante a noite.

A energia libertada durante o dia é obtida através do integral da potência ativa gerada à saída dos conversores quando a bateria está a libertar energia:

$$Eg_{shift}^{day} = \int_{t_0}^T Pd^B(t) \partial t \quad (3.13)$$

A nível de gestão do SOC da bateria, foi utilizada a opção de “*overnight battery recharging*”. Se o SOC do fim do dia for superior ao SOC do início do dia, a energia extra armazenada terá de ser libertada durante a noite para que na manhã seguinte o SOC seja igual ao SOC inicial especificado. Se o SOC do final do dia for inferior ao SOC do início do dia, a energia extra terá que ser reposta durante a noite para que na manhã seguinte SOC seja igual ao SOC inicial especificado. A energia libertada durante a noite foi então calculada da seguinte forma:

- Se a Eg^{BAT} for inferior a zero, supõem-se que a energia a mais que ficou armazenada na bateria no final de cada dia (em relação ao valor especificado de energia no início de cada dia) é entregue à rede em horas sem produção PV, de modo que no início do dia seguinte, a bateria disponha do valor especificado de energia para o início do dia. Neste caso, a energia libertada durante a noite é calculada por:

$$Eg_{shift}^{night} = (-Eg^{BAT}(T)) \cdot \eta_d \quad (3.14)$$

- Se Eg^{BAT} for superior a zero, supõem-se que a energia a mais que foi libertada pela bateria no final de cada dia (em relação ao valor especificado de energia no início de cada dia) é reposta em horas sem produção PV, de modo que, no início do dia seguinte, a bateria disponha do valor especificado de energia para o início do dia. Neste caso, a energia libertada durante a noite é calculada por:

$$Eg_{shift}^{night} = (-Eg^{BAT}(T)) / \eta_c \quad (3.15)$$

Se $Eg_{shift}^{night} > 0$, a energia a libertar durante a noite corresponde a energia PV gerada, mas com perdas devido à carga e descarga (de dia) e descarga (de noite) da bateria. Se $Eg_{shift}^{night} < 0$, a energia que é necessário armazenar durante a noite corresponde a uma perda de energia PV gerada.

3.6- Controlo com baterias, rampas e degraus

Estando explicado o funcionamento do sistema de baterias, e como interage com a produção PV ao longo do dia, é possível conciliar tetos, degraus e baterias. Através da figura de produção diária ilustrada na figura 3.23, repara-se que ao contrário do que acontecia com o controlo só por rampas e degraus, agora também é possível efetuar controlo a descender, isto é, suavizar as descidas, devido as ações das baterias.

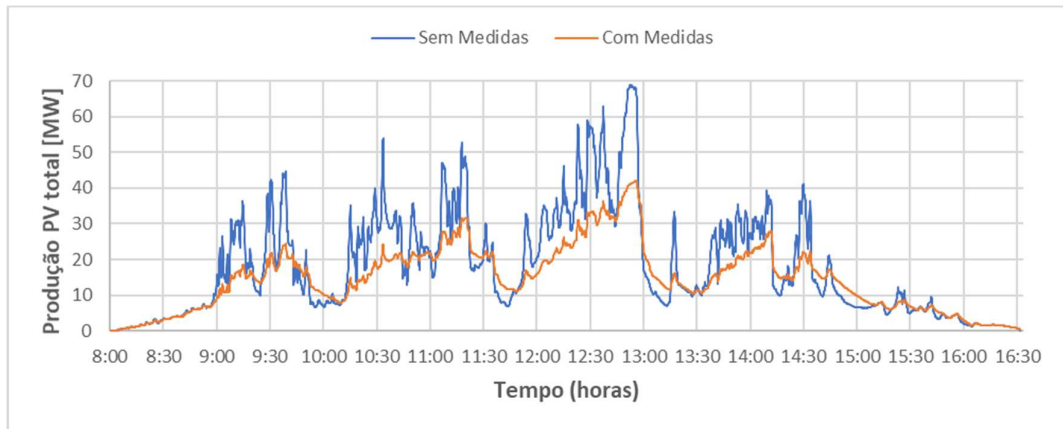


Figura 3.23 - Exemplo de Produção PV diária com e sem limite com utilização de bateria

Capítulo 4

Resultados

4.1- Identificação das soluções de controlo encontradas

Tendo sido definidos os critérios e os métodos de controlo a utilizar, foi efetuada a simulação com o algoritmo desenvolvido de vários cenários de ajuste das medidas a implementar, de modo a obter resultados que sejam aceitáveis, ou seja, que não violem os critérios 1 e 2 e minimizem a perda de produtividade anual e a violação do critério 3, único critério que poderá ser violado em determinadas condições. Repara-se que o critério 2 nunca foi violado devido à limitação imposta de amplitude recorrendo ao teto de 11 MW a cada 15 minutos.

Como o critério 1 nunca pode ser violado, todos os cenários que o violam foram descartados, pois não podem ser soluções. Desta forma, obtiveram-se todas as alternativas de ajuste de medidas de controlo simuladas que não violam o critério 1 e 2, as quais se descrevem na tabela 4.1 seguinte. Esta tabela descreve as medidas de controlo adotadas definidas pelos seus valores de potência e energia do sistema de bateria (quando utilizada) e pelo tipo de controlo de rampa, pelas violações do critério 3 (pelo número de violações num ano, pelo número de dias com violação num ano e pela máxima queda em 15 minutos que viola os 11 MW), pela máxima queda em 10 segundos, pelo máximo aumento em 10 segundos e pela perda de produtividade anual em percentagem.

Para mais detalhes relativos a todos os cenários testados, o apêndice 1 mostra uma tabela semelhante à tabela 4.1, mas que inclui todas as simulações efetuadas.

Tabela 4.1 - Soluções que não violam o critério 1 e 2

cenário	bateria	rampa 1		rampa 2		violações do critério 3		violações do critério 1			EgLOSS	Perda de produtividade PV anual (%)
		período	(MW/10s)	período	(MW/10s)	#violações	#dias	max queda em 15 min que viola os 11 MW (MW/15min)	max queda (MW/10s)	max aumento (MW/10s)		
1	39MW/27MWh	sempre	+/-0.0(3)	---	---	0	0	30.0	0.3	0.3	518	0.5%
3	10MW/20 MWh	sempre	+/-0.06	---	---	0	0	27.7	9.6	5.9	1457	1.3%
6	5MW/10 MWh	sempre	+/-0.05	---	---	35	3	32.7	8.7	6.1	3802	3.5%
16	---	sempre	0.05	---	---	102	8	35.9	9.6	6.1	10510	9.7%
17	---	todo ano, 12:00-14:00	0.03	restante	0.06	55	6	36.6	9.7	6.1	11123	10.3%
18	---	PG >30 MW	0.03	restante	0.05	48	6	34.1	8.6	6.1	13419	12.4%
19	---	PG >30 MW	0.02	restante	0.1	17	2	33.7	8.5	6.1	14183	13.1%
21	---	todo ano, 12:00-14:00	0.02	restante	0.04	40	4	35.1	8.7	6.1	14721	13.6%
22	---	sempre	0.03	---	---	46	6	34.1	8.6	6.1	16119	14.9%
23	---	PG >30 MW	0.02	restante	0.05	9	1	33.7	8.5	6.1	16354	15.2%
24	---	todo ano, 12:00-14:00	0.01	restante	0.04	11	2	34.5	8.7	6.1	17022	15.8%
25	---	sempre set-dez, sempre 12:00-14:00	0.02	restante	0.04	10	2	33.7	8.7	6.1	17320	16.0%
27	---	PG >30 MW	0.02	restante	0.03	10	2	33.7	8.5	6.1	19796	18.3%
28	---	sempre set-dez, sempre 12:00-14:00	0.01	restante	0.07	0	0	26.2	9.9	6.1	21452	19.9%
29	---	sempre set-dez, sempre 12:00-14:00	0.01	restante	0.04	0	0	26.2	8.7	6.1	23578	21.8%
30	---	sempre	0.02	---	---	10	2	33.7	8.5	6.1	24353	22.6%
31	---	PG >30 MW	0.01	restante	0.03	0	0	29.9	6.9	6.1	26446	24.5%
32	---	todo ano, 12:00-14:00	0.01	restante	0.02	9	1	33.7	6.9	6.1	28280	26.2%
33	---	sempre	0.01	---	---	0	0	23.1	6.9	6.1	42763	39.6%

Visto que este é um problema de otimização do tipo multiobjectivo, onde além de minimizar a quantidade de violações do critério 3 é necessário também minimizar as perdas de produção PV, não existe uma solução única. Existe então um conjunto de soluções eficientes, ou seja, não dominadas.

Na figura 4.1 abaixo é possível observar todas as soluções que não violam o critério 1 (i.e., todas as soluções descritas na tabela 4.1), estando as soluções não dominadas que não recorrem a bateria identificadas a azul. As soluções identificadas como não dominadas de entre as que não têm bateria são então as soluções 28, 23, 19, 17 e 16, e recorrendo a bateria serão a solução 1, 3 e 6.

De todas estas soluções encontradas, apenas a solução 1 é rejeitada de imediato devido à imposição do operador de sistema em relação ao máximo valor de bateria que estaria disposto a adquirir. Sobram então 7 soluções possíveis, duas delas com recurso ao sistema de baterias, e as restantes apenas com limites impostos aos aumentos de produção. De entre todas estas soluções, cabe ao operador de sistema analisá-las, através dos resultados obtidos e que se apresentam a seguir, de forma a encontrar uma solução que melhor se adequa ao nível de risco que pretende tomar, e ao investimento que esteja disposto a considerar.

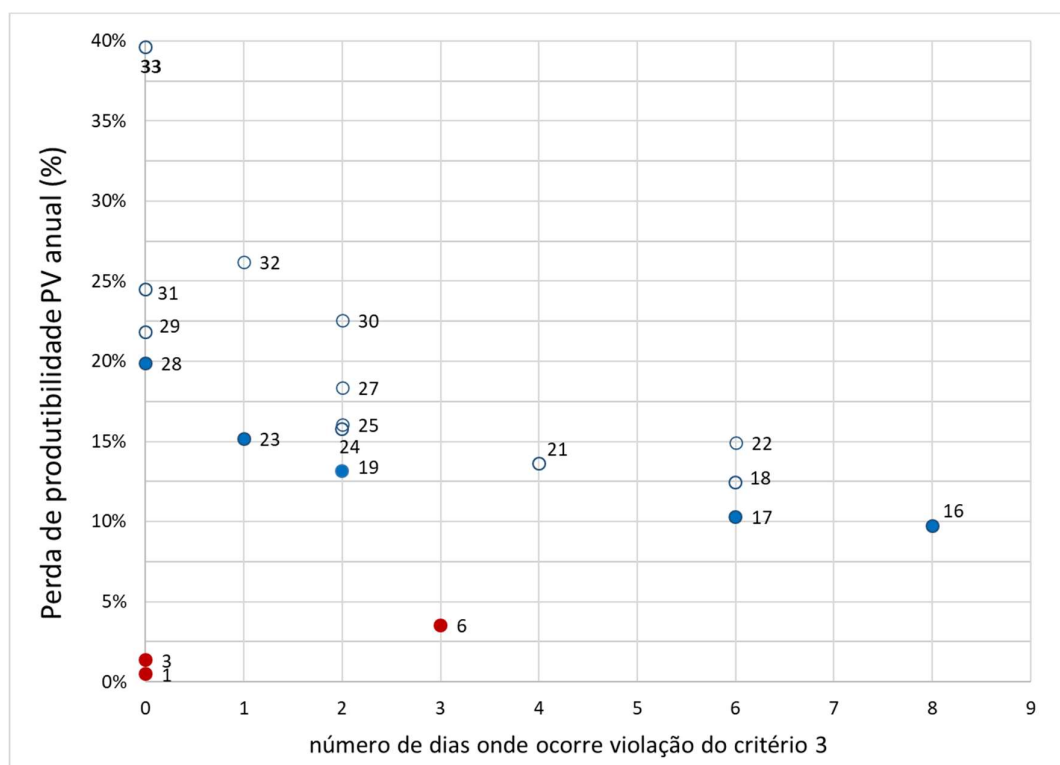


Figura 4.1 - Soluções obtidas que não violam o critério 1 e 2

4.2- Análise das soluções que recorrem apenas a limites ao aumento de produção

A solução 28 atrás referida utiliza uma rampa de 0.01 MW/10s durante todas as horas de setembro a dezembro e das 12:00 às 14:00 nos restantes meses, utilizando uma rampa de 0.07MW/10s durante os restantes horários. Através da figura 4.2 verifica-se que não inclui qualquer violação do critério 3 e tem uma perda de produtividade anual de 19.9%. De relembrar que a violação do critério 3 é visível no valor mínimo das variações de P_g por 900s, para quedas que, em relação ao início de cada $\frac{1}{4}$ de hora, ultrapassam os 11 MW, estando na figura 4.2 descrito como 900-Quedas >11MW.

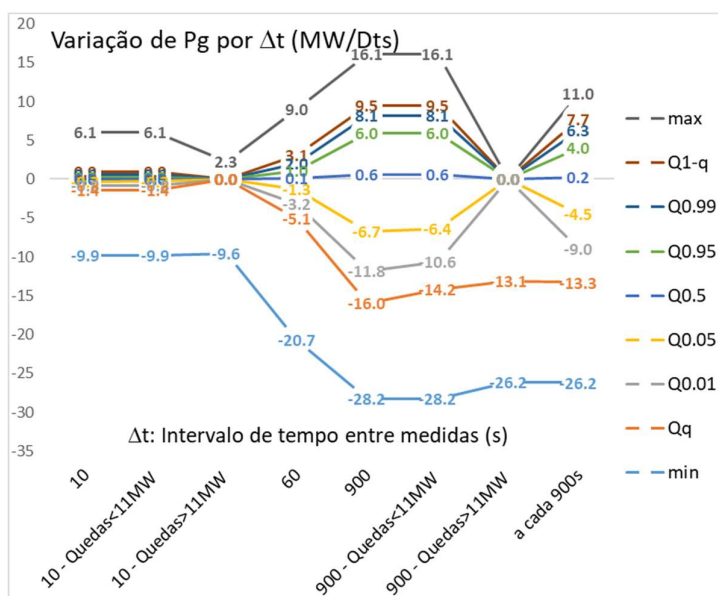


Figura 4.2 - Caracterização das variações da produção PV total durante um ano - solução 28

É necessário agora verificar se as quedas em 10 segundos, para quedas que em relação ao início do despacho ultrapassam os 11 MW, não provocam comportamentos severos de frequência. Para tal é necessário visualizar a série temporal dos 15 minutos de despacho onde ocorre a maior queda em 10 segundos que, em relação ao início do despacho, ultrapassam os 11 MW e verificar o seu comportamento. Esta apresenta-se na figura 4.3.

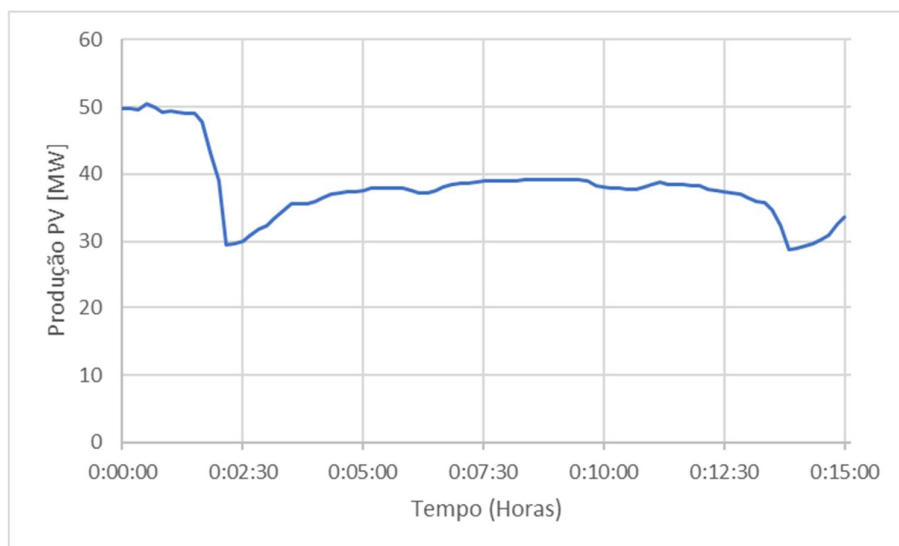


Figura 4.3 - Série temporal dos 15 minutos de despacho onde ocorre a maior queda em 10 segundos, para quedas que em relação ao início do despacho ultrapassam os 11 MW - solução 28

Como a maior queda a 10 segundos não continuou a seguir, subindo a produção imediatamente após a maior queda, não se esperam problemas severos de frequência.

A solução 23 utiliza uma rampa mais severa de 0.02 MW/10s quando a potência PV produzida é superior a 30 MW e uma rampa de 0.05 MW/10s nos restantes períodos e conta

com uma perda de produtividade anual de 15.2%. A figura 4.4 apresenta a caracterização das variações de produção PV total durante um ano.

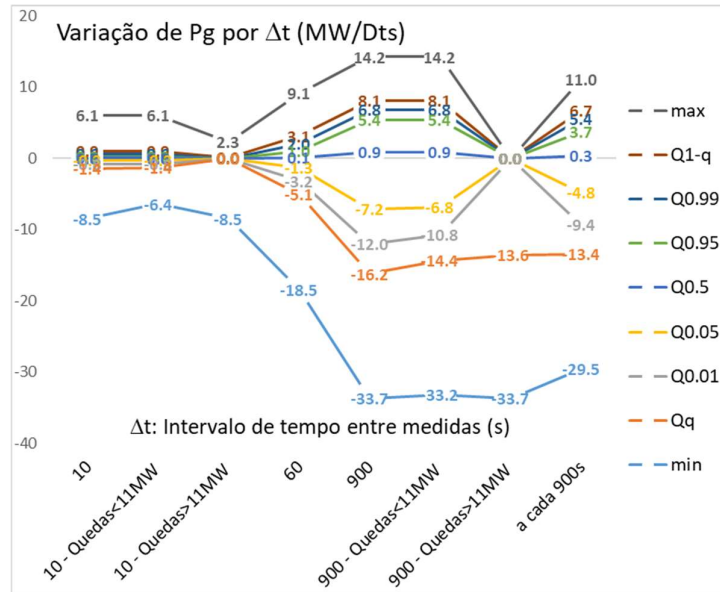


Figura 4.4 - Caracterização das variações da produção PV total durante um ano - solução 23

Através da figura 4.4 verifica-se que tanto o critério 1 como o 2 não são violados. O critério 3 é violado, chegando a valores de variação de Pg de -33.7MW. É necessário então verificar quantas vezes e quão espaçadas são as violações do critério 3 nesta solução. Na figura 4.5, são apresentadas as quedas a 15 minutos superiores a 30 MW para quedas que ultrapassam os 11 MW em relação ao início de cada 1/4 de hora, ou seja, as violações do critério 3. Através desta figura, verifica-se que o critério 3 é violado durante um único dia.

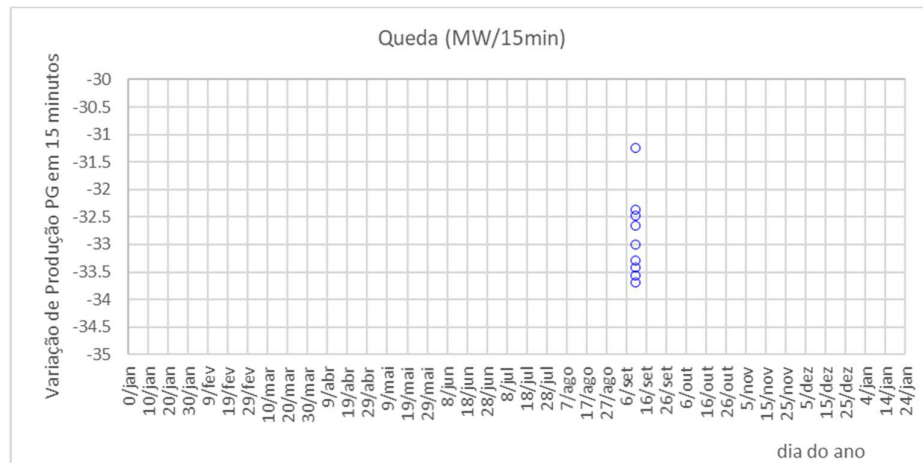


Figura 4.5 - Quedas a 15 minutos superiores a 30 MW para quedas que ultrapassam os 11 MW em relação ao início de cada 1/4h - solução 23

Mais uma vez, na figura 4.6 apresenta-se a série temporal dos 15 minutos do despacho onde ocorre a maior queda a 10s quando só existe hídrica a regular, neste caso para a solução

23. Repara-se que durante os 15 minutos de despacho, a queda não é continua ou significativa para provocar comportamentos severos da frequência.

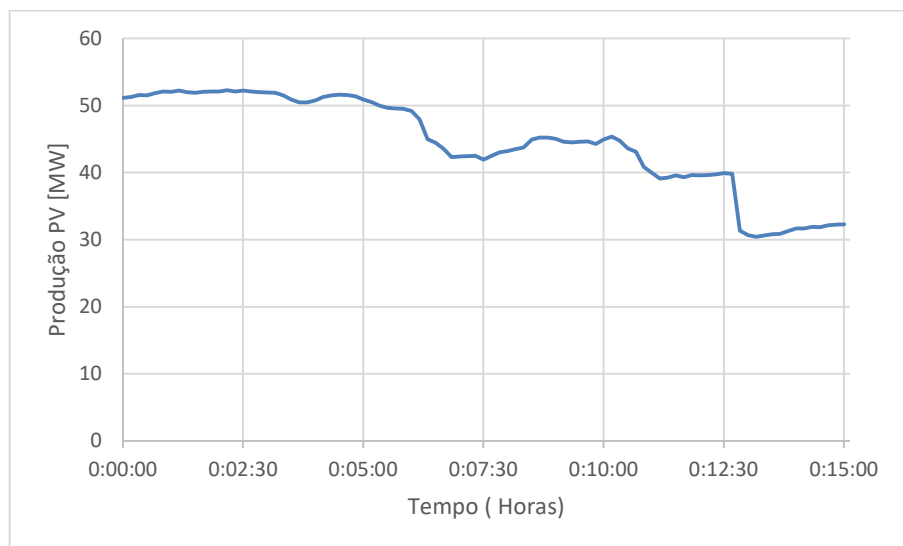


Figura 4.6 - Série temporal dos 15 minutos de despacho onde ocorre a maior queda a 10 segundos, para quedas que em relação ao início do despacho ultrapassam os 11 MW - solução 23

A solução 19 utiliza uma rampa de 0.02 MW/10s quando a potência produzida é superior a 30 MW, e uma rampa de 0.1 MW/10s nos restantes momentos e tem uma perda de produtividade anual de 13.1%. A figura 4.7 permite verificar as variações da produção PV total para esta solução, e a figura 4.8 mostra todas as violações do critério 3.

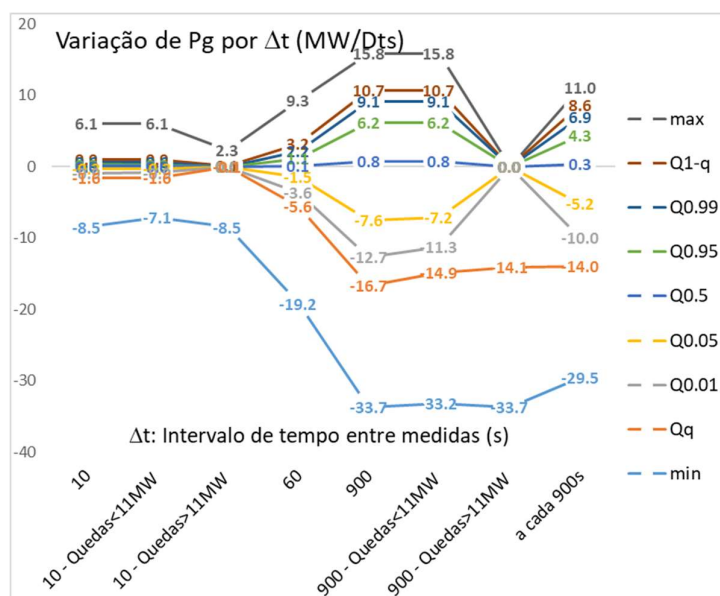


Figura 4.7 - Caracterização das variações da produção PV total durante um ano - solução 19

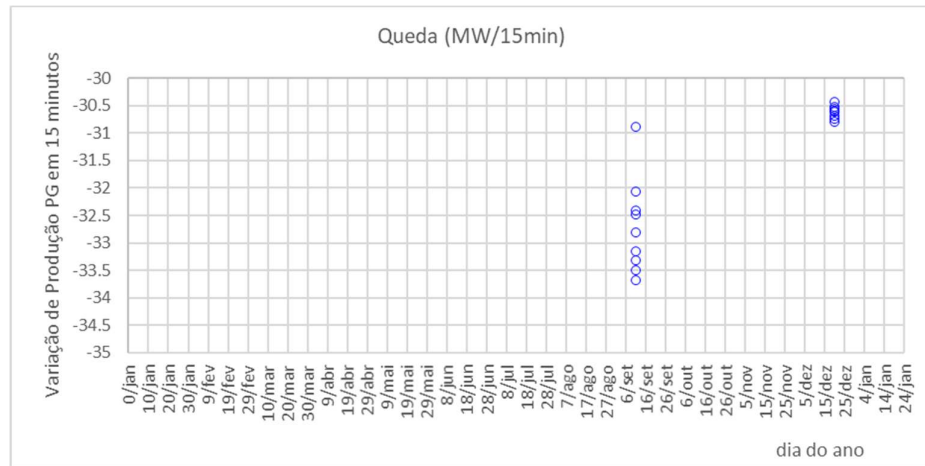


Figura 4.8 - Quedas a 15 minutos superiores a 30MW para quedas que ultrapassam os 11MW em relação ao início de cada 1/4h - solução 19

Verifica-se assim que os critérios 1 e 2 foram cumpridos e existe violação do critério 3 apenas durante 2 dias relativamente espaçados, sendo que um deles ocorre em setembro e o outro em dezembro.

Mais uma vez, através da figura 4.9 não se prevê que a queda a 10 segundos provoque comportamentos severos de frequência.

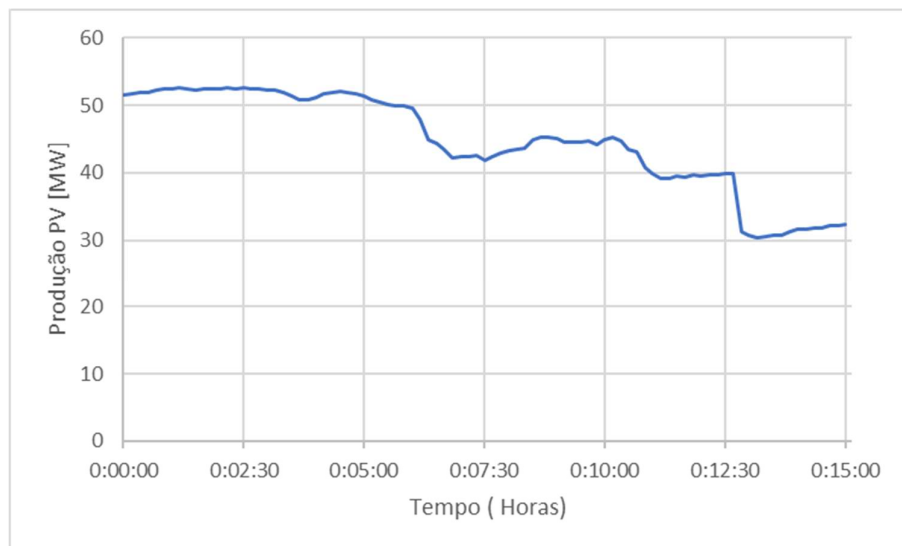


Figura 4.9 - Série temporal dos 15 minutos de despacho onde ocorre a maior queda a 10 segundos, para quedas que em relação ao início do despacho ultrapassam os 11 MW - solução 19

A solução 17 utiliza um valor de rampa de 0.03 MW/10s durante o horário das 12:00 e as 14:00 e um valor de rampa de 0.06 MW/10s nos restantes instantes e conta com uma perda de produtividade anual de 10.3%. A caracterização detalhada dos resultados esperados com esta solução apresenta-se da figura 4.10 à figura 4.12. Pela figura 4.11, denota-se que existe violação do critério 3 durante 6 dias, 4 dos dias relativamente próximos, e os outros 2 bem separados. Da figura 4.12, observa-se mais uma vez que para esta solução não são esperados comportamentos severos de frequência.

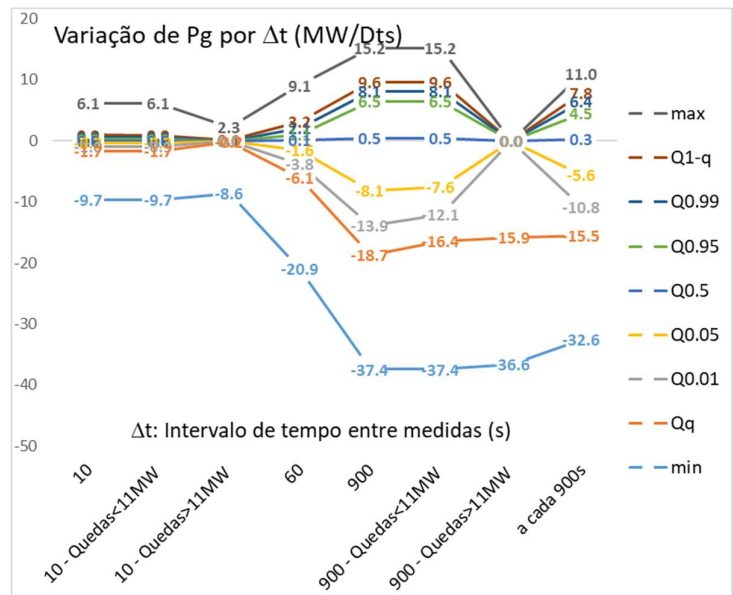


Figura 4.10 - Caracterização das variações da produção PV total durante um ano - solução 17

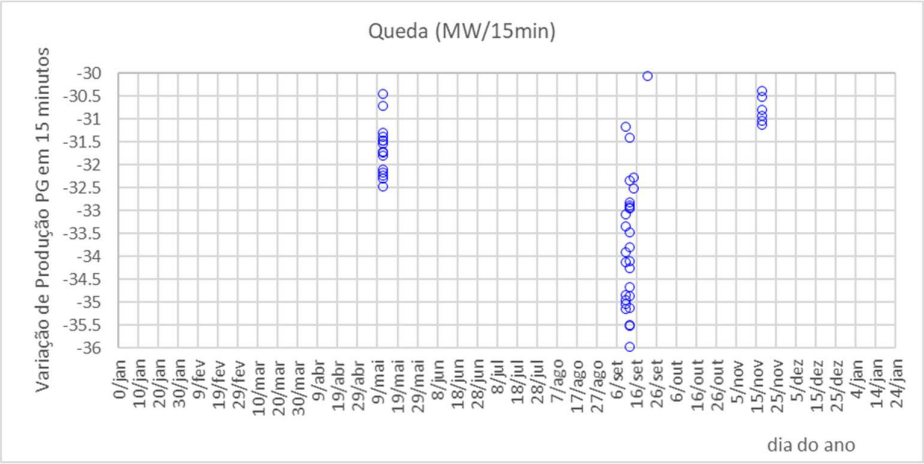


Figura 4.11 - Quedas a 15 minutos superiores a 30MW para quedas que ultrapassam os 11MW em relação ao início de cada 1/4h - solução 17

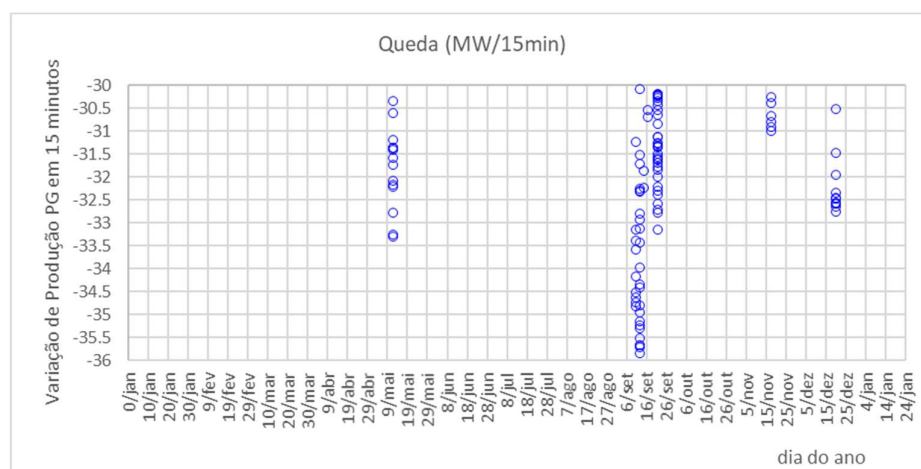


Figura 4.14 - Quedas a 15 minutos superiores a 30MW para quedas que ultrapassam os 11MW em relação ao início de cada 1/4h - solução 16

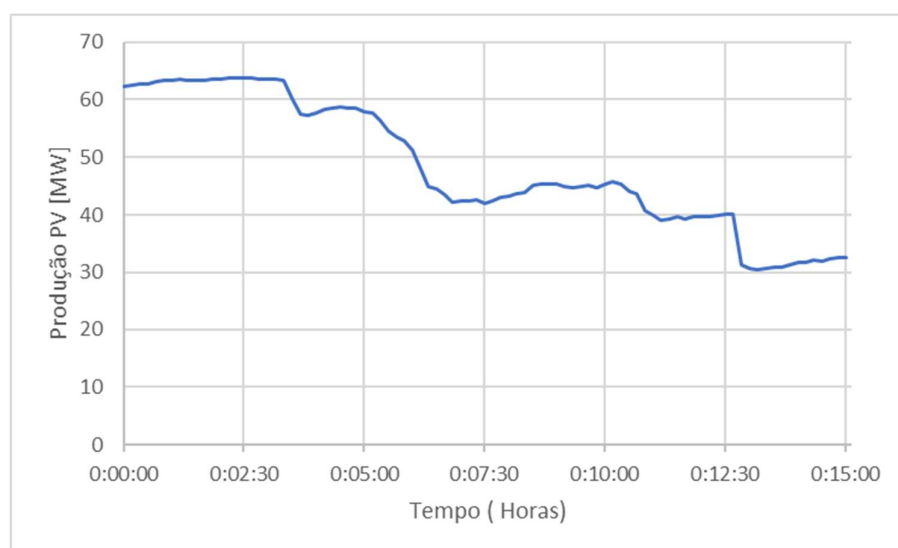


Figura 4.15 - Série temporal dos 15 minutos de despacho onde ocorre a maior queda a 10 segundos, para quedas que em relação ao início do despacho ultrapassam os 11 MW - solução 16

Da figura 4.14 observa-se que esta solução já implica uma violação do critério 3 durante 8 dias, alguns deles relativamente espaçados, sendo que a primeira violação ocorre em maio, cinco violações ocorrem em setembro, uma ocorre em novembro e a outra em dezembro. Mais uma vez através da análise da série temporal dos 15 minutos do despacho onde ocorre a maior queda a 10 segundos (ver figura 4.15), para quedas que em relação ao início do despacho ultrapassam os 11 MW verifica-se que não são esperados comportamentos severos de frequência.

4.3- Soluções com utilização do sistema armazenamento com bateria

Relembrando a figura 4.1 apresentada no início deste capítulo, são apresentadas 3 soluções a vermelho, as quais incluem a utilização de um sistema de baterias (soluções designadas por 1, 3 e 6).

A solução 1, apesar de não violar nenhum dos critérios definidos para este problema e ter um pequeníssimo valor de perda de produtividade (de 0.5%), é rejeitada pelo facto de implicar a aquisição de um sistema de baterias de 39MW/27MWh, dimensionamento este muito acima daquele que o operador de sistema estaria disposto a investir. No máximo, o operador de sistema estaria disposto a adquirir uma bateria de 10MW/20MWh.

A solução 6 implica uma bateria de 5MW/10MWh com tetos máximos de 11MW a cada 15 minutos, com rampas a subir de 0.05MW/10s e rampas a descer de 0.05MW/10s e conta com um valor de perda de produtividade PV anual de 3.5%, valor bem mais baixo que qualquer solução que apenas utilizava limites impostos aos aumentos de produção.

A caracterização detalhada dos resultados esperados com esta solução apresenta-se da figura 4.16 à figura 4.18.

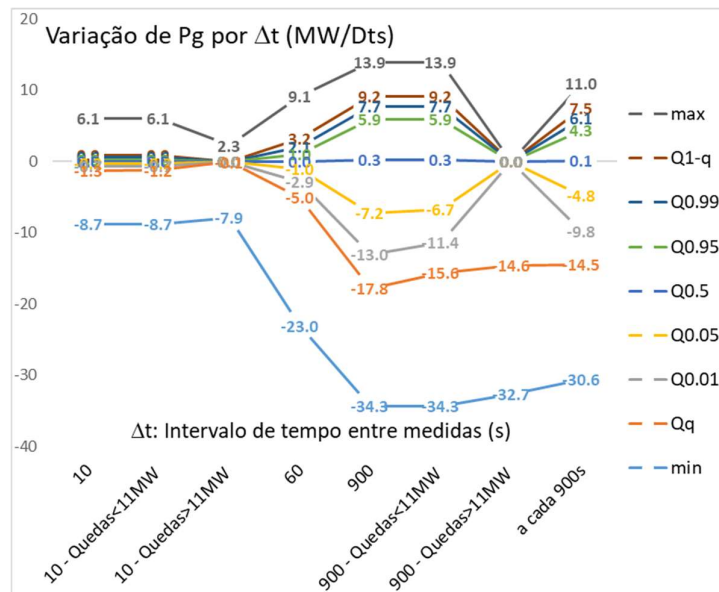


Figura 4.16 - Caracterização das variações da produção PV total durante um ano - solução 6

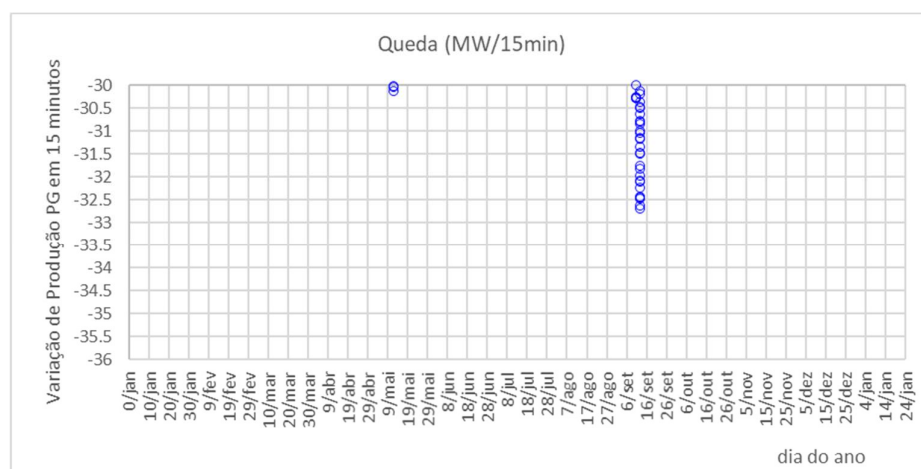


Figura 4.17 - Quedas a 15 minutos superiores a 30MW para quedas que ultrapassem os 11MW em relação ao início de cada 1/4h - solução 6

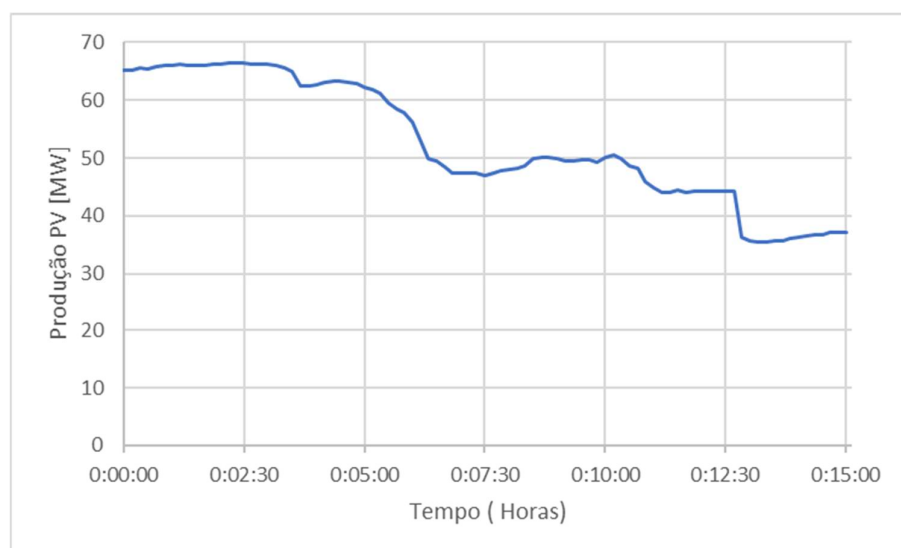


Figura 4.18 - Série temporal dos 15 minutos de despacho onde ocorre a maior queda a 10 segundos, para quedas que em relação ao início do despacho ultrapassem os 11 MW - solução 6

Da figura 4.17, observa-se que as violações do critério 3 ocorrem durante 3 dias distintos, dois deles bastante próximos durante setembro, e um deles em maio. Pela análise da figura 4.18, não se espera qualquer risco de comportamentos severos de frequência.

A solução 3 aumenta o valor da bateria para 10MW/20MWh, permitindo assim aumentar o valor das rampas a descer e a subir para 0.06MW/10s sem violação dos critérios e diminuindo a perda de produtividade PV anual para 1.3%. A caracterização detalhada dos resultados esperados com esta solução apresenta-se na figura 4.19 à figura 4.20.

Capítulo 5

Conclusões

Nesta dissertação foram testadas várias aplicações de limites aos aumentos de produção PV de forma a tentar mitigar, a valores seguros, as flutuações de energia solar PV, esperadas para um futuro próximo de um sistema elétrico isolado real, tentando ao mesmo tempo minimizar as perdas de produção. Foi possível efetuar a mitigação das flutuações PV através de um algoritmo de controlo desenvolvido. Utilizando o algoritmo de controlo, foram obtidos vários cenários como possíveis soluções de controlo. Um total de sete cenários foram apresentados, dos quais cinco apenas utilizaram limites ao aumento de produção, enquanto que os outros dois utilizaram também um sistema de baterias. Todos os sete cenários apresentados podem ser possíveis soluções, visto este tratar-se de um problema multicritério.

A escolha da melhor solução cabe então ao operador de sistema dependendo do nível de risco que esteja disposto a correr, ao grau de investimento que pretende adotar e à qualidade das ferramentas de previsão de perturbações PV que tem disponível no seu centro de controlo. Efetivamente, ter este tipo de ferramentas é crucial para que se possam aceitar a ocorrência de alguns dias com perturbações PV fora dos padrões de segurança, desde que essas ferramentas consigam prever a ocorrência desses dias com uma antecedência suficiente (da ordem das poucas horas). Assim o operador pode, à partida, definir critérios de despacho com maior reserva girante a subir recorrendo, por exemplo, às máquinas térmicas do sistema. Esta é uma situação a aceitar num reduzido número de dias, no sentido de minimizar a necessidade de recorrer a ações de controlo manuais para garantir o balanço de potência ativa no sistema elétrico e no sentido de minimizar a necessidade de recorrer a energias fósseis. Cabe também ao operador de sistema decidir se um sistema de baterias seria a melhor escolha, pois apesar de apresentar muito bons resultados, tanto a nível de mitigação das flutuações PV, como a nível da perda de produtividade anual, este necessita de um investimento muito elevado.

5.1- Trabalhos Futuros

Em trabalhos futuros, deverá ser estudado o impacto da estratégia de controlo das variações PV na degradação do ciclo de vida da bateria. Diferentes parâmetros definidos poderão ter diferentes impactos no ciclo de vida de uma bateria e é importante estudá-los.

40 Conclusões

Poderá também ser estudada a adição de supercondensadores ao sistema de baterias, formando assim um sistema de armazenamento de energia híbrido.

Apêndice A - Tabela com todas as simulações efetuadas

cenário	PV onde é aplicada	bateria	rampa 1			rampa 2			violações do critério 3			violações do critério 1			EaLOSS/EcTotal	Perda de produtividade PV anual (%)
			período	(MW/10s)	período	(MW/10s)	violações	idêntas	max queda em 15 min que viola os 11 MW (MW/15min)	violações	max queda (MW/10s)	max aumento (MW/10s)	Energia anual PV não entregue a rede (MWh/ano)			
1	em toda a PV	39MW/27NMWh	sempre	+/-0,0(3)	---	0	0	30,0	0	0,3	0,3	518	0,5%	822	0,8%	
2	50 nas novas PV	---	nunca	---	---	613	68	44,5	266	15,2	22,0	1457	1,3%	3241	3,0%	
3	50 nas novas PV	10MW/20NMWh	sempre	+/-0,06	---	0	0	27,7	0	9,6	5,9	3335	3,1%	3802	3,5%	
4	50 nas novas PV	---	set-dez, todas as horas	0,1	---	313	37	40,7	145	15,2	15,2	3241	3,0%	3802	3,5%	
5	50 nas novas PV	---	todo ano, 12:00-14:00	0,1	---	307	36	39,4	150	15,2	15,2	3335	3,1%	3802	3,5%	
6	50 nas novas PV	5MW/10 MMWh	sempre	+/-0,05	---	35	3	32,7	0	8,7	6,1	4093	4,3%	4624	4,4%	
7	50 nas novas PV	---	PG >30 MW	0,1	---	143	17	37,7	88	15,2	15,2	4770	4,4%	5956	5,5%	
8	50 nas novas PV	---	sempre set-dez, sempre 12:00-14:00	0,1	---	215	25	37,7	168	15,2	15,2	4770	4,4%	5956	5,5%	
9	50 nas novas PV	---	todo ano, 12:00-14:00	0,05	---	261	34	39,4	168	15,2	15,2	4770	4,4%	5956	5,5%	
10	50 nas novas PV	---	PG >30 MW	0,05	---	84	9	35,7	36	12,9	14,4	6596	6,1%	7027	6,5%	
11	50 nas novas PV	---	sempre	0,1	---	148	15	37,7	2	13,0	5,2	7134	6,6%	8931	7,5%	
12	50 nas novas PV	---	sempre set-dez, sempre 12:00-14:00	0,05	---	170	20	36,5	100	15,2	15,2	8093	7,5%	10510	9,7%	
13	50 nas novas PV	---	todo ano, 12:00-14:00	0,02	---	189	27	39,4	222	15,2	15,2	8093	7,5%	10510	9,7%	
14	50 nas novas PV	---	todo ano, 12:00-14:00	0,05	restante 0,1	113	11	37,0	2	12,9	6,1	8931	8,3%	10510	9,7%	
15	50 nas novas PV	---	todo ano, 12:00-14:00	0,01	---	183	27	38,9	271	15,2	15,2	8931	8,3%	10510	9,7%	
16	50 nas novas PV	---	sempre	0,05	---	102	8	35,9	0	9,6	6,1	11123	10,3%	13419	12,4%	
17	50 nas novas PV	---	todo ano, 12:00-14:00	0,03	restante 0,06	55	6	36,6	0	9,7	6,1	14183	13,1%	14183	13,3%	
18	50 nas novas PV	---	PG >30 MW	0,03	restante 0,05	48	6	34,1	0	8,6	6,1	14183	13,1%	14183	13,3%	
19	50 nas novas PV	---	PG >30 MW	0,02	restante 0,1	17	2	33,7	0	8,5	6,1	14183	13,1%	14183	13,3%	
20	50 nas novas PV	---	PG >30 MW	0,01	---	14	2	33,3	41	12,0	14,4	14183	13,3%	14183	13,3%	
21	50 nas novas PV	---	todo ano, 12:00-14:00	0,02	restante 0,04	40	4	35,1	0	8,7	6,1	14721	13,6%	16119	14,9%	
22	50 nas novas PV	---	sempre	0,03	---	46	6	34,1	0	8,6	6,1	16119	14,9%	16119	14,9%	
23	50 nas novas PV	---	PG >30 MW	0,02	restante 0,05	9	1	33,7	0	8,5	6,1	16354	15,2%	17022	15,8%	
24	50 nas novas PV	---	todo ano, 12:00-14:00	0,01	restante 0,04	11	2	34,5	0	8,7	6,1	17022	15,8%	17022	15,8%	
25	50 nas novas PV	---	sempre set-dez, sempre 12:00-14:00	0,02	restante 0,04	10	2	33,7	0	8,7	6,1	17320	16,0%	18467	17,1%	
26	50 nas novas PV	---	sempre set-dez, sempre 12:00-14:00	0,01	---	61	12	36,5	156	15,2	15,2	18467	17,1%	19196	18,3%	
27	50 nas novas PV	---	PG >30 MW	0,02	restante 0,03	10	2	33,7	0	8,5	6,1	21452	19,9%	23578	22,6%	
28	50 nas novas PV	---	sempre set-dez, sempre 12:00-14:00	0,01	restante 0,07	0	0	26,2	0	8,9	6,1	23578	21,8%	26446	24,5%	
29	50 nas novas PV	---	sempre set-dez, sempre 12:00-14:00	0,01	restante 0,04	0	0	26,2	0	8,7	6,1	24553	22,6%	28280	26,2%	
30	50 nas novas PV	---	sempre	0,02	---	10	2	33,7	0	8,5	6,1	26446	24,5%	28280	26,2%	
31	50 nas novas PV	---	PG >30 MW	0,01	restante 0,03	0	0	29,9	0	6,9	6,1	26446	24,5%	28280	26,2%	
32	50 nas novas PV	---	todo ano, 12:00-14:00	0,01	restante 0,02	9	1	33,7	0	6,9	6,1	28280	26,2%	42763	39,6%	
33	50 nas novas PV	---	sempre	0,01	---	0	0	23,1	0	6,9	6,1	42763	39,6%	42763	39,6%	

Referências

- [1] REN21, “Renewables 2021 Global Status Report”, 2021.
- [2] Lim YS, Tang JH. “Experimental study on flicker emissions by photovoltaic systems on highly cloudy region: A case study in Malaysia. *Renewable Energy* 2014; 64:61-70.
- [3] I. de la Parra, J. Marcos, M. García, L. Marroyo “Control strategies to use the minimum energy storage requirement for PV power ramp-rate control” *Solar Energy* 111(January 2015):332-343
- [4] Johnson J, Schenkman B, Ellis A, Quiroz J, Lenox C. “Initial operating experience of the La Ola 1.2-MW photovoltaic system”. *IEEE 38th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)* 2012.
- [5] Garcia DC, Anésio Filho LF, Oliveira MA, Fernandes OA, do Nascimento FA (2009) “Voltage unbalance numerical evaluation and minimization.” *Electr Power Syst Res* 79(10):1441-1445
- [6] Hanif, A., Choudhry, M.A. “Dynamic voltage regulation and power export in a distribution system using distributed generation.” *J. Zhejiang Univ. Sci. A* 10, 1523-1531 (2009).
- [7] E. F. Mogos and X. Guillaud, "A voltage regulation system for distributed generation," *IEEE PES Power Systems Conference and Exposition, 2004.*, 2004, pp. 787-794
- [8] R. Tonkoski and L. A. C. Lopes, "Voltage Regulation in Radial Distribution Feeders with High Penetration of Photovoltaic," *2008 IEEE Energy 2030 Conference*, 2008, pp. 1-7
- [9] Report, S., C. Whitaker, J. Newmiller, M. Ropp and B. Norris. “Distributed Photovoltaic Systems Design and Technology Requirements.” .2008.
- [10] Karimi, M., H. Mokhlis, K. Naidu, S. Uddin and A. Bakar. “Photovoltaic penetration issues and impacts in distribution network - A review.” *Renewable & Sustainable Energy Reviews* 53 (2016): 594-605.
- [11] Ding M, Xu Z, Wang W, Wang X, Song Y, Chen D. “A review on China’s large scale PV integration: progress, challenges and recommendations.” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2016 ;53:639-52.
- [12] Jewell W, Ramakumar R, Hill SR. “A study of dispersed photovoltaic generation on the PSO system.” *IEEE Trans. Energy Convers.* 1988;3:473-8.
- [13] Rahman S, Tam KS. “A feasibility study of photovoltaic-fuel cell hybrid energy system.” *IEEE Trans. Energy Convers.* 1988;3:50-

- [14] Darras, C., M. Muselli, P. Poggi, C. Voyant, J. Hogue and F. Montignac. "PV output power fluctuations smoothing: The MYRTE platform experience." *International Journal of Hydrogen Energy* 37. 2012: 14015-14025.
- [15] C. A. Hill, M. C. Such, D. Chen, J. Gonzalez and W. M. Grady, "Battery Energy Storage for Enabling Integration of Distributed Solar Power Generation", *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, issue 2, pp. 850-857, May 2012.
- [16] V. Gevorgian, S. Booth, "Review of PREPA Technical Requirements for Interconnecting Wind and Solar Generation", *Technical Report, National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO (USA)*, November 2013.
- [17] J. Johnson, B. Schenkman, A. Ellis, J. Quiroz and C. Lenox, "Initial operating experience of the 1.2-MW La Ola photovoltaic system", *2012 IEEE 38th Photovoltaic Specialists Conference PART 2, Austin, TX, USA*, June 2012.
- [18] S. Shivashankar, S. Mekhilef, H. Mokhlis, M. Karimi, "Mitigating methods of power fluctuation of photovoltaic (PV) sources - A review", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 59, pp. 117-1184, June 2016.
- [19] W.A. Omeran, M. Kazerani, M.M.A. Salama, "Investigation of methods for reduction of power fluctuations generated from large grid-connected photovoltaic systems", *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 26, issue 1, pp. 318-327, March 2011.
- [20] V. Rallabandi, O. Akeyo, N. Jewell, D. Ionel, "Incorporating Battery Energy Storage Systems into Multi-MW Grid Connected PV Systems", *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 55, issue 1, pp. 638-647, Jan.-Feb. 2019.