



UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
INSTITUTO DE ENGENHARIA DE SISTEMAS E TECNOLOGIA DA
INFORMAÇÃO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA
MESTRADO ACADÊMICO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

CLÁUDIO ADRIANO CORREIA CAMBAMBI

IMPACTO DO SOMBREAMENTO NA POTÊNCIA DE SAÍDA DE UMA MATRIZ
FOTOVOLTAICA COM DIODOS DE BYPASS

ITAJUBÁ

2020

CLÁUDIO ADRIANO CORREIA CAMBAMBI

IMPACTO DO SOMBREAMENTO NA POTÊNCIA DE SAÍDA DE UMA MATRIZ
FOTOVOLTAICA COM DIODOS DE BYPASS

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado Acadêmico em Engenharia Elétrica do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Itajubá, como requisito parcial à obtenção do título de mestre em Ciências em Engenharia Elétrica. Área de Concentração: Automação e Sistemas Elétricos Industriais

Orientador: Professor Enio Roberto Ribeiro

Coorientador: Professor Paulo Fernando Ribeiro

ITAJUBÁ

2020

À minha família, por sua capacidade de acreditar em mim e investir em mim. Mãe, seu cuidado e dedicação foi que deram, em alguns momentos, a esperança para seguir. Pai, sua presença significou segurança e certeza de que não estou sozinho nessa caminhada.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente ao meu Deus, Jeová pelo amor que tem demonstrado por mim.

Agradeço imensamente aos meus pais, familiares e amigos, que sempre me incentivaram a realizar meus sonhos. O apoio e carinho abundantes que me foram concedidos serviram como combustível para a caminhada árdua, mas satisfatória.

Lógico que não devo me esquecer do meu querido tio Joaquim Correia e meu irmão Soares Correia Cambambi, pelo apoio incondicional e por nunca me abandonarem nas etapas mais difíceis da minha vida. Agradeço aos amigos Christel Enock Ghislain e Caio Meira Amaral da Luz pela disponibilidade em sempre me ajudarem.

Aos colegas do percurso Unilab-Unifei (Hiliene da Costa, Maise Soares, Lidiana Sabino, Bernalize Rosario, Verônica Dantas, Livia Wana e Jenise Monteiro) meus sinceros agradecimentos.

Agradeço a família que me acolheu no Brasil, Ádila Ferraz, Claudineia Alves, João Leme e em especial a Jenifer Ferraz.

Agradeço aos meus orientadores, Professores Enio Roberto Ribeiro e Paulo Fernando Ribeiro, pela confiança e paciência. Professores exemplares que contribuíram em grande parte para a concretização desta etapa da minha formação.

Agradeço à Universidade Federal de Itajubá, ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da UNIFEI, PPG-E e ao Grupo de Pesquisa em Eletrônica de Potência e Aplicações (GPEPA) pelo apoio e amizade.

Agradeço à agência de fomento pelo apoio financeiro: Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES).

"N3o existem m3todos f3ceis para resolver
problemas dif3ceis."

(Ren3 Descartes)

RESUMO

É bem verdade que o sombreamento parcial de uma matriz fotovoltaica reduz a capacidade de geração de energia. Acredita-se que a potência máxima de uma matriz fotovoltaica parcialmente sombreada seja inversamente proporcional ao percentual do sombreamento. Com tudo, consta na literatura que esse pode não ser o caso. A potência máxima de uma matriz pode ser tornar insensível ao percentual do sombreamento se um ponto crítico é atingido e, esse ponto crítico, depende do tamanho, número de módulos sombreados e da configuração da matriz. É constantemente relatado na literatura que em uma matriz fotovoltaica sob condições de sombreamento, a condição de menor impacto ocorre quando os módulos sombreados estão localizados na mesma coluna ou distribuídos em um número limitado de colunas. Na verdade, essa observação é 100% verdadeira em matrizes fotovoltaicas sem o uso do diodo de *bypass*. Conforme demonstrado nesta dissertação, a condição de menor impacto também pode ocorrer quando os módulos sombreados estão distribuídos em colunas distintas se os diodos de *bypass* são utilizados na configuração. Dessa forma, essa dissertação apresenta a relação entre a posição e o número de módulos sombreados versus a energia gerada por uma matriz fotovoltaica série-paralelo parcialmente sombreada e, estabelece um conjunto de equações analíticas para estimar a tensão, corrente e potência em cada ponto de máxima potência local, usando apenas informações da folha de dados, da maneira mais simples e direta, sem recorrer à modelagem complexas, evitando completamente o procedimento iterativo, eliminando a incerteza de cálculo e reduzindo significativamente o tempo de execução. As expressões derivadas são validadas por meio de simulações. Verificou-se que a perda de potência de saída, está direta e principalmente relacionada à posição dos módulos sombreados na matriz fotovoltaica.

Palavras-chave: Modelagem, matriz fotovoltaica, sombreamento parcial, diodo *bypass*, potência.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Representação elétrica da célula fotovoltaica.	20
Figura 2 – Curva I-V de uma célula fotovoltaica.	23
Figura 3 – Curva I-V de uma célula fotovoltaica para vários níveis de irradiância.	24
Figura 4 – Curva P-V de uma célula fotovoltaica para vários níveis de irradiância.	25
Figura 5 – Curva I-V de uma célula fotovoltaica para vários níveis de temperatura.	25
Figura 6 – Curva P-V de uma célula fotovoltaica para vários níveis de temperatura.	26
Figura 7 – Curva I-V de uma célula fotovoltaica para várias resistências série.	27
Figura 8 – Curva P-V de uma célula fotovoltaica para várias resistências série.	27
Figura 9 – Curva I-V de uma célula fotovoltaica para várias resistências paralelo.	28
Figura 10 – Curva P-V de uma célula fotovoltaica para várias resistências paralelo.	28
Figura 11 – Processo hierarquizado de agrupamento: célula, módulo e matriz fotovoltaica. Adaptado de Coelho <i>et al.</i> (2009).	29
Figura 12 – Associação série de três módulos fotovoltaicos.	30
Figura 13 – Representação das curvas I-V relativas à associação série de três módulos fotovoltaicos.	31
Figura 14 – Associação paralela de três módulos fotovoltaicos.	31
Figura 15 – Representação das curvas I-V relativas à associação paralela de três módulos fotovoltaicos.	32
Figura 16 – Representação das curvas I-V relativas à associação mista de três módulos fotovoltaicos.	32
Figura 17 – Matriz fotovoltaica com sombreamento em um módulo.	33
Figura 18 – Efeito do sombreamento na curva I-V da matriz coluna fotovoltaica.	34
Figura 19 – Curva I-V para sombreamento homogêneo	38
Figura 20 – Curva P-V para sombreamento homogêneo	38
Figura 21 – Curva I-V e P-V para irradiâncias compreendidas entre 1000 - 500 W/m^2	40
Figura 22 – Curva I-V e P-V para irradiâncias compreendidas entre 400 - 100 W/m^2	40
Figura 23 – Curva I-V relacionada as Figuras 21 e 22.	41
Figura 24 – Curva P-V relacionada as Figuras 21 e 22.	41
Figura 25 – Curva I-V da associação de três módulos em série com sombreamento parcial em 1 módulo.	42

Figura 26 – Curva P-V da associação de três módulos em série com sombreamento parcial em 1 módulo.	43
Figura 27 – Curva I-V da associação de três módulos em série com sombreamento parcial em 2 módulos.	44
Figura 28 – Curva P-V da associação de três módulos em série com sombreamento parcial em 2 módulos.	44
Figura 29 – Potência máxima versus irradiância.	45
Figura 30 – Curva I-V da matriz 2x2 com sombreamento parcial em 1 módulo.	46
Figura 31 – Curva P-V da matriz 2x2 com sombreamento parcial em 1 módulo.	46
Figura 32 – Curva I-V e P-V de uma matriz fotovoltaica funcionando no ponto crítico.	47
Figura 33 – Curva I-V da associação de quatro módulos em paralelo com sombreamento parcial em 2 módulos em diferentes colunas.	48
Figura 34 – Curva P-V da matriz 2x2 com sombreamento parcial de 2 módulos em diferentes colunas.	48
Figura 35 – Curva I-V da matriz 3x2 com sombreamento parcial em 1 módulo.	49
Figura 36 – Curva P-V da matriz 3x2 com sombreamento parcial em 1 módulo.	50
Figura 37 – Curva P-V da matriz 3x2 com sombreamento parcial de 2 módulos na mesma coluna.	51
Figura 38 – Curva P-V da associação de seis módulos em paralelo com sombreamento parcial em 2 módulos na mesma coluna.	51
Figura 39 – Curva I-V da matriz 3x2 com sombreamento parcial de 2 módulos em diferentes colunas.	52
Figura 40 – Curva P-V da matriz 3x2 com sombreamento parcial em 2 módulos em diferentes colunas.	53
Figura 41 – Curva I-V da matriz 3x2 com sombreamento parcial de 3 módulos em diferentes colunas.	54
Figura 42 – Curva P-V da matriz 3x2 com sombreamento parcial em 3 módulos em diferentes colunas.	54
Figura 43 – Curva I-V da matriz 3x2 com 4 módulos sombreados em diferentes colunas.	55
Figura 44 – Curva P-V da matriz 3x2 com 4 módulos sombreados em diferentes colunas.	56
Figura 45 – Potência máxima versus irradiância.	57
Figura 46 – Curva I-V e P-V de um módulo em STC e parcialmente sombreado.	61

Figura 47 – Curva I-V de uma matriz coluna fotovoltaica com 2 níveis de irradiância.	63
Figura 48 – Curva I-V e P-V de uma matriz coluna fotovoltaica com 3 níveis de irradiância.	65
Figura 49 – Validação da tensão dos subgrupos.	67
Figura 50 – Curvas I-V e P-V de uma matriz fotovoltaica com três módulos contendo três MPPs.	68
Figura 51 – Validação das equações dos MPPs por meio de simulações.	69
Figura 52 – Matrizes fotovoltaicas homogênea e parcialmente sombreadas.	71
Figura 53 – Curvas características I-V referente a Figura 52	71
Figura 54 – Configuração SP com 3 níveis de irradiância.	72
Figura 55 – Curva característica I-V 3 módulos ligados em SP com diferentes níveis de irradiância.	72
Figura 56 – Curva característica I-V e P-V de três módulos ligados em SP com diferentes níveis de irradiância.	73
Figura 57 – Curvas características I-V para sombreamento aleatório.	73
Figura 58 – Curva P-V para o cálculo das potências locais por meio de simulações.	75
Figura 59 – Curva P-V de quatro módulos completamente iluminados	78
Figura 60 – Curva P-V de uma matriz 2x2 com um módulo sombreado.	78
Figura 61 – Sensibilidade da potência ao sombreamento parcial.	79
Figura 62 – Potência máxima versus irradiância	79
Figura 63 – Curvas P-V de uma matriz 2x2 com dois módulos sombreados na mesma e diferentes colunas.	80
Figura 64 – Curvas P-V de uma matriz 2x2 com dois módulos sombreados na mesma e diferentes colunas.	81
Figura 65 – Curvas P-V de uma matriz 2x2 com três módulos sombreados.	81
Figura 66 – Curvas P-V de uma matriz 2x2 com quatro módulos sombreados.	82
Figura 67 – Curva P-V de uma matriz 3x2 com todos módulos completamente iluminados.	82
Figura 68 – Curvas P-V de uma matriz 3x2 com um módulo sombreado.	83
Figura 69 – Curvas P-V de uma matriz 3x2 com dois módulos sombreados.	84
Figura 70 – Impacto do sombreamento na potência de saída.	84
Figura 71 – Curvas P-V de uma matriz 3x2 com três módulos sombreados.	85
Figura 72 – Curvas P-V de uma matriz 3x2 com quatro módulos sombreados.	85
Figura 73 – Curvas P-V de uma matriz 3x2 com quatro módulos sombreados.	86

Figura 74 – Curvas P-V de uma matriz 3x2 com cinco módulos sombreados.	86
Figura 75 – Curvas P-V de uma matriz 3x2 com seis módulos sombreados.	87
Figura 76 – Curva P-V de uma matriz 4x2 com 8 módulos em STC.	95
Figura 77 – Curvas P-V de uma matriz 4x2 com um módulo sombreado.	96
Figura 78 – Curvas P-V de uma matriz 4x2 com dois módulos sombreados.	96
Figura 79 – Curvas P-V de uma matriz 4x2 com três módulos sombreados.	97
Figura 80 – Curvas P-V de uma matriz 4x2 com quatro módulos sombreados.	97
Figura 81 – Curvas P-V de uma matriz 4x2 com cinco módulos sombreados.	98
Figura 82 – Curvas P-V de uma matriz 4x2 com seis módulos sombreados.	98
Figura 83 – Curvas P-V de uma matriz 4x2 com sete módulos sombreados.	98
Figura 84 – Curvas P-V de uma matriz 4x2 com oito módulos sombreados.	99

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Parâmetros da célula	23
Tabela 2 – Parâmetros do Módulo Kyocera K_{S10}	30
Tabela 3 – Variação MPP para o arranjo das Figuras 19 e 20	39
Tabela 4 – Variação MPP para o arranjo das Figuras 23 e 24	42
Tabela 5 – Variação MPP para o arranjo das Figuras 25 e 26.	43
Tabela 6 – Variação MPP para o arranjo das Figuras 27 e 28.	44
Tabela 7 – Variação MPP para o arranjo das Figuras 30 e 31.	47
Tabela 8 – Variação MPP para o arranjo das Figuras 33 e 34.	49
Tabela 9 – Variação MPP para o arranjo das Figuras 35 e 36.	50
Tabela 10 – Variação MPP para o arranjo das Figuras 37 e 38.	52
Tabela 11 – Variação MPP para o arranjo das Figuras 39 e 40.	53
Tabela 12 – Variação MPP para o arranjo das Figuras 41 e 42.	55
Tabela 13 – Variação MPP para o arranjo das Figuras 43 e 44.	56
Tabela 14 – Padrões de sombreamento aplicados na validação.	66
Tabela 15 – Cálculo das tensões dos subgrupos.	66
Tabela 16 – Cálculo dos MPPs.	70
Tabela 17 – Cálculo das potências locais por meio das equações propostas	76

LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS

I	Corrente nos terminais da célula
I_0	Corrente de saturação reversa do diodo
I_d	Corrente que passa pelo diodo
I_{MPP}	Corrente no ponto de máxima potência
$I_{MPP_j^i}$	Corrente da coluna i correspondente ao MPP_j^i
I_{MPP_s}	Corrente no ponto de máxima potência de uma matriz parcialmente sombreada
I_{ph}	Corrente fotogerada
I_{phr}	Corrente fotogerada pela célula em STC
I_p	Corrente que passa por R_p efetivo de uma antena
I_{sc}	Corrente de curto-circuito da célula
I_{scs}	Corrente de curto-circuito para módulo sombreado
K	Constante de Boltzmann ($1.38 \cdot 10^{-23}$ J/K)
K_i	Coefficiente da corrente de curto-circuito (A/K)
K_v	Coefficiente da tensão de circuito aberto (V/K)
MPP	Acrônimo para maximum power point (ponto de máxima potência)
$MPPT$	MPPT Acrônimo para maximum power point tracker (rastreador do ponto de máxima potência)
N_p	Número de módulos conectados em paralelo
N_s	Número de módulos conectados em série
n^i	Número de níveis de irradiância na coluna fotovoltaica i.
N_J	Número módulos fotovoltaicos que operam no mesmo nível de irradiância
S_j	
$PMPP$	Potência no ponto de máxima potência
$P_{MPP_j^i}$	Potência máxima local
P_{MPP_s}	Potência máxima de uma matriz parcialmente sombreada
q	Carga do elétron ($1,602 \cdot 10^{-19}$ C)

R_p	Resistência paralela
R_s	Resistência série
S	Irradiância (W/m^2)
S_r	Irradiância de referência ($1000W/m^2$)
S_j	Irradiância incidente no grupo de módulos com irradiância j
S_j^i	Irradiância incidente no grupo de módulos da coluna i com irradiâncias j
T	Temperatura da célula (K)
T_r	Temperatura de referência (298,15 K)
V	Tensão nos terminais da célula
V_j	Tensão do módulo com irradiância j
V_{MPP}	Tensão no ponto de máxima potência
$V_{MPP_j^i}$	Tensão da coluna i correspondente ao MPP_j^i
V_{MPP_s}	Tensão no ponto de máxima potência de uma matriz parcialmente sombreada
V_{N_j}	Tensão do subgrupo de módulos com irradiância J
V_{oc}	Tensão de circuito aberto
V_{oca}	Tensão de circuito aberto para associação de módulos
V_{ocs}	Tensão de circuito aberto para módulo sombreado
V_t	Tensão térmica
α	Fator de idealidade
β	Fator de irradiância
ΔI_{MPP}	Perda de corrente em uma matriz fotovoltaica parcialmente sombreada
ΔP_{MPP}	Perda de potência em uma matriz fotovoltaica parcialmente sombreada
ΔV_{MPP}	Perda de tensão em uma matriz fotovoltaica parcialmente sombreada

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
1.1	A energia fotovoltaica	15
1.2	Definição do Problema e Motivação do Trabalho	15
1.3	Estrutura da dissertação	18
2	SISTEMA FOTOVOLTAICOS	19
2.1	Breve histórico da energia fotovoltaica	19
2.2	Modelagem da célula	20
2.3	Curva característica I-V e P-V da célula fotovoltaica	23
2.4	Influência das condições climáticas	23
2.5	Influência da irradiância	24
2.6	Influência da temperatura	25
2.7	Influência da resistência série e paralela	26
2.8	Célula, módulo e matriz fotovoltaica	28
2.9	Associação série de módulos fotovoltaicos	30
2.10	Associação paralela de módulos fotovoltaicos	31
2.11	Associação mista de módulos	32
3	INFLUÊNCIA DO SOMBREAMENTO NA EFICIÊNCIA DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	33
3.1	Diodo de <i>bypass</i>	34
3.2	Determinação do ponto crítico	36
3.3	Sombreamento Homogêneo	37
3.4	Sombreamento Parcial	39
4	OPERAÇÃO DE MATRIZES FOTOVOLTAICAS PARCIALMENTE SOMBREADAS	59
4.1	Determinação direta da máxima potência em matrizes fotovoltaicas parcialmente sombreadas	60
4.2	Associação série de módulos parcialmente sombreados	62
4.2.1	<i>Expressões para n níveis de irradiância</i>	64
4.3	Determinação direta de MPP em matrizes fotovoltaicas parcialmente sombreadas	67

4.4	Ligação série-paralelo	70
5	RESULTADOS	77
5.1	Simulação da associação de módulos fotovoltaicos operando sob condições de sombreamento.	77
6	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	88
	REFERÊNCIAS	89
	APÊNDICES	95
	APÊNDICE A – Associação de oito módulos	95

1 INTRODUÇÃO

1.1 A energia fotovoltaica

O consumo de energia elétrica tem aumentado cada vez mais em função da expansão da população, desenvolvimento econômico e melhoria do padrão de vida (OWUSU; ASUMADU-SARKODIE, 2016; BERGASSE *et al.*, 2013).

Desde a revolução industrial, as principais fontes de energia são carvão, petróleo e gás natural, que são combustíveis fósseis. No entanto, há agora crescentes preocupações, a nível mundial, sobre a natureza finita desses combustíveis e sobre os danos por eles causados tais como: emissões de gases de efeito estufa e o aquecimento global. Em face dos crescentes danos ambientais, em todo o mundo, os especialistas defendem o uso de energia renovável para redução da dependência dos combustíveis fósseis e, conseqüentemente, dos danos causados por eles (GOLDEMBERG; LUCON, 2007). Uma maneira de fazer isso é substituir, por exemplo, o petróleo, o principal elemento da matriz energética global, por energias renováveis tais como: solar, eólica, maremotriz e a geotérmica entre outras fontes (ABAS *et al.*, 2015; HALLWOOD; SINCLAIR, 2016; COMMISSION *et al.*, 2002).

De acordo com Tyagi *et al.* (2013), Hongxing e Yutong (2007) entre fontes de energia, a fotovoltaica tem crescido rapidamente nos últimos anos essa tendência deve continuar. Porém, o desempenho de uma matriz fotovoltaica é fortemente dependente das condições operacionais e dos fatores de campo, como a sua localização física, a quantidade de irradiação que recebe e à temperatura ambiente.

1.2 Definição do Problema e Motivação do Trabalho

Segundo Hongxing e Yutong (2007), Hughes *et al.* (2018) a geração de energia por sistemas fotovoltaicos ganhou popularidade, devido à conscientização geral, aos subsídios oferecidos pelos governos e avanços tecnológicos que reduziram consideravelmente o custo de energia por KWh. No entanto, embora os módulos sejam posicionados e montados após um planejamento cuidadoso, em diversas situações, o sombreamento é inevitável devido às limitações de espaço e, geralmente, é causado por edifícios ou estruturas próximas ao local de suas instalações (JAZAYERI *et al.*, 2014).

As características elétricas dos módulos sombreados e não sombreados são diferentes

e, essas diferenças, aumentam com a intensidade da sombra. O conhecimento do impacto do sombreamento e sua relação com a potência de saída em uma matriz fotovoltaica é importante.

Várias pesquisas vêm sendo desenvolvidas para o entendimento do impacto do sombreamento na potência de saída de uma matriz fotovoltaica. Santos *et al.* (2011), utilizando três níveis diferentes de irradiância, analisaram a relação entre a posição do sombreamento e a potência de saída de uma matriz fotovoltaica série-paralelo (SP) sob condições de sombreamento, onde concluíram que a condição de menor impacto ocorre quando os módulos sombreados estão localizados na mesma coluna ou distribuídos em um número limitado de colunas. Porém, essa análise foi feita em uma matriz fotovoltaica SP sem o uso do diodo de bypass. Dezso e Yahia (2008) estudaram o impacto do sombreamento parcial na potência de saída de arranjos série, paralelo e série-paralelo de módulos fotovoltaicos com e sem diodo de bypass. Os autores concluíram que a redução da potência de saída desses arranjos fotovoltaicos nem sempre é proporcional à área sombreada quando os diodos de bypass são utilizados na configuração, mas essa redução na potência depende da geometria e peso do sombreamento. No trabalho de Nguyen (2015) um modelo de simulação para estudar o efeito do sombreamento parcial nas características de módulos fotovoltaicos conectados em série foi avaliado. Os autores concluíram que quanto maior o número de módulos sombreados, menor o valor da saída de potência. Eles observaram, ainda, que os diodos de bypass ajudam a melhorar a curva operacional do arranjo série de módulos e permitem fornecer mais energia. Em seu artigo Ramaprabha e Mathur (2012) investigaram os efeitos de sombreamento com base no tamanho, na configuração, nos padrões de sombreamento e em vários diodos de bypass, usando o matlab/simulink. Várias configurações foram estudadas em suas pesquisas e uma configuração modificada foi desenvolvida que combinava as vantagens das outras configurações. Uma limitação da pesquisa é que diferentes padrões de sombreamento aleatório foram considerados; portanto, não houve consistência observada pelo motivo por trás da seleção de determinados padrões de sombreamento. Essa limitação pode ser preenchida parcialmente com o trabalho de Santos *et al.* (2011) onde verificaram que alguns padrões de sombreamento são bastante semelhantes no que tange ao comportamento da potência de saída. Ou seja, a partir deles podem ser extraídas as mesmas informações. Assim, não basta apenas estudar padrões de sombreamentos aleatórios, mas deve-se primeiramente identificar quais padrões apresentam comportamento redundantes.

No geral, os estudos acima investigaram o impacto do sombreamento na operação de matrizes fotovoltaicas. No entanto, com exceção de matrizes fotovoltaicas sem o uso de

diodo de bypass, a representação matemática do comportamento da potência de saída da matriz fotovoltaica sob efeito de sombreamento quando o diodo de bypass é utilizado não é estabelecida. Surge, então, a necessidade do desenvolvimento de sistemas de equações que representem o comportamento de matrizes fotovoltaicas sob efeito de sombreamento, levando em consideração o uso de diodos de bypass.

Nos trabalhos de Quaschnig e Hanitsch (1996), Reis *et al.* (2017) matrizes fotovoltaicas com e sem diodos de bypass são modeladas a partir iterações numéricas de Newton Raphson. As melhorias são relatadas por Liu *et al.* (2011) onde é apresentado um procedimento de convergência iterativa mais robusto e, em Karatepe *et al.* (2007) é utilizado uma rede neural artificial para aumentar a rapidez de execução. O desenvolvimento de um sistema reduzido de equações é relatado por Patel e Agarwal (2008a). Para todos trabalhos acima mencionados, a solução numérica do sistema de equações resultante é a principal fonte de dificuldades para essa família de métodos. Assim, a implementação desses métodos permanece bastante complicada e tediosa, e seu custo computacional é alto.

Os aspectos mencionados acima motivam a elaboração deste trabalho. Nesta dissertação as limitações e desvantagens relatadas acima são atenuadas. Propõe-se um método analítico para evitar procedimentos iterativos, eliminando a incerteza de cálculo e reduzindo significativamente o tempo de avaliação e a complexidade da modelagem.

Neste trabalho, um modelo Matlab/Simulink é implementado para avaliar o comportamento de matrizes fotovoltaicas operando em condições de sombreamento, levando em consideração o uso dos diodos de bypass. A abordagem proposta destina-se na avaliação dos efeitos da posição de sombreamento na potência de saída da matriz fotovoltaica.

Dois aspectos caracterizam a nova abordagem: a primeira é a avaliação em forma detalhada dos pontos de máxima potência das curvas I-V e P-V e os níveis de irradiância no qual diodos de bypass são ativados, evitando assim análises redundantes sobre determinados níveis e padrões de sombreamento. Para essa análise é utilizada o conceito de ponto crítico.

O segundo é a identificação de um novo conjunto de equações não lineares capaz de descrever o comportamento matrizes fotovoltaicas sob diferentes níveis de sombreamento de maneira simples, evitando a necessidade de solução iterativa e, portanto, alcançando execução mais rápida.

1.3 Estrutura da dissertação

De forma a atingir os objetivos propostos e fundamentar a análise, esta dissertação está dividida em seis capítulos.

O capítulo introdutório tem como finalidade a contextualização do tema, fornecendo-se um panorama geral. Além disso, exibe-se os objetivos e contribuições da dissertação, que motivam e justificam o estudo do tema proposto.

O segundo capítulo tem a função de expor os principais conceitos referentes à energia fotovoltaica desde o seu princípio de funcionamento, incluindo também o equacionamento e a avaliação computacional.

No terceiro capítulo discute-se os efeitos do sombreamento e suas consequências.

O quarto capítulo apresenta a explicação detalhada do comportamento da potência de saída para matrizes fotovoltaicas de diferentes tamanhos.

No quinto capítulo são discutidos os resultados obtidos através da simulação computacional.

O sexto capítulo tem a finalidade de expor as conclusões da dissertação, assim como as sugestões para os trabalhos futuros.

As referências bibliográficas são exibidas ao final da dissertação.

2 SISTEMA FOTOVOLTAICOS

Neste capítulo serão apresentados os fundamentos dos sistemas fotovoltaicos para geração de energia. As características das células fotovoltaicas e, também, os principais aspectos teóricos e práticos envolvidos em aplicações para este tipo de sistema serão descritos. O estudo detalhado dos aspectos de funcionamento do sistema fotovoltaico é fundamental para o entendimento e desenvolvimento desse trabalho. Por meio do conhecimento adquirido nesse capítulo, será possível, por exemplo, projetar, equacionar e modelar de maneira adequada os elementos essenciais, tanto para a simulação computacional quanto para os experimentos práticos, que serão expostos ao longo dessa dissertação.

2.1 Breve histórico da energia fotovoltaica

A tecnologia de energia solar não é um desenvolvimento recente. De fato, remonta a meados do século XIX, à revolução industrial, quando as usinas de energia solar foram desenvolvidas para aquecer a água que criava vapor para acionar máquinas. Por volta de 1839 Alexandre Edmond Becquerel descobriu o efeito fotovoltaico e explicou como a eletricidade pode ser gerada a partir da luz solar (TIMILSINA *et al.*, 2011; FRAAS, 2014).

Em 1807, Adams e Day, cientistas ingleses, observaram um efeito similar no selênio sólido, outro tipo de semicondutor. Posteriormente, diversas experiências similares foram desenvolvidas por cientistas em todo mundo, até que em 1905 o efeito fotoelétrico, que possui estreita relação com o efeito fotovoltaico, foi explicado por Albert Einstein.

Em 1918, o cientista polonês Czocharalski desenvolveu um método para fabricar cristais de silício, que são hoje a base da indústria de semicondutores para componentes eletrônicos e células fotovoltaicas. A continuidade das investigações por outros cientistas levou ao desenvolvimento de células fotovoltaicas que tinham, inicialmente, eficiências muito pequenas.

De 1970 a 1990, os dispositivos fotovoltaicos tiveram grande desenvolvimento. O interesse por fontes alternativas e limpas de energia elétrica tem motivado e impulsionado a pesquisa e o desenvolvimento de células fotovoltaicas mais eficientes e baratas. O silício é o material semicondutor mais usado na fabricação dessas células e foi o primeiro comercialmente utilizado. As células de silício são, atualmente, a tecnologia com maior penetração no mercado e, tem enorme vantagem em relação a outros materiais semicondutores, devido ao fato de sua tecnologia de fabricação estar bem desenvolvida e sua matéria prima ser barata e, abundante e

não tóxica.

2.2 Modelagem da célula

A modelagem é uma das principais etapas para realização de várias análises de comportamento de uma célula fotovoltaica. Uma maneira simples de modelar eletricamente a célula, é representá-la sem levar em consideração a resistência série e paralela representadas na Figura 1, sendo este modelo comumente conhecido de modelo ideal (SALOUX *et al.*, 2011; KHEZZAR *et al.*, 2014; ISLAM *et al.*, 2014). Porém, embora represente um importante progresso na modelagem da célula fotovoltaica, o modelo ideal não contempla os parâmetros correspondentes às perdas (VILLALVA *et al.*, 2009b). Assim, a modelagem se torna cada vez mais precisa à medida que todos parâmetros das células fotovoltaicas são levados em consideração.

Um esforço considerável tem sido desenvolvido ao longo das últimas décadas na tentativa de modelar, da maneira mais fiel possível, as características elétricas da célula fotovoltaica (CHENNI *et al.*, 2007; VILLALVA *et al.*, 2009b).

O modelo elétrico representado na Figura 1 é largamente conhecido na literatura como modelo de um diodo ou modelo real. Nesse circuito são representados os dois tipos de perdas: uma relacionada à queda de tensão entre os contatos metálicos, representada por meio de uma resistência série R_s ; e outra relacionada à corrente de fuga I_p , modelada por uma resistência em paralelo R_p (VILLALVA *et al.*, 2009b; LUZ *et al.*, 2018; SALOUX *et al.*, 2011; BATZELIS *et al.*, 2014b).

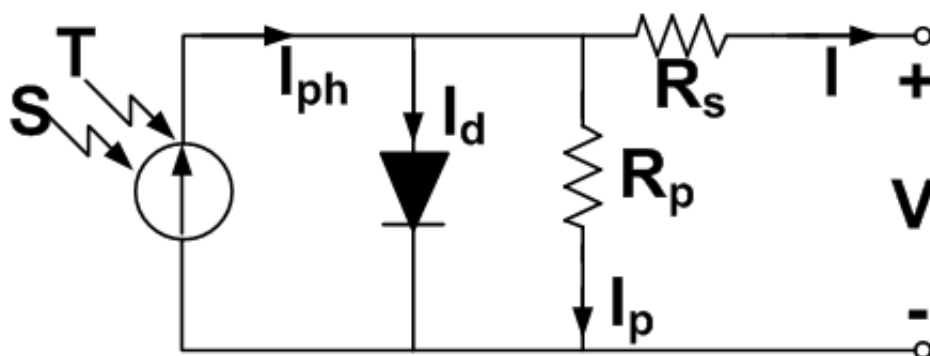


Figura 1 – Representação elétrica da célula fotovoltaica.

Na parte supracitada circuito da Figura 1, I_{ph} representa a corrente gerada pela luz na célula e I_d representa a corrente que flui pelo diodo. Os parâmetros S e T simulam as condições

ambientais, que são, irradiância e temperatura incidente na célula, respectivamente.

A fim de analisar os parâmetros acima mencionados, o modelo é convertido em equações que dependem dos parâmetros (S e T) e gera como saída a corrente da célula fotovoltaica I . A equação (2.1) representa este circuito equivalente e é formulada usando a lei de Kirchoff para corrente.

$$I = I_{ph} - I_d - I_p \quad (2.1)$$

A equação (2.1) fornece a expressão geral da corrente de saída de uma célula fotovoltaica. Contudo, é possível representá-la em função dos demais termos que a influenciam. A fotocorrente I_{ph} é diretamente dependente da irradiação solar S (W/m^2) e da temperatura ambiente, e pode ser expressa pela equação (2.2).

$$I_{ph} = \frac{S}{S_r} [I_{phr} + K_i(T - T_r)] \quad (2.2)$$

Em que:

S_r – Irradiância de referência ($1000 W/m^2$), em condições de teste padrão (STC);

I_{phr} – Corrente fotogerada pela célula em STC;

T_r – Temperatura de referência (298,15 K);

S – Irradiância (W/m^2);

T – Temperatura da célula (K);

K_i – Coeficiente da corrente de curto-circuito (A/K).

A corrente que flui pelo diodo I_d pode ser expressa pela equação (2.3) (VILLALVA *et al.*, 2009b).

$$I_d = I_0 \left[e^{\left(\frac{V + R_s I}{\alpha V_t} \right)} - 1 \right] \quad (2.3)$$

Em que:

I_0 – Corrente de saturação reversa do diodo (A);

V_t – Tensão térmica (V);

α – Fator de idealidade.

A tensão térmica é dada pela equação (2.4)

$$V_t = \frac{KT}{q} \quad (2.4)$$

Em que:

K – Constante de Boltzmann ($1.38 \cdot 10^{-23}$ J/K);

q – Carga do elétron ($1,602 \cdot 10^{-19}$ C).

A corrente de saturação reversa I_0 pode ser expressa em termos da dependência da temperatura por meio da equação (2.5) (VILLALVA *et al.*, 2009b; VILLALVA *et al.*, 2009a).

$$I_0 = \frac{I_{sc} + K_i(T - T_r)}{e^{\left(\frac{V_{oc} + K_v(T - T_r)}{\alpha V_t}\right) - 1}} \quad (2.5)$$

Em que:

I_{sc} – Corrente de curto-circuito da célula;

K_v – Coeficiente da tensão de circuito aberto (V/K);

V_{oc} – Tensão de circuito aberto da célula.

Ao substituir a equação (2.5) em (2.3), obtém-se a expressão geral da corrente que flui pelo diodo em (2.6).

$$I_d = \frac{I_{sc} + K_i(T - T_r)}{e^{\left(\frac{V_{oc} + K_v(T - T_r)}{\alpha V_t}\right) - 1}} \left[e^{\left(\frac{V + R_s I}{\alpha V_t}\right)} - 1 \right] \quad (2.6)$$

O último termo da equação (2.1) dado por (I_p), pode ser obtido pela aplicação de lei de Ohm ao nó principal do circuito, a partir do qual se obtém a equação (2.7) (VILLALVA *et al.*, 2009b; VILLALVA *et al.*, 2009a; COELHO *et al.*, 2009).

$$I_p = \frac{V + R_s I}{R_p} \quad (2.7)$$

Por fim, ao substituir as equações (2.2), (2.6) e (2.7) em (2.1), obtém-se a expressão geral (2.8), que caracteriza as grandezas elétricas de uma célula fotovoltaica.

$$I = \frac{S}{S_r} \left[I_{p_r} + K_i(T - T_r) - \frac{I_{sc} + K_i(T - T_r)}{e^{\left(\frac{V_{oc} + K_v(T - T_r)}{\alpha V_t}\right) - 1}} \left(e^{\left(\frac{V + R_s I}{\alpha V_t}\right)} - 1 \right) - \frac{V + R_s I}{R_p} \right] \quad (2.8)$$

A partir da equação (2.8) é possível compreender o comportamento das características elétricas de uma célula fotovoltaica. Além disso, essa representação servirá como base para a implementação do modelo utilizado na simulação computacional.

2.3 Curva característica I-V e P-V da célula fotovoltaica

As equações apresentadas na seção anterior descrevem o comportamento da célula fotovoltaica. Essas equações são escritas com relação a alguns parâmetros de células fotovoltaicas cujos valores podem ser extraídos da folha de dados dos módulos fotovoltaicos. A tabela 1 mostra os parâmetros das células pertencentes ao módulo fotovoltaico Kyocera KS10 (SANTOS *et al.*, 2011).

Tabela 1 – Parâmetros da célula

Parâmetro	Nome	Valor
V_{oc}	Tensão de circuito aberto	0,59[V]
I_{sc}	Corrente de curto-circuito	0,62[A]
V_{MPP}	Tensão no ponto de máxima potência	0,46[V]
I_{MPP}	Corrente no ponto de máxima potência	0,57[A]
P_{MPP}	Potência máxima	0,27[W]
N_s	número de células	1

De posse dos dados, foi possível plotar curva característica I-V de uma célula fotovoltaica, do módulo KS10, bem como sua potência em função da tensão de saída. Verifica-se que a corrente desenvolve um comportamento levemente descendente até atingir o ponto de inflexão e, a partir daí, diminui rapidamente até zero.

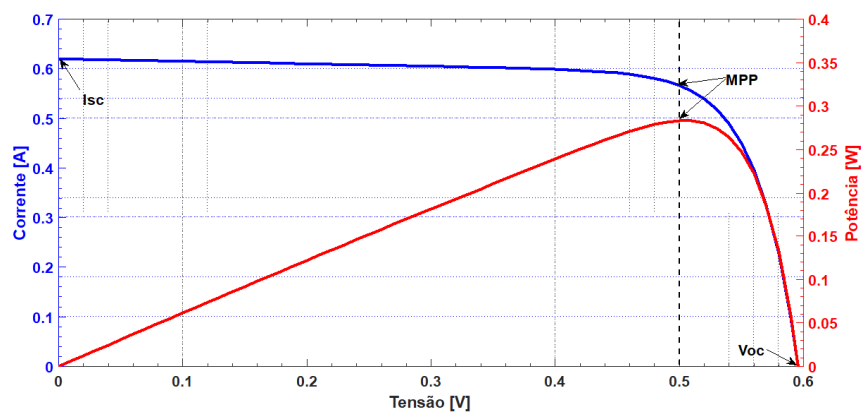


Figura 2 – Curva I-V de uma célula fotovoltaica.

2.4 Influência das condições climáticas

De acordo com Cousins *et al.* (2010), Smith *et al.* (2012), as células fotovoltaicas comerciais apresentam uma eficiência de conversão da ordem de 16%. Entretanto, o rendimento de uma célula fotovoltaica pode ser severamente reduzido se a mesma não estiver sob condições

ideais de funcionamento. Portanto, os sistemas fotovoltaicos são fortemente dependentes das condições climáticas a que estão submetidos.

Para padronizar as informações a respeito das células fotovoltaicas, os fabricantes tipicamente utilizam o termo Standart Test Conditions (STC) ou condições de teste padrão nos dados de catálogo. Neste caso, os valores de irradiância e temperatura são fixados em $S = 1000 \text{ W/m}^2$ e $T = 298,15 \text{ °K}$, respectivamente (MURILLO-SOTO; MEZA, 2018; BUNI *et al.*, 2018).

2.5 Influência da irradiância

A corrente elétrica que uma célula fotovoltaica pode fornecer depende diretamente da intensidade da radiação solar que incide sobre a célula. Ou seja, quanto maior a irradiância incidente na célula, maior será a corrente produzida pela mesma.

A Figura 3 mostra que tanto a corrente de curto-circuito I_{sc} quanto a tensão de circuito aberto V_{oc} aumentam à medida que a irradiância aumenta, variando assim o ponto de máxima potência (ISLAM *et al.*, 2014; BUNI *et al.*, 2018; VICENTE *et al.*, 2020). Nota-se ainda na Figura 3 que a corrente da célula fotovoltaica depende fortemente da irradiância. O mesmo não se pode dizer da tensão de circuito aberto que tem uma pequena alteração com a variação da irradiância.

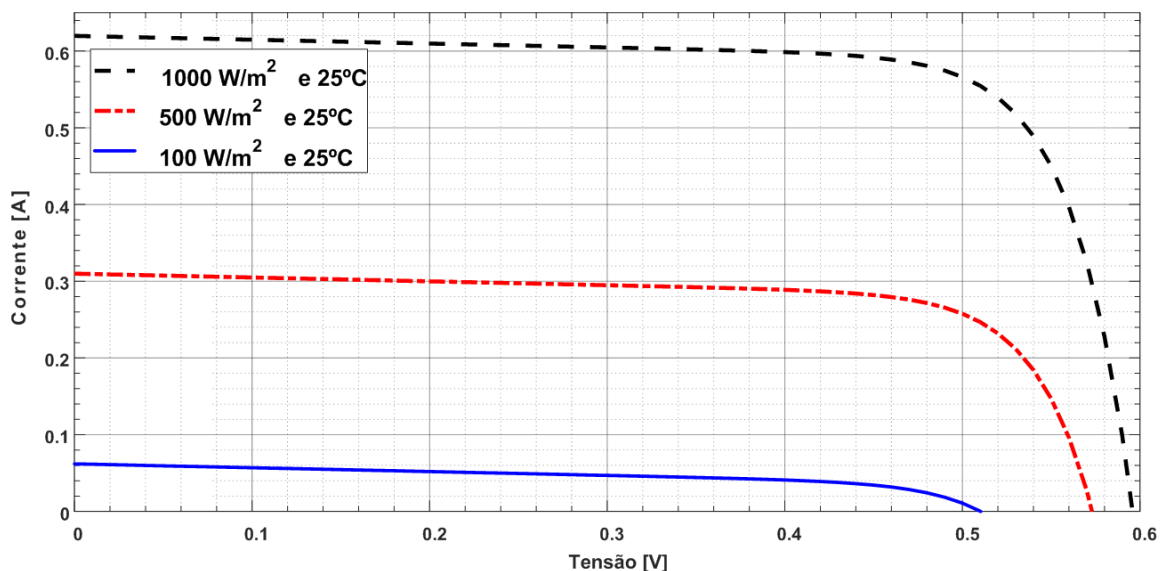


Figura 3 – Curva I-V de uma célula fotovoltaica para vários níveis de irradiância.

Na Figura 4, tem-se a curva P-V para diferentes valores de irradiância. A potência produzida sob diferentes condições, em função da tensão, é mostrada. A Figura 4 mostra claramente que a tensão, na qual a potência máxima ocorre, não varia muito com a irradiância.

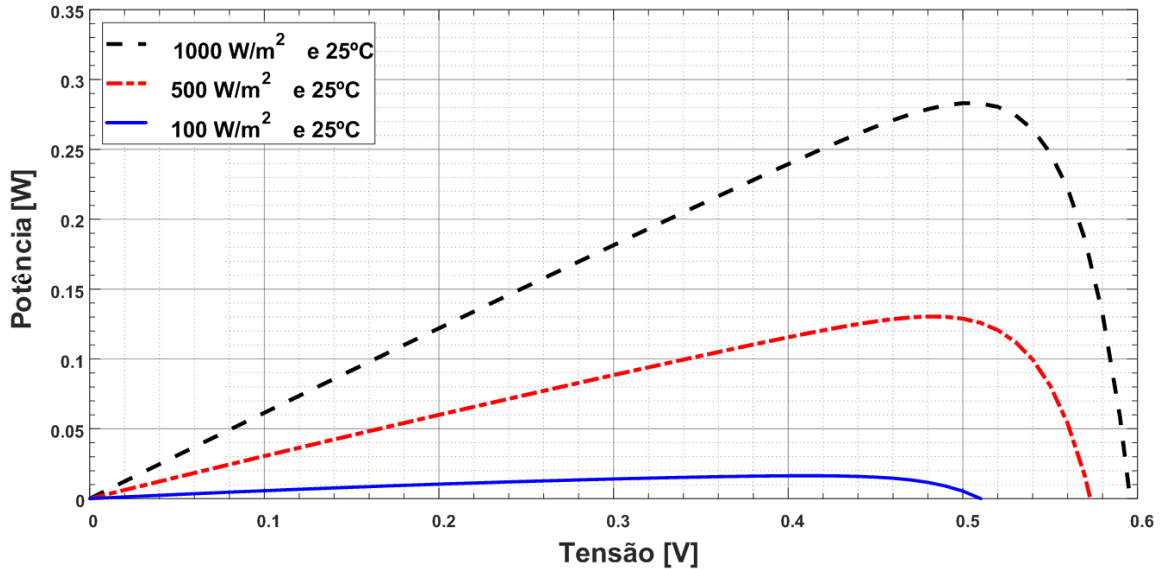


Figura 4 – Curva P-V de uma célula fotovoltaica para vários níveis de irradiância.

2.6 Influência da temperatura

A temperatura tem influência na tensão que a célula fornece em seus terminais e, conseqüentemente, na potência fornecida. A partir da Figura 5 pode se notar que a tensão reduz com o aumento da temperatura. Porém, a corrente fornecida pela célula tem um ligeiro aumento. Isso demonstra que a tensão de saída e temperatura são inversamente proporcionais (VICENTE *et al.*, 2020).

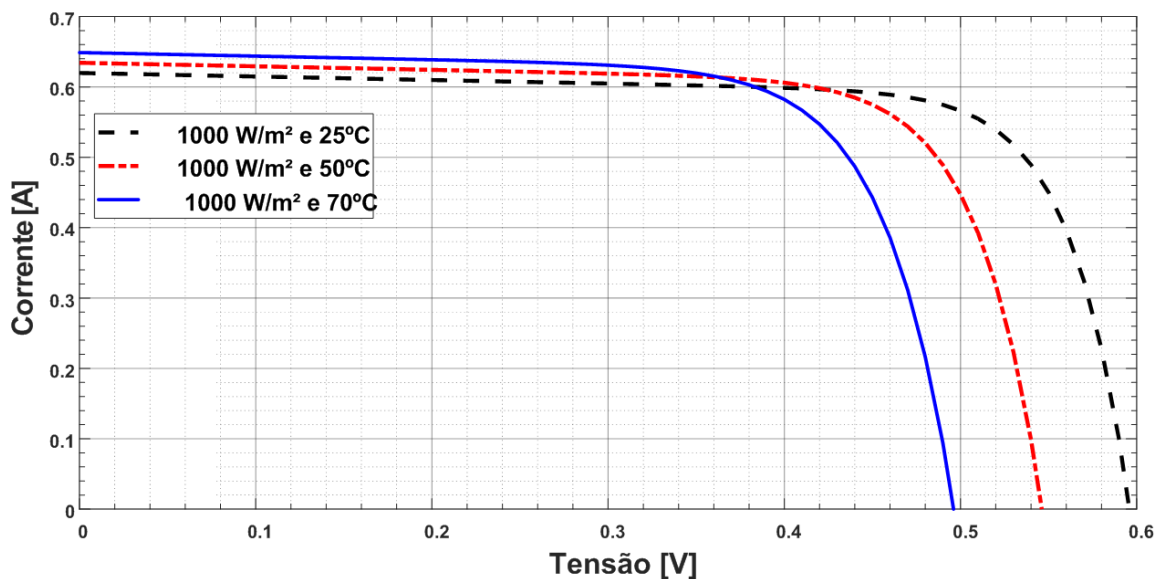


Figura 5 – Curva I-V de uma célula fotovoltaica para vários níveis de temperatura.

A curva da Figura 6 apresenta os efeitos da temperatura, variando de 25°C a 75°C . A potência reduz com o aumento da temperatura, mostrando assim, que similarmente a tensão, a

potência também é inversamente proporcional a temperatura.

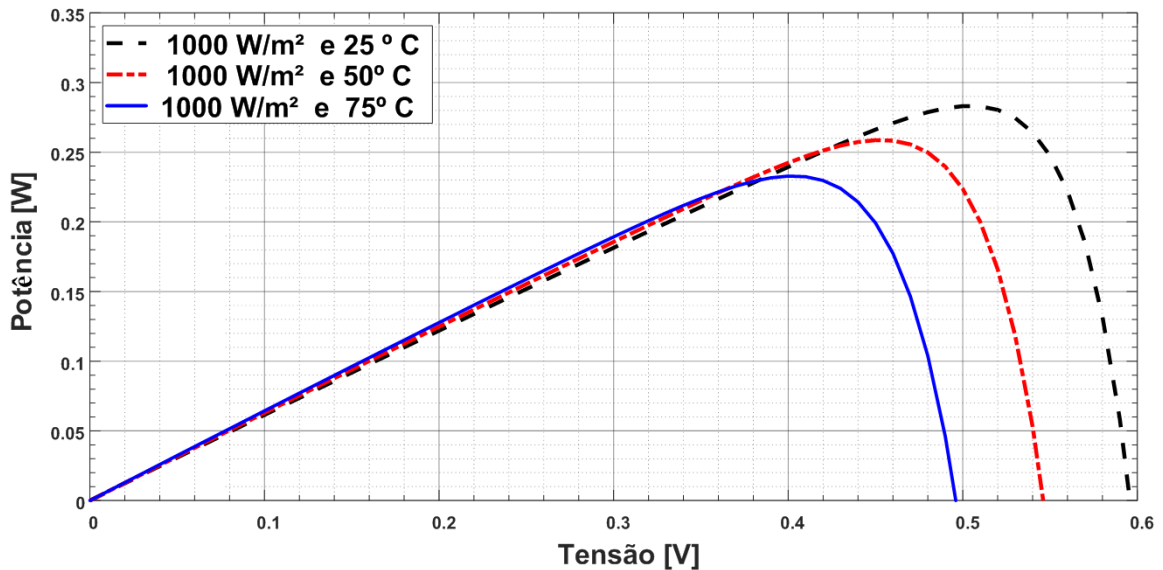


Figura 6 – Curva P-V de uma célula fotovoltaica para vários níveis de temperatura.

2.7 Influência da resistência série e paralela

A partir da equação (2.7) pode ser visto que as resistências série e paralelo têm influência na corrente de saída da célula. Portanto, seus efeitos não podem ser ignorados. Os efeitos resistivos reduzem a eficiência da célula fotovoltaica dissipando energia nas suas resistências. As resistências parasitas mais comuns são resistência série e paralela (NGUYEN, 2015).

Pode se constatar na Figura 7, que a resistência série não afeta a célula na tensão de circuito aberto, uma vez que a de corrente através da célula fotovoltaica e, portanto, através da resistência série é zero. No entanto, próximo à tensão em circuito aberto, a curva I-V é fortemente afetada pela resistência série (SCOFIELD, 1995).

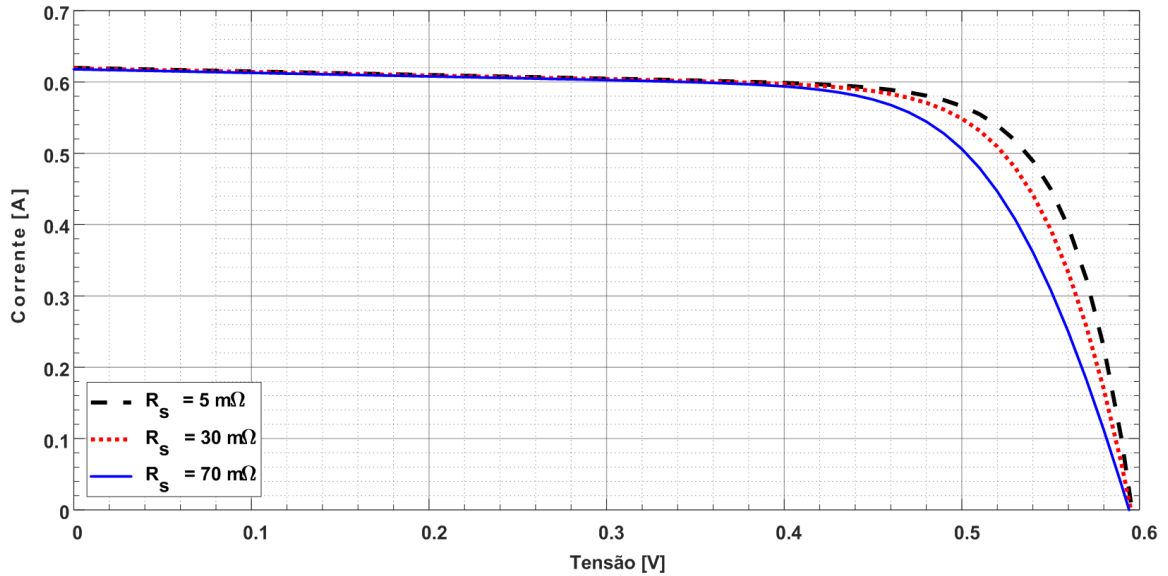


Figura 7 – Curva I-V de uma célula fotovoltaica para várias resistências série.

Na Figura 8 mostra as P-V diante da variação da resistência série. Pode se observar quanto menor for a resistência em série, maior será a potência produzida pela célula. Isso faz sentido pois, para uma célula ideal, a resistência série é considerada igual a zero.

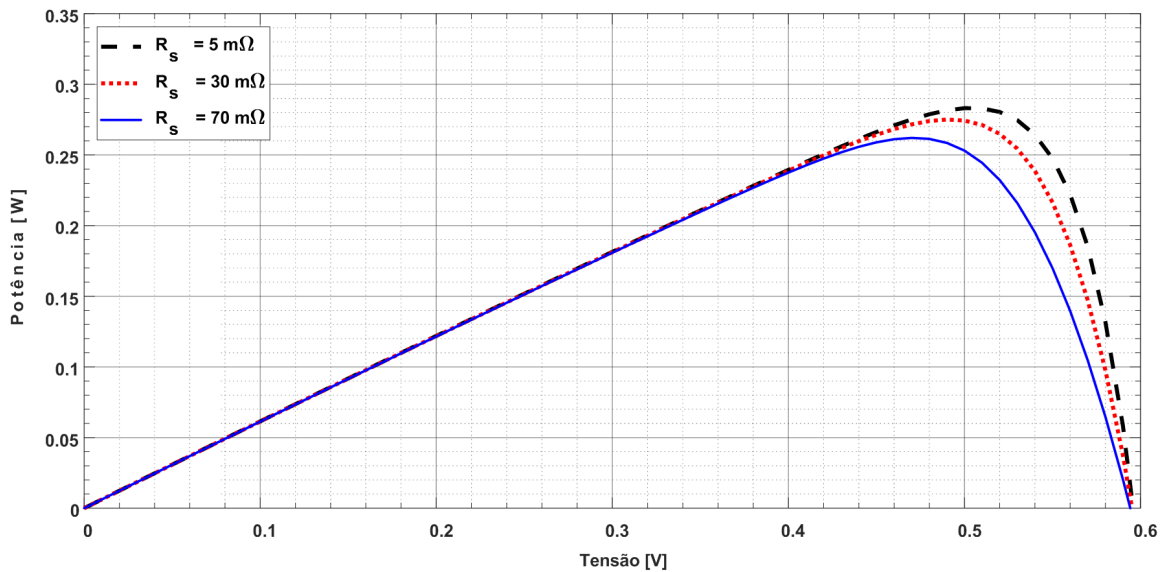


Figura 8 – Curva P-V de uma célula fotovoltaica para várias resistências série.

A Figura 9 mostra as características I-V da célula fotovoltaica para três valores de resistência paralela R_p . A diminuição da resistência paralela tem um impacto na redução do valor da tensão. Da mesma forma, um aumento da resistência paralela, também aumenta a tensão da célula.

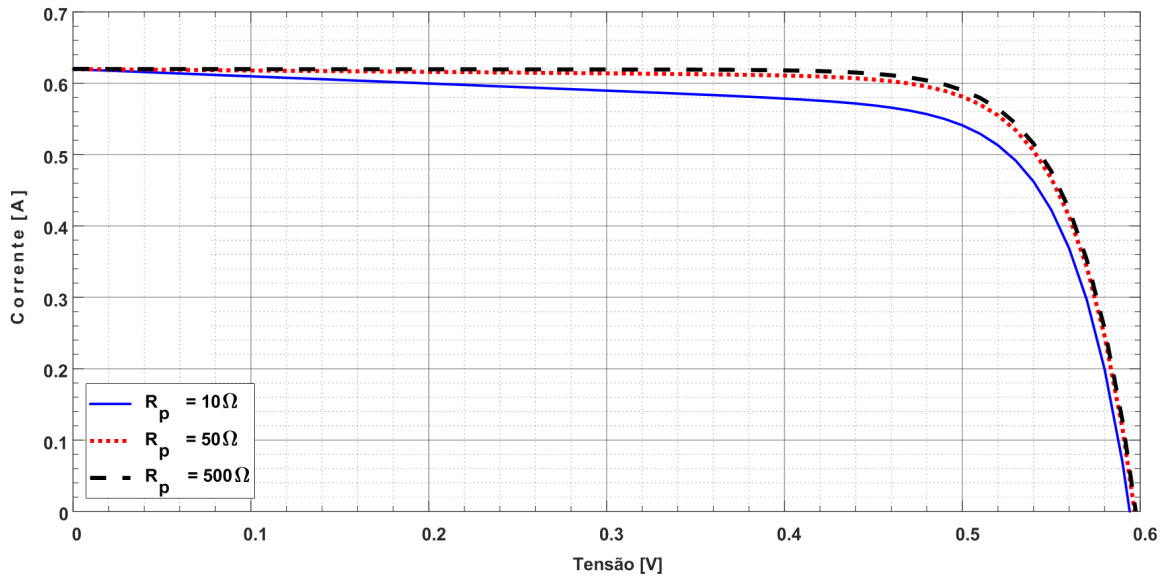


Figura 9 – Curva I-V de uma célula fotovoltaica para várias resistências paralelo.

A partir da Figura 10, nota-se que uma variação na resistência paralela altera consideravelmente a potência de saída da célula. A baixa resistência paralela causa perdas de energia nas células fotovoltaicas, fornecendo um caminho alternativo para a corrente gerada pela luz.

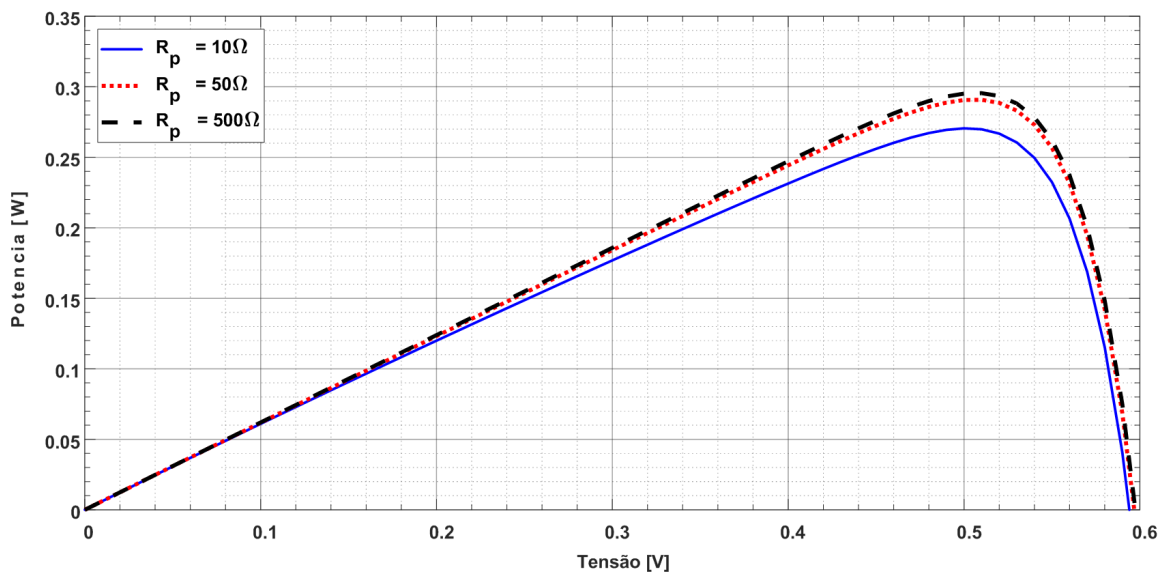


Figura 10 – Curva P-V de uma célula fotovoltaica para várias resistências paralelo.

2.8 Célula, módulo e matriz fotovoltaica

De acordo com Coelho *et al.* (2009), a célula fotovoltaica é a menor unidade do sistema fotovoltaico, a qual converte energia luminosa em energia elétrica. O fenômeno da conversão de energia luminosa em energia elétrica é denominado efeito fotovoltaico. Quando a célula fotovoltaica é exposta à luz, a energia elétrica é produzida por efeito fotoelétrico.

A tensão produzida por uma célula fotovoltaica pode variar de 0,6 V a 0,8 V, dependendo do material semicondutor e da tecnologia utilizada. A corrente gerada pela célula é diretamente proporcional ao tamanho da mesma, ou seja, quanto maior a célula maior será a corrente gerada por ela (CARNEIRO, 2010; UCHINO, 2010).

Com o intuito de alcançar maiores níveis energéticos, essas células são conectadas em série e/ou em série-paralelo, e esse conjunto de células é chamado de módulo fotovoltaico. Assim, em função dessas conexões, o nível de potência do módulo, nos atuais modelos comerciais, pode chegar a 395 W. Entretanto, em diversas situações, esse nível de potência não atende à demanda energética de uma determinada instalação, logo, os módulos fotovoltaicos podem ser agrupados, por exemplo, nas seguintes configurações: série-paralelo (Series-Parallel (SP)), conexão total cruzada (Total Cross Tied (TCT)) e conexão em ponte (Bridge-linked (BL)). Essas configurações passam a ser chamadas matriz ou arranjo fotovoltaico. Para facilitar a compreensão desses termos, tem-se na Figura 11 uma ilustração que exemplifica essa classificação.

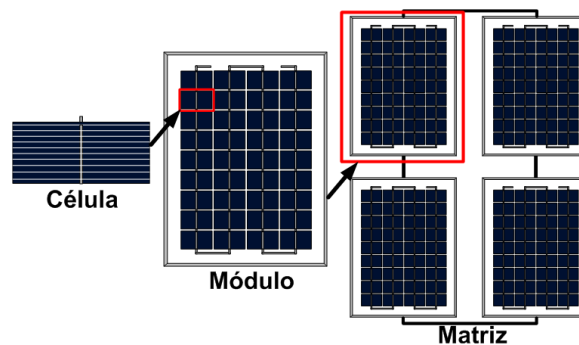


Figura 11 – Processo hierarquizado de agrupamento: célula, módulo e matriz fotovoltaica. Adaptado de Coelho *et al.* (2009).

De acordo com essa explicação, conclui-se que um módulo, compõe-se da conexão série e paralelo de células fotovoltaicas. Assim, os conceitos apresentados nas seções anteriores a respeito das células, aplicam-se igualmente aos módulos fotovoltaicos. Para tanto, é necessário realizar algumas alterações, conforme apresentado na Tabela 2.

As modificações apresentadas pela Tabela 2 contabilizam o número de células conectadas em série. Ou seja, basicamente, a conexão de células em série contribui para o aumento da tensão.

Tabela 2 – Parâmetros do Módulo Kyocera K_{S10}

Parâmetro	Nome	Valor
V_{oc}	Tensão de circuito aberto	21,5 V
I_{sc}	Corrente de curto- circuito	0,62 A
V_{mppt}	Tensão no ponto de máxima potência	16,9 V
I_{mppt}	Corrente no ponto de máxima potência	0,57 A
P_{mppt}	Potencia máxima	10 W
N_s	Número de células em série	36 células

$$I = \frac{S}{S_r} \left[I_{Pr} + K_i(T - T_r) - \frac{I_{sc} + K_i(T - T_r)}{e^{\left(\frac{V_{oc} + K_v(T - T_r)}{N_s \alpha V_t}\right)} - 1} \left(e^{\left(\frac{V + R_s I}{N_s \alpha V_t}\right)} - 1 \right) - \frac{V + R_s I}{R_p} \right] \quad (2.9)$$

Usando a Tabela 2, pode-se alterar a equação (2.8), obtendo-se a expressão geral (2.9), que fornece a relação entre corrente e tensão de saída de um módulo fotovoltaico.

2.9 Associação série de módulos fotovoltaicos

Em condições STC, os módulos fotovoltaicos da Figura 12 são conectados em série. A tensão de saída do conjunto V_{TOTAL} , corresponde à soma da tensão fornecida por cada módulo. A corrente que circula pelo conjunto é a mesma em todos módulos. Assim, a associação em série de módulos fotovoltaicos permite obter tensões mais elevadas, mantendo a corrente de saída igual à corrente de um único módulo. A figura 13 ilustra a característica I-V de um conjunto de três módulos em série. O formato da curva do conjunto é semelhante ao da curva de um único módulo. A tensão de circuito aberto do conjunto é $3V_{oc}$, isto é, é a soma da tensão de circuito aberto V_{oc} de cada módulo e a corrente de curto - circuito da associação é igual a corrente de curto - circuito I_{sc} de um módulo individual.

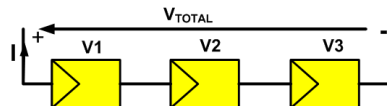


Figura 12 – Associação série de três módulos fotovoltaicos.

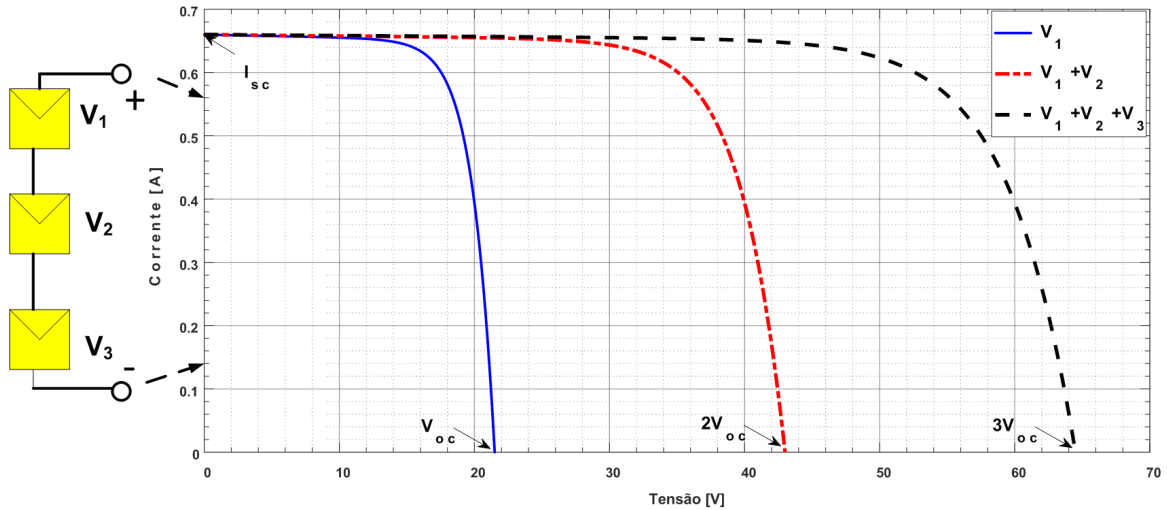


Figura 13 – Representação das curvas I-V relativas à associação série de três módulos fotovoltaicos.

2.10 Associação paralela de módulos fotovoltaicos

Os módulos da Figura 14 e 15 são conectados em paralelo. A tensão de saída do conjunto é a mesma fornecida por um módulo individual. Por outro lado, a corrente fornecida pelo conjunto é a soma das correntes de cada módulo do conjunto. A Figura 15 ilustra a curva característica I-V de um conjunto de três módulos em paralelo. O formato da curva do conjunto é semelhante ao da curva de um único módulo. A tensão de circuito aberto do conjunto V_{oc} é a mesma tensão de um módulo individual, mas a corrente de curto - circuito do arranjo paralelo é $3I_{sc}$, isto é, ela é o triplo da corrente de um módulo individual. Dessa forma, esse arranjo é usado quando se pretende obter correntes mais elevadas, mas a tensão de saída do arranjo ficará restrita à tensão de saída de um módulo.

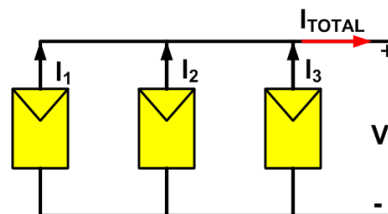


Figura 14 – Associação paralela de três módulos fotovoltaicos.

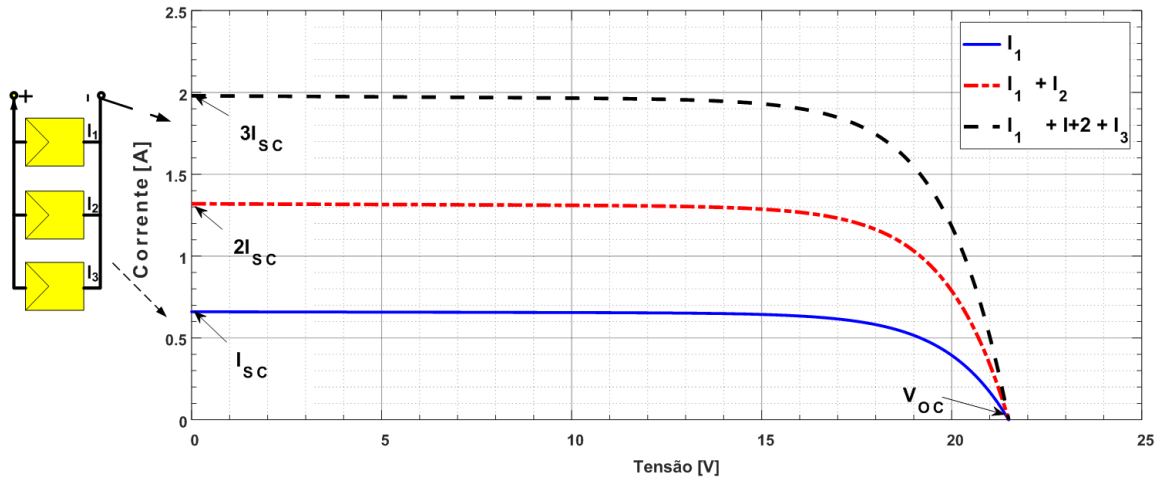


Figura 15 – Representação das curvas I-V relativas à associação paralela de três módulos fotovoltaicos.

2.11 Associação mista de módulos

Quando módulos são conectados em série e depois em paralelo, a tensão de saída e a corrente fornecida pelo conjunto são somadas, como se observa na curva I-V resultante do conjunto como mostra a Figura 16.

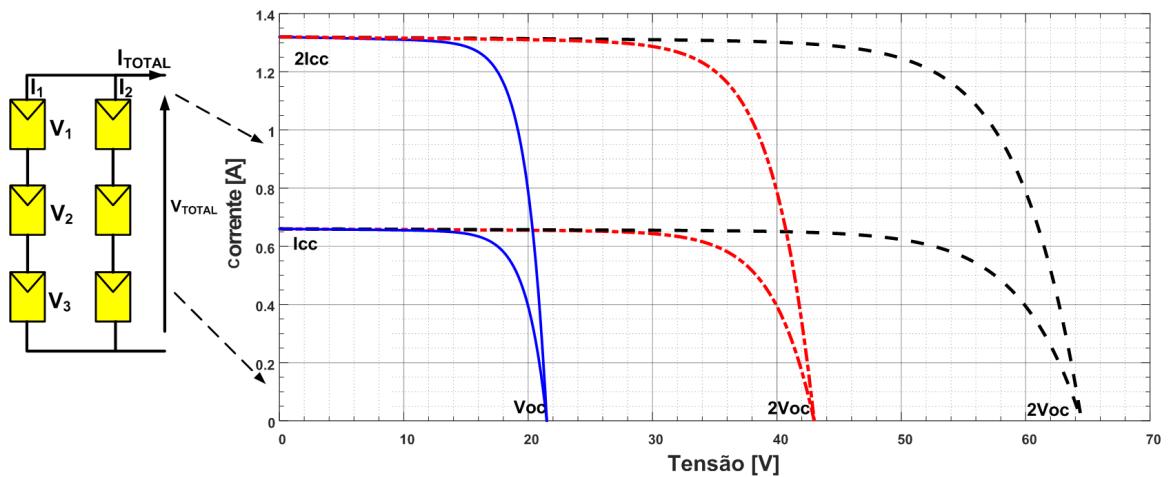


Figura 16 – Representação das curvas I-V relativas à associação mista de três módulos fotovoltaicos.

3 INFLUÊNCIA DO SOMBREAMENTO NA EFICIÊNCIA DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Conforme visto nas seções anteriores, o desempenho de um sistema fotovoltaico depende da temperatura e do nível de irradiância. O sombreamento pode ocorrer quando as matrizes fotovoltaicas são cobertas por nuvens, prédios ou mesmo sombras causadas por outros módulos (PATEL; AGARWAL, 2008b; VILLALVA *et al.*, 2009a; FIALHO *et al.*, 2014; PATEL; AGARWAL, 2008a; QUASCHNING; HANITSCH, 1995).

O sombreamento pode ter um enorme impacto no desempenho dos módulos fotovoltaicos. Assim, mesmo que um módulo esteja parcialmente sombreado, o desempenho de todo módulo fotovoltaico reduzirá significativamente. Isso ocorre porque os módulos fotovoltaicos consistem na verdade em várias células solares fotovoltaicas que são conectadas em uma série ou série/paralelo.

O efeito do sombreamento acontece quando uma ou mais células recebem pouca ou nenhuma luz, impedindo a passagem da corrente elétrica das outras células. O mesmo efeito acontece em módulos conectados em série. Se um dos módulos de um conjunto estiver recebendo menos luz do que os demais, a corrente elétrica de todo o conjunto é reduzida e consequentemente o sistema produz menos energia. (VILLALVA, 1983).

Na Figura 17, a matriz fotovoltaica da Figura 12, tem a passagem de luz de um dos módulos obstruída. Como a corrente elétrica do módulo depende da quantidade de luz, isto é, a corrente produzida pelo módulo é, significativamente, afetada pela intensidade do sombreamento. O problema, neste caso, é que o módulo que produz menor quantidade de corrente limitará a corrente dos outros módulos, pois os módulos estão ligados em série. Desta forma, o funcionamento de toda matriz pode ser prejudicado apenas pela obstrução a luz. Isto é comum nos sistemas fotovoltaicos instalados perto de prédios, árvores e outros obstáculos que podem prejudicar a passagem da luz.

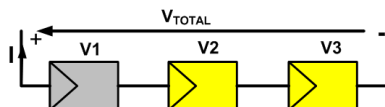


Figura 17 – Matriz fotovoltaica com sombreamento em um módulo.

Segundo Villalva (1983), para minimizar o efeito do sombreamento nos módulos fotovoltaicos, os fabricantes adicionam diodos de *bypass* ligados em paralelo com os módulos. O ideal seria existir um diodo para cada célula do módulo, mas isso teria um custo muito alto e

tornaria difícil a fabricação dos módulos. Os fabricantes usam um diodo para um grupo com um certo número de células.

3.1 Diodo de *bypass*

Os diodos de *bypass* são dispositivos que servem para desviar corrente eliminando o módulo fotovoltaico sob efeito de sombreamento. Na Figura 18 é mostrado a associação de três módulos em série, com e sem diodos de *bypass*, em que um dos módulos encontra-se sob efeito de sombreamento.

Na Figura 18 vemos a diferença entre o comportamento de um conjunto de módulos com e sem diodo de *bypass*. A curva 1 mostra as características I-V do conjunto (I) mostrado na Figura 18 sem a presença de sombreamento, ou seja, quando todos módulos estão funcionando em STC. Neste caso os diodos de *bypass*, mesmo se estivessem presentes, não teriam função, pois os diodos de *bypass* são úteis somente se houver diferença de irradiância entre os módulos associados em série e essa diferença deve ser suficiente para a ativação dos diodos de *bypass*.

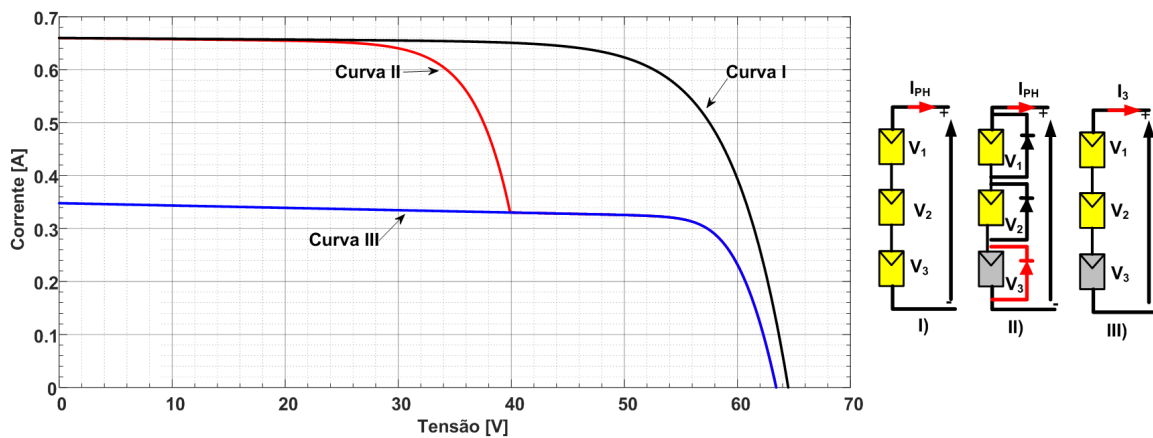


Figura 18 – Efeito do sombreamento na curva I-V da matriz coluna fotovoltaica.

A curva 3 mostra o comportamento do conjunto (III) da Figura 18 com sombreamento de um dos seus módulos e sem a presença de diodos de *bypass*. A corrente do conjunto é limitada pelo módulo sombreado. A curva 2 mostra o comportamento do conjunto (II) da Figura 18 na presença de sombreamento e com diodos de *bypass*. Neste caso, observa-se que até certa faixa de tensão, o diodo de *bypass* do módulo sombreado está em operação e a corrente fornecida pelo conjunto é máxima, ou seja, é a corrente fornecida pelos módulos que recebem normalmente a radiação. A partir de um certo valor de tensão, geralmente igual à soma das tensões dos módulos não sombreados, o diodo do módulo sombreado é despolarizado e a corrente do conjunto é

limitada ao valor da corrente que o módulo sombreado pode fornecer. Assim os diodos de *bypass* permitem que pelo menos parte da capacidade de fornecimento de corrente do conjunto seja normalizada em algumas regiões da curva I–V.

Ao que tudo indica, um sistema fotovoltaico é altamente sensível a sombreamento parcial (RODRIGO *et al.*, 2013; PATEL; AGARWAL, 2008a; LU *et al.*, 2013; REITER *et al.*, 2012). Assim, durante o sombreamento parcial, a potência máxima de um sistema fotovoltaico pode cair drasticamente reduzindo a eficiência do sistema. O impacto do sombreamento parcial em um sistema fotovoltaico pode variar de acordo com o padrão do sombreamento e configuração do sistema fotovoltaico.

Segundo Patel e Agarwal (2008a), a perda de potência em um sistema fotovoltaico sob um padrão de sombreamento parcial idêntico é proporcional à intensidade do sombreamento. Isso faz sentido, pois o sistema fotovoltaico depende da irradiância solar para gerar energia elétrica e a potência máxima de um sistema fotovoltaico, parcialmente sombreado, deve ser cada vez menor conforme o percentual do sombreamento aumenta.

Contudo, outro fenômeno foi observado no trabalho de Silvestre *et al.* (2009), Eles concordam que a potência máxima de um sistema fotovoltaico parcialmente sombreado diminui à medida que o peso do sombreamento aumenta. Porém, quando a porcentagem do sombreamento atinge um certo ponto crítico, a potência máxima permanece inalterada, mesmo que esse percentual de sombreamento aumente a partir desse ponto crítico. Isso significa que o sistema fotovoltaico parcialmente sombreado pode se tornar insensível ao percentual do sombreamento quando o percentual do sombreamento atinge um determinado ponto crítico.

Portanto, se por um lado essa é uma descoberta importante e que deve ser explorada, por outro lado os autores não desenvolveram uma metodologia para que esse ponto seja encontrado.

Em seu trabalho Teo *et al.* (2018) utilizando vinte módulos fotovoltaicos conectados em série, investigaram a sensibilidade do sistema fotovoltaico ao percentual do sombreamento e o ponto crítico que diminui a sensibilidade do sistema fotovoltaico ao percentual do sombreamento. No mesmo estudo foi formulada uma equação para calcular o ponto crítico mas, não existe uma explicação por detrás da formulação e ela não pode ser validada. Além disso, geralmente, os sistemas fotovoltaicos são conectados em série/paralelo. sendo assim, é importante que se desenvolva uma metodologia capaz de prever o ponto crítico em matrizes série-paralelo.

Na seção a seguir, é desenvolvida uma metodologia para a descoberta de um ponto

no qual a matriz fotovoltaica deixa de ser sensível ao peso do sombreamento. Além disso a metodologia aqui desenvolvida será validada por meio de simulações. Todos os resultados são mostrados em formas gráficas para ilustrar os resultados. A simulação é realizada no software Matlab / Simulink. O cálculo do ponto crítico proposto pode contribuir para o mecanismo de reconfiguração dinâmica do sistema fotovoltaico. Se o ponto crítico é conhecido, alguns testes são desnecessários. A comutação de reconfiguração pode ser reduzida à medida que o sistema fotovoltaico se torna insensível ao sombreamento quando o ponto crítico é atingido.

3.2 Determinação do ponto crítico

Nesta seção é apresentada uma nova abordagem para identificação do ponto no qual a potência máxima da matriz fotovoltaica se torna constante ou seja não altera mesmo que o peso do sombreamento aumente e, conseqüentemente, os diodos de *bypass* começam a conduzir. Até onde sabemos, essa é a primeira vez que essa metodologia é utilizada para determinar a sensibilidade da potência máxima de saída de uma matriz fotovoltaica ao peso do sombreamento e identificação da ativação do diodo de *bypass*.

- Metodologia

Está bem documentado na literatura a vasta coleção de métodos para detecção da perda de potência nos sistemas fotovoltaicos. Uma boa parte desses métodos concentram -se na detecção de perdas causadas pelo sombreamento parcial e, podem ser divididos em método baseado em análises das curvas P-V ou I-V. O objetivo destes métodos é modelar o impacto do sombreamento parcial em matrizes fotovoltaicas, dependendo do seu padrão (MARTÍNEZ-MORENO *et al.*, 2010).

Este estudo propõe um método simples para a estimativa da potência de uma matriz fotovoltaica com base no nível, padrão do sombreamento e tamanho da matriz. O método é uma adaptação do cálculo de perda de energia, que comparam as curvas P-V de simulações com dados experimentais (KAWAMURA *et al.*, 2003; ALONSO-GARCÍA *et al.*, 2006; KARATEPE *et al.*, 2007).

A metodologia para o cálculo de perdas de energias é aqui estendida para o cálculo de perda de tensão e corrente e conseqüentemente utilizada para o cálculo dos níveis de irradiância no qual uma determinada matriz fotovoltaica atinge o ponto crítico e os módulos fotovoltaicos parcialmente sombreados são completamente ignorados.

Uma matriz fotovoltaica composta por dois módulos fotovoltaicos conectados em

série é usada para explicar essa metodologia conforme mostram as Figuras 21 - 24. Os módulos fotovoltaicos possuem tensão de circuito aberto de 21,5 V, corrente de curto-circuito de 0,62 A. A temperatura ($T = 298,15 K$) é usada para todas simulações e, cada módulo fotovoltaico da matriz fotovoltaica possui um diodo de *bypass*.

As consequências do sombreamento serão estudadas e simuladas e seu impacto nas curvas I-V e P-V serão analisadas. Sempre que um novo nível de sombreamento é introduzido, uma nova curva I-V é simulada com seu novo maximum power point (ponto de máxima potência) (MPP) correspondente e comparada com o MPP do conjunto em condições de teste padrão. Esse procedimento é repetido até que a comparação entre o valor simulado e teórico se torne constante. Para esse procedimento é utilizado o conceito do cálculo de descasamento (mismatch em Inglês) ou incompatibilidade (BALASUBRAMANIAN *et al.*, 2013; MONTANO *et al.*, 2015). Para medir o impacto do sombreamento e conseqüentemente a ativação do diodo de *bypass*, ΔI_{MPP} , ΔV_{MPP} e ΔP_{MPP} são calculados da seguinte forma:

$$\Delta I_{MPP} = \frac{I_{MPP_s} - I_{MPP}}{I_{MPP}} \quad (3.1)$$

$$\Delta V_{MPP} = \frac{V_{MPP_s} - V_{MPP}}{V_{MPP}} \quad (3.2)$$

$$\Delta P_{MPP} = \frac{P_{MPP_s} - P_{MPP}}{P_{MPP}} \quad (3.3)$$

Onde:

I_{MPP} , V_{MPP} e P_{MPP} são os valores medidos da corrente, tensão e potência no ponto de máxima potência da matriz em STC, respectivamente.

I_{MPP_s} , V_{MPP_s} e P_{MPP_s} são os valores simulados da corrente, tensão e potência sempre que um novo nível de sombreamento é introduzido, respectivamente.

3.3 Sombreamento Homogêneo

Neste trabalho, definimos sombreamento homogêneo como sendo o processo pelo qual todos os módulos de uma mesma coluna recebem a mesma irradiância. Para simular sombreamento homogêneo, o valor de S é reduzido. Os parâmetros R_s , R_p e T são mantidos

constantes. A redução de β indica o aumento do percentual do sombreamento simulado e é definido como fator de irradiância, calculado por $\beta = \frac{S}{S_r}$. Por exemplo, ($\beta = 0.9$) significa que o módulo está 10% sombreado ou recebe uma irradiância de 900 W/m^2 . Assim, para cada novo valor de β é simulada uma nova curva I-V e P-V e seus novos MPP são calculados. As Figuras 19 e 20 mostram as curvas I-V e P-V, respectivamente, para diferentes níveis de irradiância, e a Tabela 3 mostra a variação no MPP. As curvas de potência e corrente 19 a 44 estão em ordem decrescente com um intervalo de 100 W/m^2 . A primeira curva, começando de cima para baixo, corresponde a curva em STC.

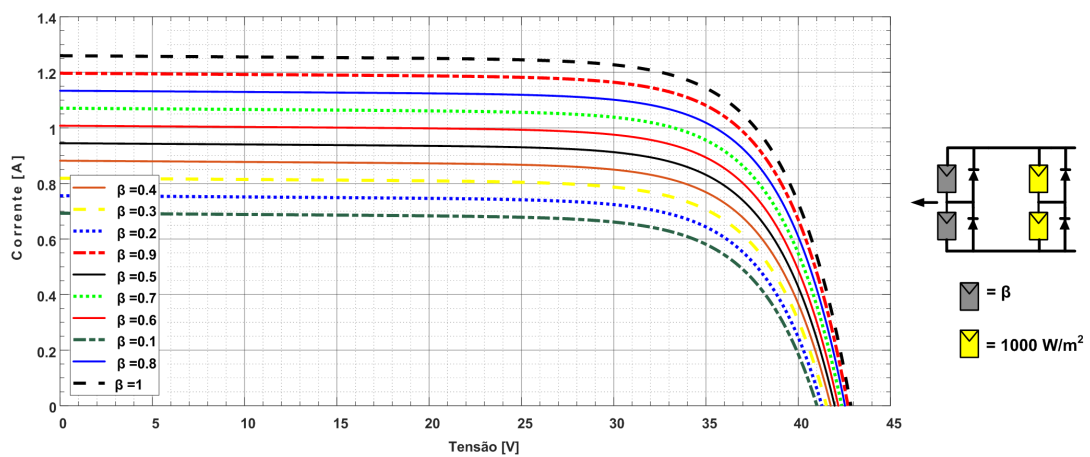


Figura 19 – Curva I-V para sombreamento homogêneo

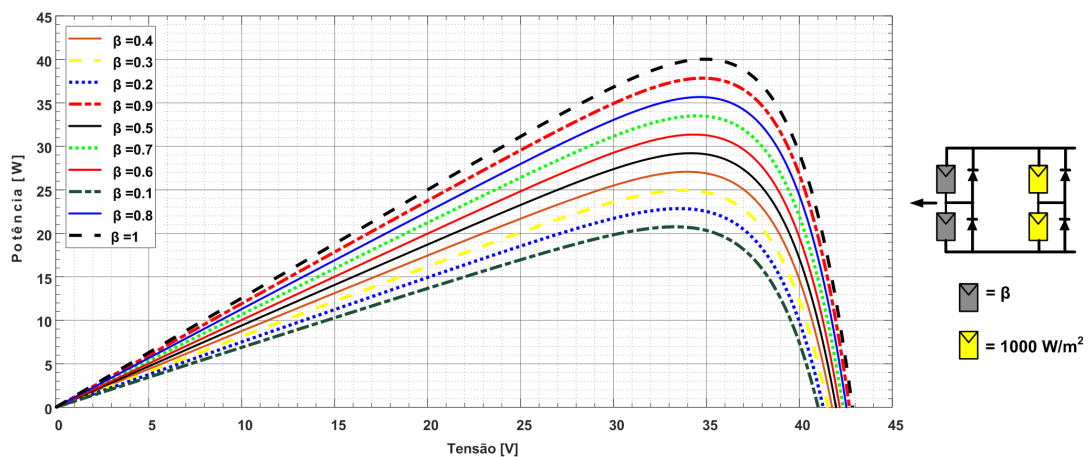


Figura 20 – Curva P-V para sombreamento homogêneo

Tabela 3 – Variação MPP para o arranjo das Figuras 19 e 20

β	$\Delta V_{MPPT} [\%]$	$\Delta I_{MPPT} [\%]$	$\Delta P_{MPPT} [\%]$
1	0	0	0
0.9	-0,31	-5,10	-5,4
0.8	-0,57	-10,31	-10,82
0.7	-1,11	-15,27	-16,22
0.6	-1,97	-20,04	-21,62
0.5	-1,74	-25,67	-26,97
0.4	-2,83	-30,32	-32,3
0.3	-3,12	-35,61	-37,62
0.2	-3,95	-40,54	-42,9
0.1	-4,75	-40,04	-42,9

Sombreamento homogêneo afeta apenas a potência. Como todos os módulos recebem a mesma irradiação, não há risco de incompatibilidade de corrente e os diodos de desvio não conduzem; portanto, não há acréscimo de máximos locais na curva P-V (HENZE *et al.*, 2009; RAMABADRAN; MATHUR, 2009).

3.4 Sombreamento Parcial

O sombreamento parcial ocorre sempre que a matriz fotovoltaica é coberta por irradiâncias não uniforme. Quanto menos radiação chega a um módulo fotovoltaico, menos corrente ela gera. Portanto, o sombreamento parcial causará uma incompatibilidade entre os módulos sombreados e os não sombreados. Essa ocorrência pode levar à formação de pontos quentes, onde há uma alta dissipação de energia, aumentando a temperatura dos módulos sombreados, o que contribui para a degradação do módulo. A simulação a seguir é feita em dois módulos ligados em série conforme as Figuras 21 e 22. O objetivo é mostrar a gravidade do sombreamento em apenas um módulo, para que a perda de energia seja perceptível. A radiação incidente em apenas um módulo é gradualmente reduzida para observar o efeito na curva I-V e P-V.

As equações 3.1, 3.2 e 3.3 são aplicadas em todas as simulações. por exemplo, quando β é igual a 0,9, tem-se:

$$\beta = 0.9 \begin{cases} \Delta I_{MPP} = \frac{0,52-0,57}{0,57} = -0,087 \\ \Delta V_{MPP} = \frac{35,3-33,8}{33,8} = 0,044 \\ \Delta P_{MPP} = \frac{18,61-20}{20} = -0,069 \end{cases}$$

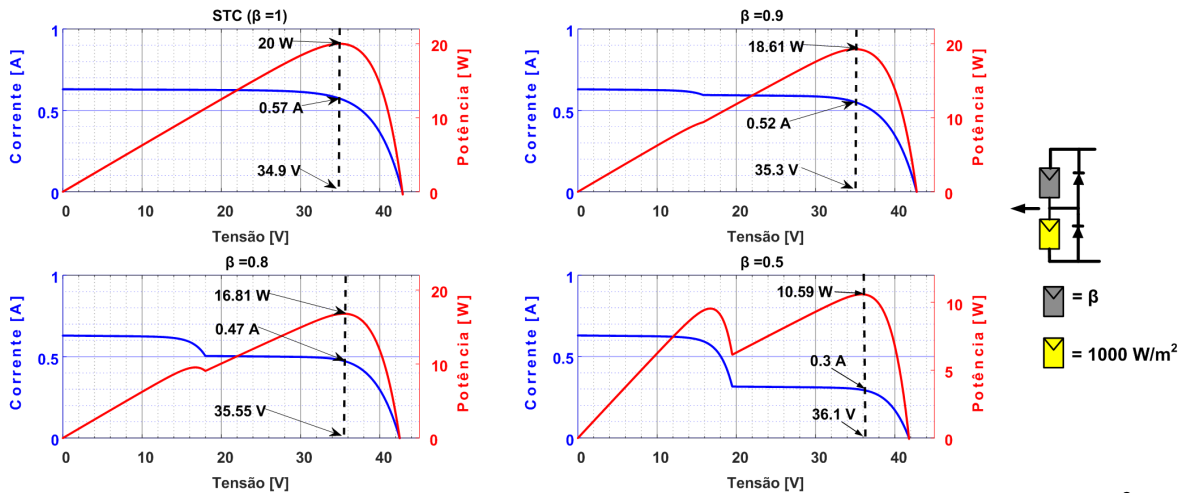


Figura 21 – Curva I-V e P-V para irradiâncias compreendidas entre 1000 - 500 W/m^2 .

A partir das Figuras 22 e 24 observa-se que a partir de um certo valor de irradiância, neste caso compreendido entre 500 e 400 W/m^2 a potência da matriz fotovoltaica se torna inalterada mesmo que o porcentual de sombreamento aumente.

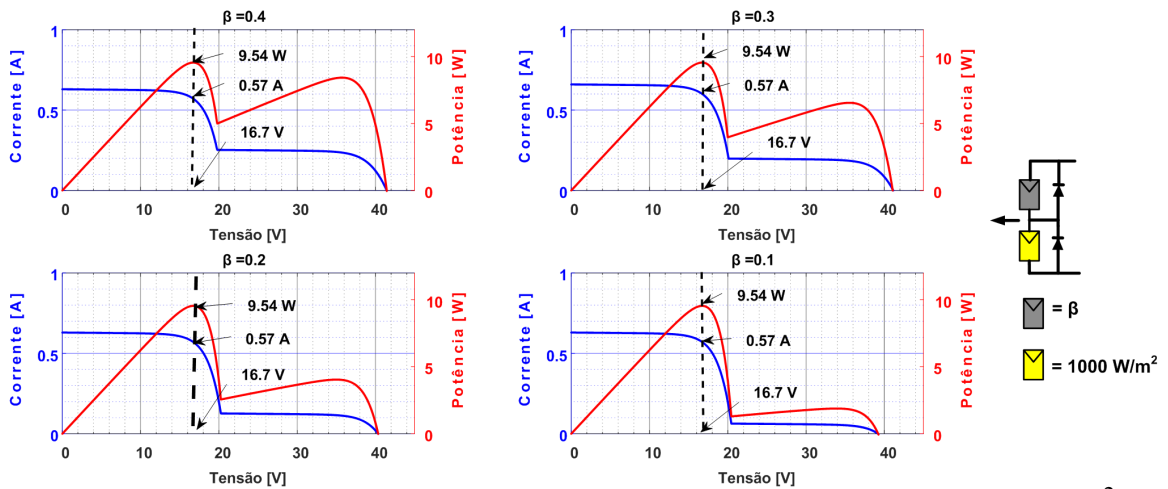


Figura 22 – Curva I-V e P-V para irradiâncias compreendidas entre 400 - 100 W/m^2 .

As Figuras 23 e 24 mostram as curvas I-V e P-V, respectivamente, para diferentes níveis de irradiância, e a Tabela 4 mostra a variação no MPP.

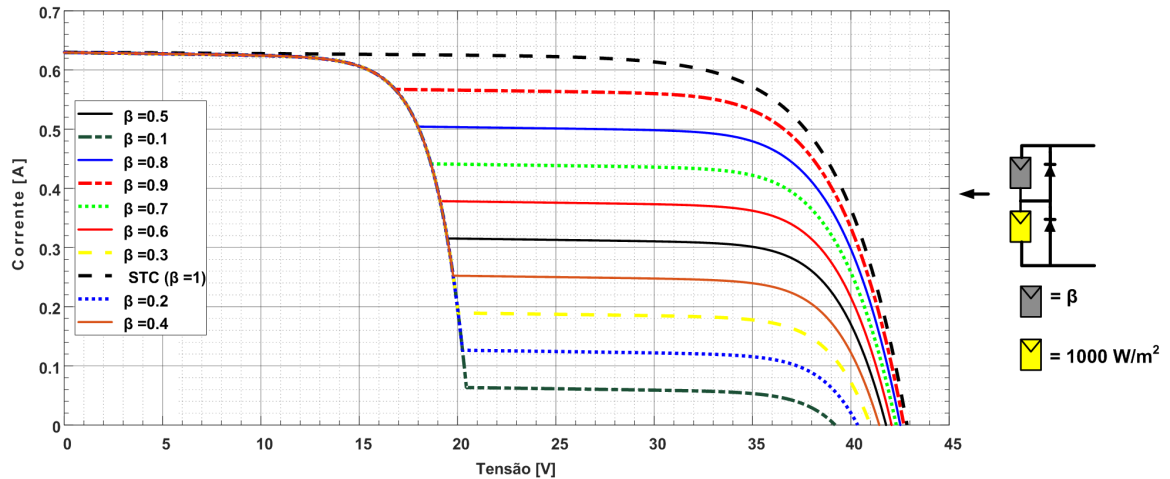


Figura 23 – Curva I-V relacionada as Figuras 21 e 22.

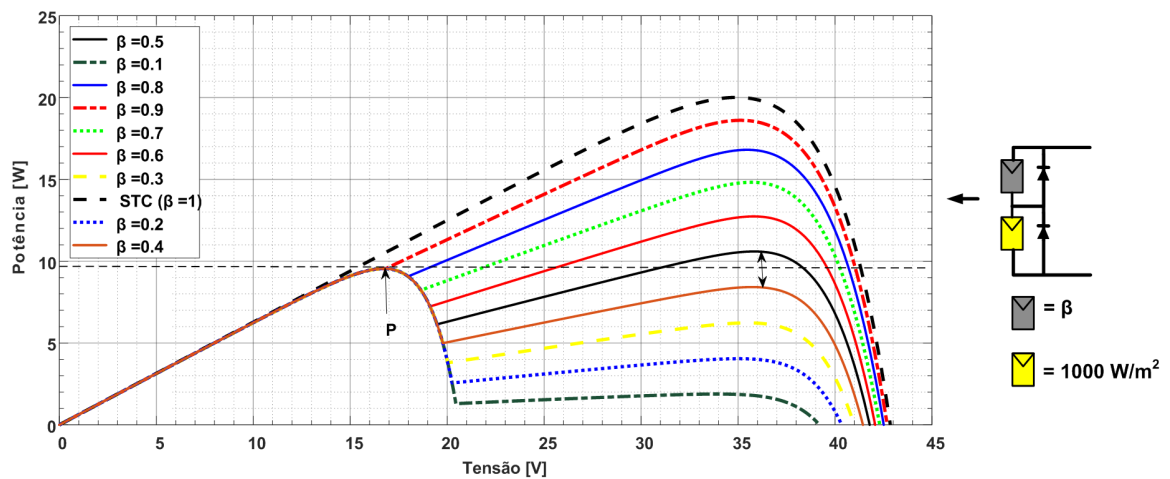


Figura 24 – Curva P-V relacionada as Figuras 21 e 22.

Claramente, a partir da Tabela 4 pode se observar que à medida que a intensidade do sombreamento aumenta, a incompatibilidade atual é mais acentuada e, eventualmente, o módulo fotovoltaico parcialmente sombreado deixa de ter participação na potência máxima da matriz fotovoltaica, o que ocorre em torno de 50% a 60% da sombra. Para intensidades mais baixas de sombreamento (0% a 30%), a alteração mais perceptível será no parâmetro I_{MPP} . Quanto mais intensa a sombra fica, a diminuição no I_{MPP} fica mais visível até que finalmente o módulo sombreado é completamente ignorado e a potência máxima da matriz fotovoltaica não muda mais. Quando o módulo sombreado é completamente ignorado, a matriz fotovoltaica perde 52% da potência máxima, o que corresponde à perda de um dos dois módulos.

Tabela 4 – Variação MPP para o arranjo das Figuras 23 e 24

β	$\Delta V_{MPPT} [\%]$	$\Delta I_{MPPT} [\%]$	$\Delta P_{MPPT} [\%]$
1	0	0	0
0.9	1,10	-8,7	-6,9
0.8	1,94	-17,53	-16
0.7	2,54	-27,74	-25,93
0.6	2,80	-38,06	-36,34
0.5	3,26	-48,32	-47,03
0.4	-52,16	0,00	-52,30
0.3	-52,16	0,00	-52,30
0.2	-52,16	0,00	-52,30
0.1	-52,16	0,00	-52,30

Procedimentos semelhantes são aplicados à Tabela 5 e Tabela 6 para obter o relação entre as potências e correntes máximas e a irradiância dos módulos sombreados para a configuração de três módulos em série com sombreamento em um e dois módulos conforme as Figuras 25 - 28. A Figura 26 mostra a relação entre a irradiância dos módulos sombreados e as potências máximas para todas as simulações.

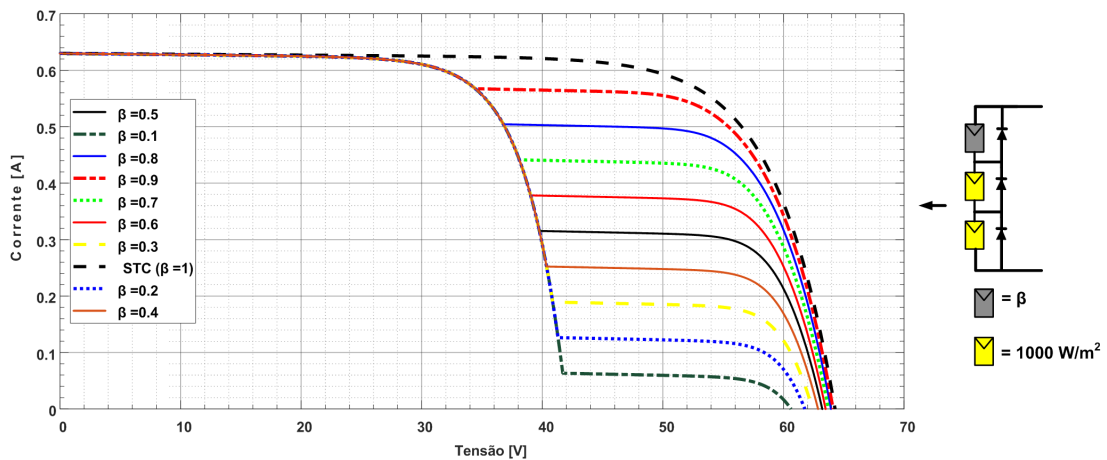


Figura 25 – Curva I-V da associação de três módulos em série com sombreamento parcial em 1 módulo.

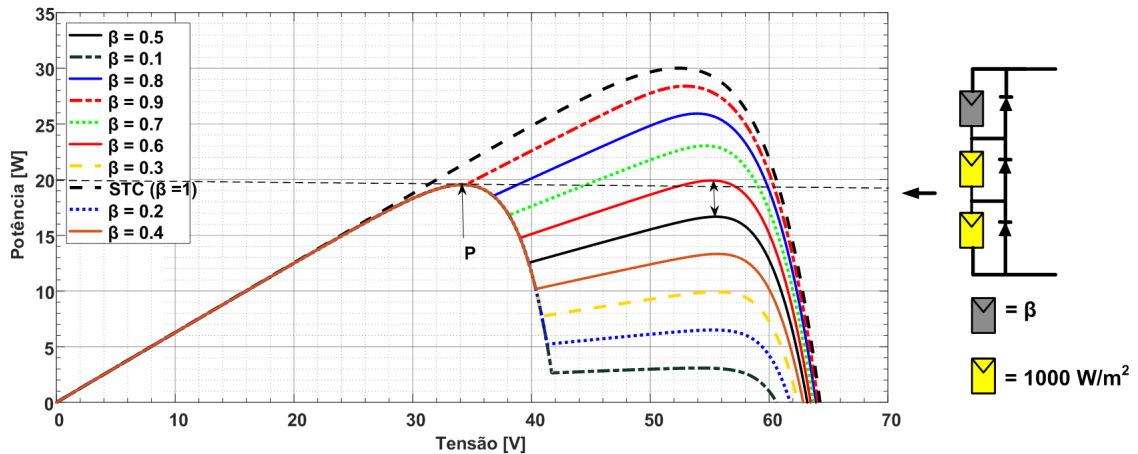


Figura 26 – Curva P-V da associação de três módulos em série com sombreamento parcial em 1 módulo.

À medida que a intensidade do sombreamento aumenta, a incompatibilidade atual é mais acentuada e, eventualmente, o módulo sombreado é completamente ignorado, o que ocorre em torno de 40% a 50% do sombreamento conforme mostra a Tabela 5. Quando o módulo sombreado é completamente ignorado, a matriz fotovoltaica perde 35% de sua potência máxima, o que corresponde aproximadamente à perda de um dos três módulos que compõe a matriz devido à ativação do diodo de *bypass*. Neste caso, o máximo global está na região em que o diodo *bypass* conduz.

Tabela 5 – Variação MPP para o arranjo das Figuras 25 e 26.

β	$\Delta V_{MPPT} [\%]$	$\Delta I_{MPPT} [\%]$	$\Delta P_{MPPT} [\%]$
1	0	0	0
0.9	0,32	-5,68	-5,38
0.8	2,91	-16,03	-13,58
0.7	4,37	-26,46	-23,51
0.6	5,47	-37,05	-33,60
0.5	-34,83	0	-34,84
0.4	-34,83	0,00	-34,84
0.3	-34,83	0,00	-34,84

Pode ser visto nas Figuras 27 e 28 e claramente confirmado na Tabela 6 que os módulos sombreados começam a ser completamente ignorados quando o percentual do sombreamento está entre 60% e 70%. Nesse momento, toda matriz fotovoltaica perde 70% de sua potência máxima de saída, o que corresponde aproximadamente à perda de 2/3 da matriz devido à ativação do diodo de *bypass*. Isso deixa claro que o ponto crítico de um sistema fotovoltaico depende não só do número de módulos sombreados mas também do tamanho do sistema.

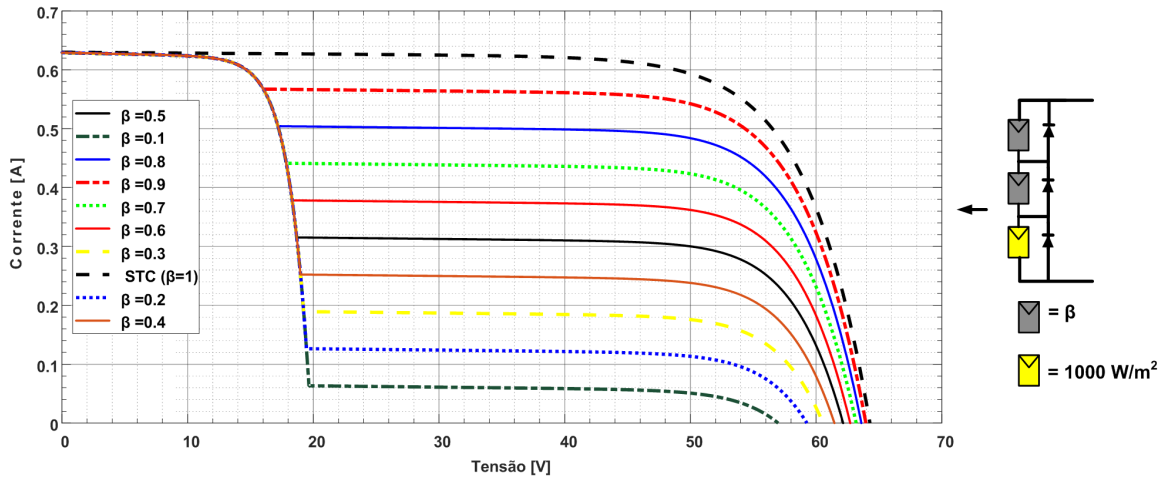


Figura 27 – Curva I-V da associação de três módulos em série com sombreamento parcial em 2 módulos.

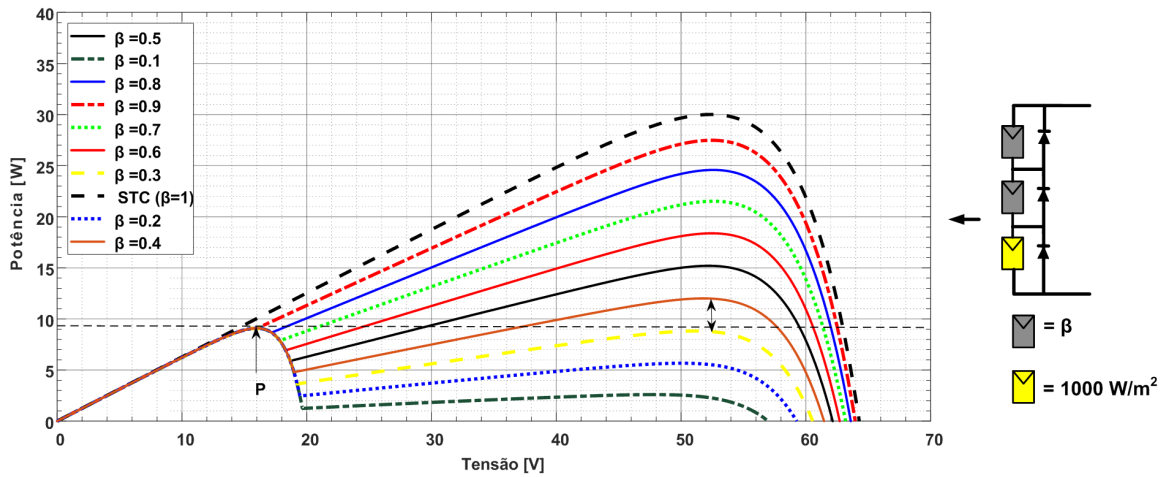


Figura 28 – Curva P-V da associação de três módulos em série com sombreamento parcial em 2 módulos.

Tabela 6 – Variação MPP para o arranjo das Figuras 27 e 28.

β	$\Delta V_{MPPT} [\%]$	$\Delta I_{MPPT} [\%]$	$\Delta P_{MPPT} [\%]$
1	0	0	0
0.9	0,01	-8,41	-8,39
0.8	0,28	-18,28	-18,05
0.7	0,28	-28,45	-28,05
0.6	0,01	-38,71	-38,70
0.5	0	-49,31	-49,31
0.4	-0,87	-59,60	-59,96
0.3	-69,65	0	-69,69
0.2	-69,65	0	-69,69
0.1	-69,65	0	-69,69
0.03	-69,65	0	-69,69
0.01	-69,65	0	-69,69

Conforme mostra a Figura 28, a potência máxima não fornece necessariamente a uma tensão mais alta. Por exemplo, para os dois módulos sombreados da Figura 28, a potência máxima é obtida a uma tensão mais elevada antes da matriz fotovoltaica atingir o ponto crítico, isto é para irradiâncias variando de 400 a 1000 W/m^2 . Contudo, quando o ponto crítico é atingido, o que ocorre a partir de 70% (300 W/m^2) do sombreamento, a potência máxima é obtida a uma tensão mais baixa e, essa tensão corresponde a tensão de máxima potência fornecida na folha de dados, o que para o módulo KS10 é 16,9 V, conforme mostra a Figura 28. Situações semelhantes também são observadas nas condições anteriores e subsequentes.

Simplificando, usando as potências máximas e a irradiância dos módulos sombreados para as configurações indicadas na Figura 29, um gráfico como o ilustrado na Figura 29 foi plotado. Ele mostra a relação entre as potências máximas e a irradiância dos módulos sombreados para cada padrão indicado.

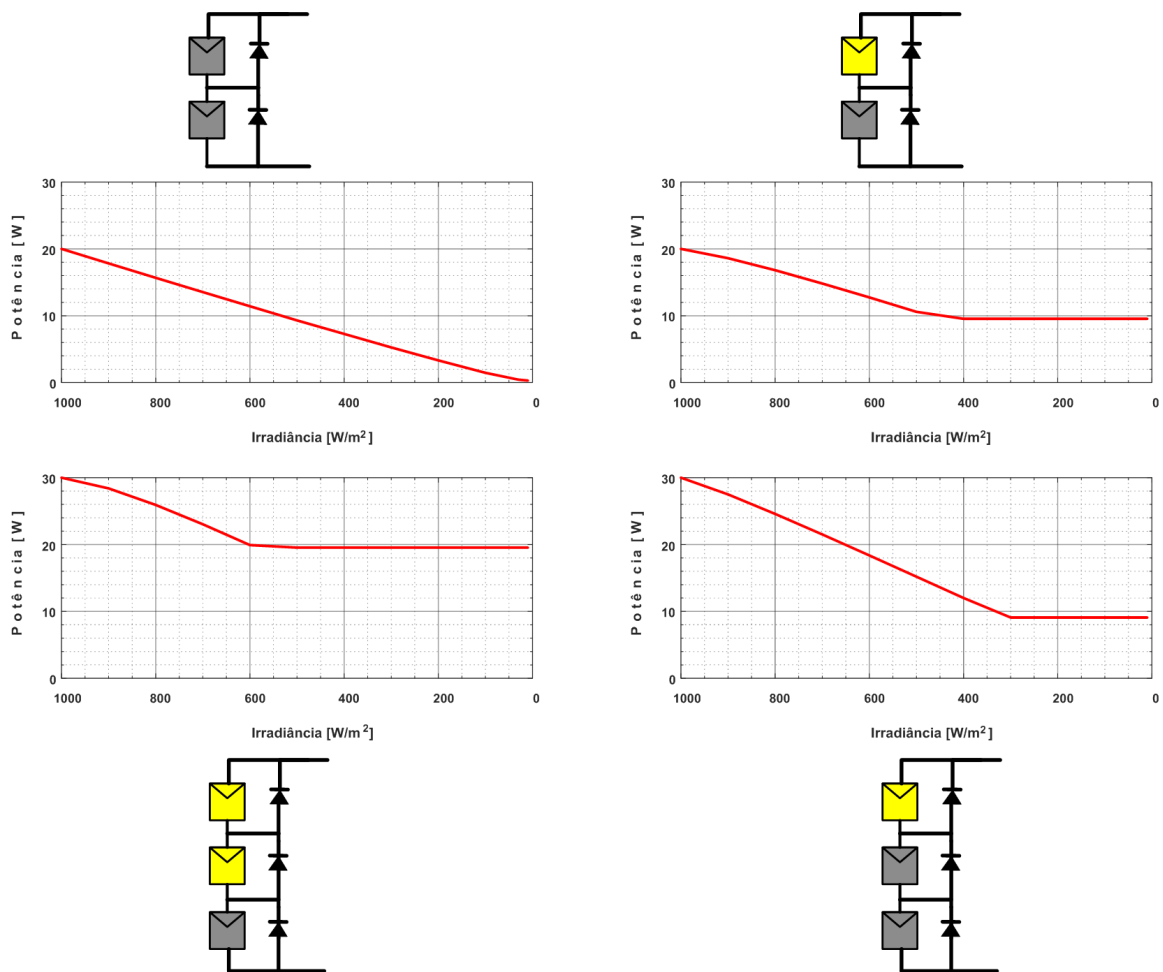
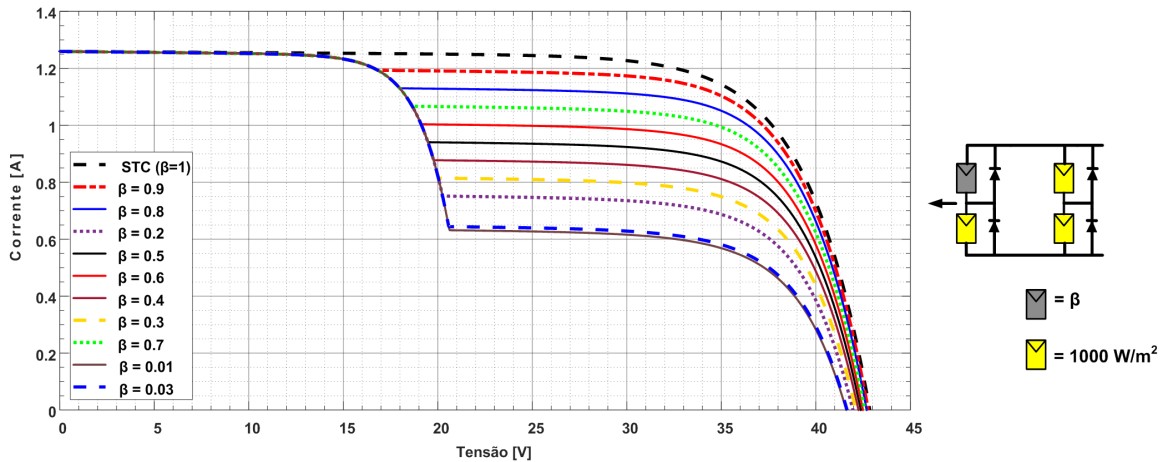


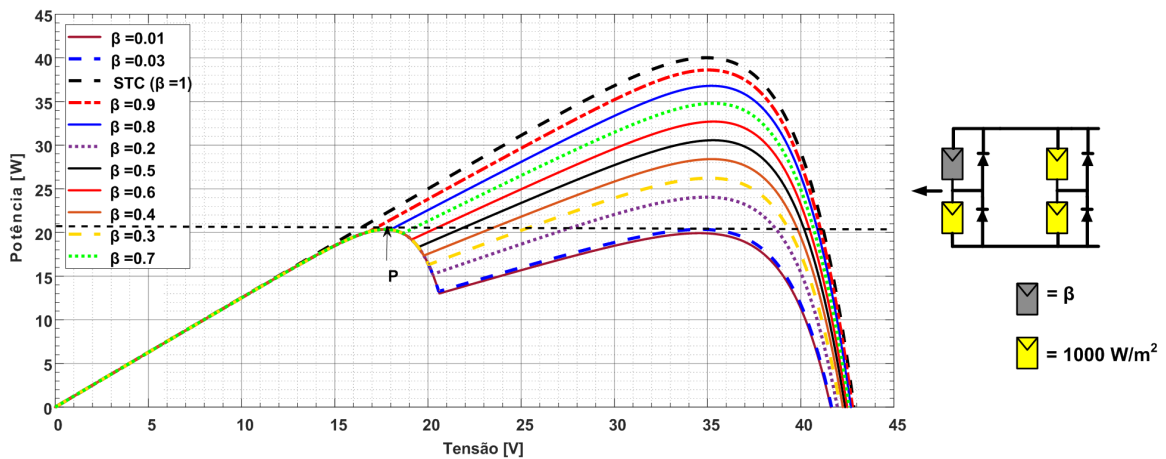
Figura 29 – Potência máxima versus irradiância.

Para estudar o efeito do sombreamento em diferentes configurações da matriz foto-

voltaica, o procedimento acima também foi efetuado em uma configuração série-paralelo. As Figuras 30 e 31 mostram as curvas características de uma conexão SP (duas seqüências em paralelo, com dois módulos para cada) sob diferentes condições de sombreamento.



Conforme mostra a Figura 31 à medida que o percentual do sombreamento aumenta, a perda de potência é mais acentuada, até que se atinja o ponto crítico e, conseqüentemente o módulo sombreado não tem mais influência na potência máxima da matriz fotovoltaica.



Note que a Tabela 7 mostra claramente que o ponto crítico depende não somente do tamanho da matriz, nível de sombreamento mas, também da configuração da matriz, diferente da configuração série de dois módulos (em que quando um módulo é sombreado o seu ponto crítico é acontece no intervalo entre 600 e 500 W/m^2), na configuração SP com 4 módulos e apenas um módulo sombreado, o ponto crítico acontece exatamente quando a irradiância é 30 W/m^2 ou seja, quando o módulo está 97% sombreado.

Tabela 7 – Variação MPP para o arranjo das Figuras 30 e 31.

β	$\Delta V_{MPPT} [\%]$	$\Delta I_{MPPT} [\%]$	$\Delta P_{MPPT} [\%]$
1	0	0	0
0,9	0,83	-4,27	- 3,47
0,8	1,11	-9,01	-8
0,7	1,63	-14,42	-13,02
0,6	1,66	-19,58	-18,25
0,5	1,69	-24,86	-23,6
0,4	1,11	-29,78	-29
0,3	0,83	-34,96	-34,42
0,2	0,28	-40,04	-39,87
0,1	0,25	-45,46	-45,32
0,03	-49,06	-0,060	-49,1
0,01	-49,06	-0,060	-49,1

Nesse nível ($30 \text{ W}/\text{m}^2$) de irradiância, existe um equilíbrio de potência máxima da matriz. Isto significa que podem existir dois pontos de máxima potência se a matriz fotovoltaica funciona no ponto crítico conforme mostra a Figura 32.

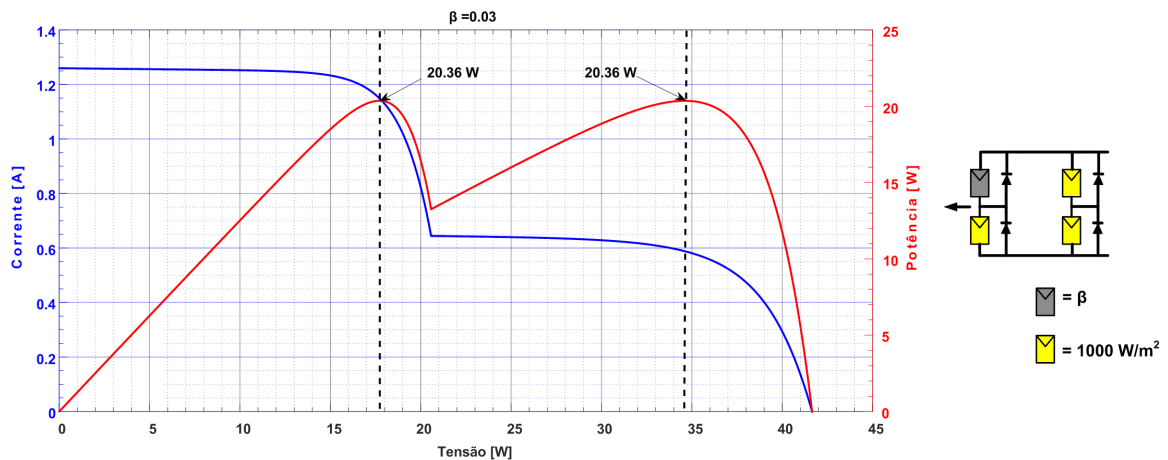


Figura 32 – Curva I-V e P-V de uma matriz fotovoltaica funcionando no ponto crítico.

Procedimentos semelhantes são aplicados para realizar as simulações na configuração SP quando dois (um módulo em cada coluna fotovoltaica) módulos são sombreados conforme mostram as Figuras 30 e 31. Para obter as características fotovoltaicas da configuração sombreada dos dois módulos em todas as condições da Tabela 8, são realizadas onze simulações com irradiâncias definidas 50, 100, 200, 300, 400, 500, 600, 700, 800, 900 e $1000 \text{ W}/\text{m}^2$, respectivamente.

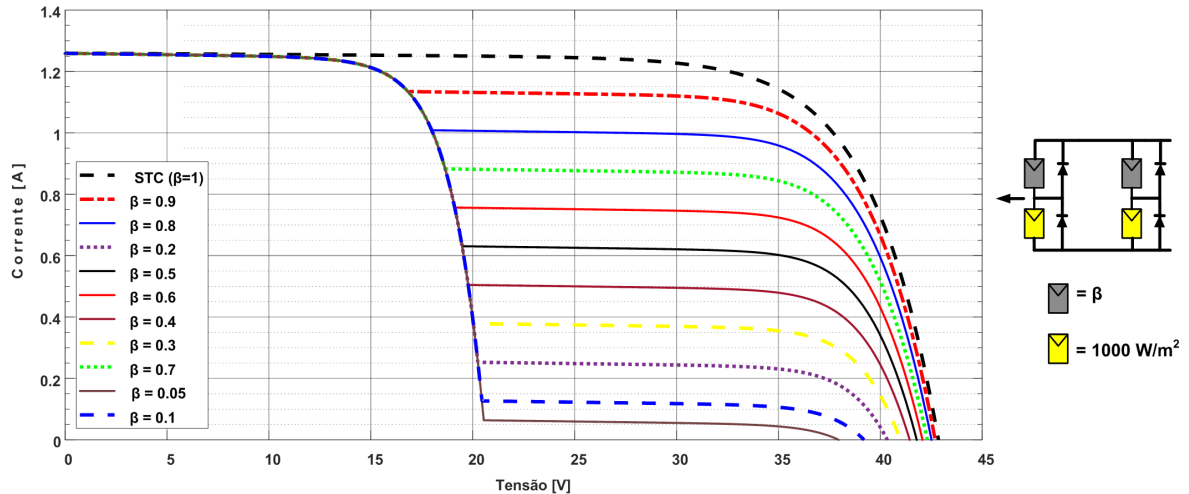


Figura 33 – Curva I-V da associação de quatro módulos em paralelo com sombreamento parcial em 2 módulos em diferentes colunas.

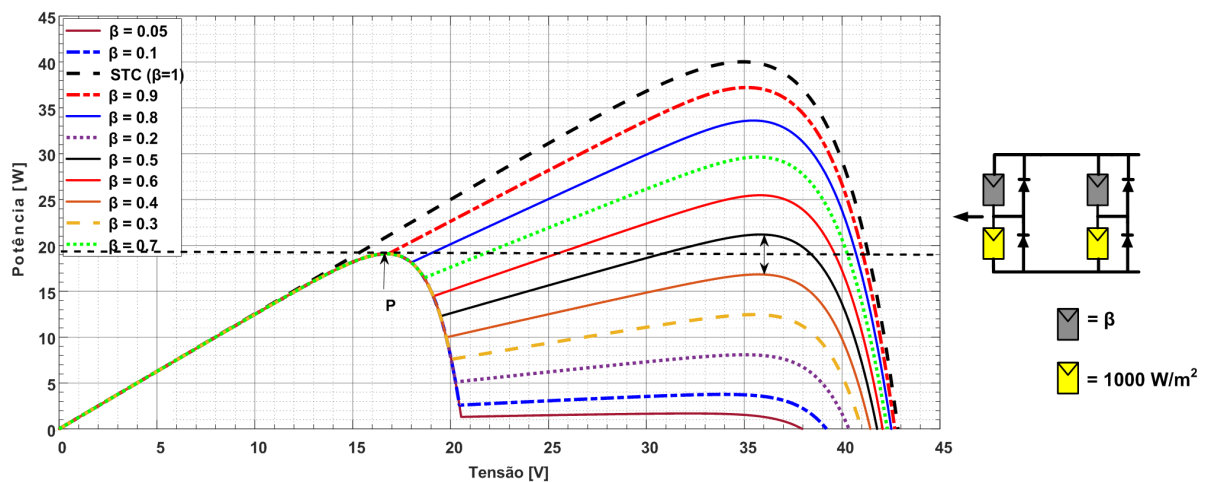


Figura 34 – Curva P-V da matriz 2x2 com sombreamento parcial de 2 módulos em diferentes colunas.

A Tabela 8 é referente aos resultados simulados das Figuras 33 e 34. Nota-se a partir da Tabela 8 que à medida que a intensidade do sombreamento aumenta, a incompatibilidade se torna mais acentuada e, eventualmente, os módulos sombreados não têm mais influência na potência máxima da matriz fotovoltaica, isso acontece para irradiâncias inferiores a 500 W/m^2 . Para irradiâncias superiores a 500 W/m^2 , a alteração mais perceptível será no parâmetro I_{MPP} . Com o aumento do percentual do sombreamento, a diminuição da potência fica mais visível até que finalmente os módulos sombreados são completamente ignorados e, a potência máxima da matriz fotovoltaica se torna constante. Quando módulos sombreados são completamente ignorados, praticamente metade da potência máxima da matriz é perdida.

Tabela 8 – Variação MPP para o arranjo das Figuras 33 e 34.

β	$\Delta V_{MPPT} [\%]$	$\Delta I_{MPPT} [\%]$	$\Delta P_{MPPT} [\%]$
1	0	0	0
0.9	0,83	-7,71	-6,95
0.8	1,69	-17,37	-15,97
0.7	2,54	-27,74	-25,9
0.6	2,80	-38,06	-36,32
0.5	3,06	-48,60	-47,02
0.4	-51,73	-1,12	-52,27
0.3	-52,16	0,00	-52,27
0.2	-52,16	0,00	-52,27
0.1	-52,16	0,00	-52,27
0.03	-52,16	0,00	-52,27
0.01	-52,16	0,00	-52,27

As Figuras 35 e 36 mostram as características I-V e P-V de seis módulos sob diferentes níveis de irradiância. A Figura 36 representa as características P-V quando a irradiância do módulo sombreado está compreendida entre 50 e 1000 W/m^2 . Percebe-se a partir da Figura 36 que o pico de potência mais alto é maior do que o pico de potência mais baixo quando a irradiância do módulo sombreado está compreendida entre 900 e 400 W/m^2 . O contrário é verdadeiro quando a irradiância do módulo sombreado é inferior a 400 W/m^2 .

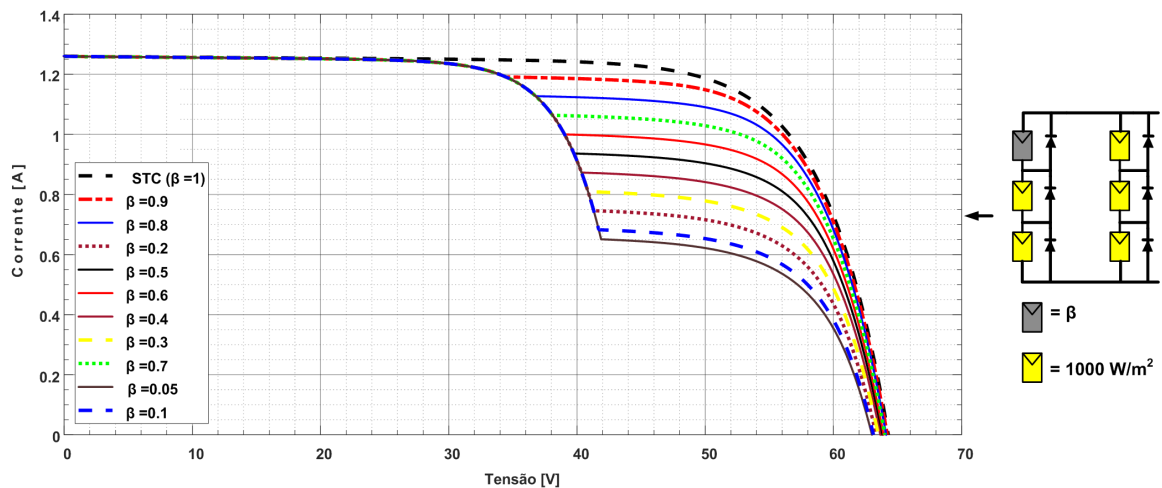


Figura 35 – Curva I-V da matriz 3x2 com sombreamento parcial em 1 módulo.

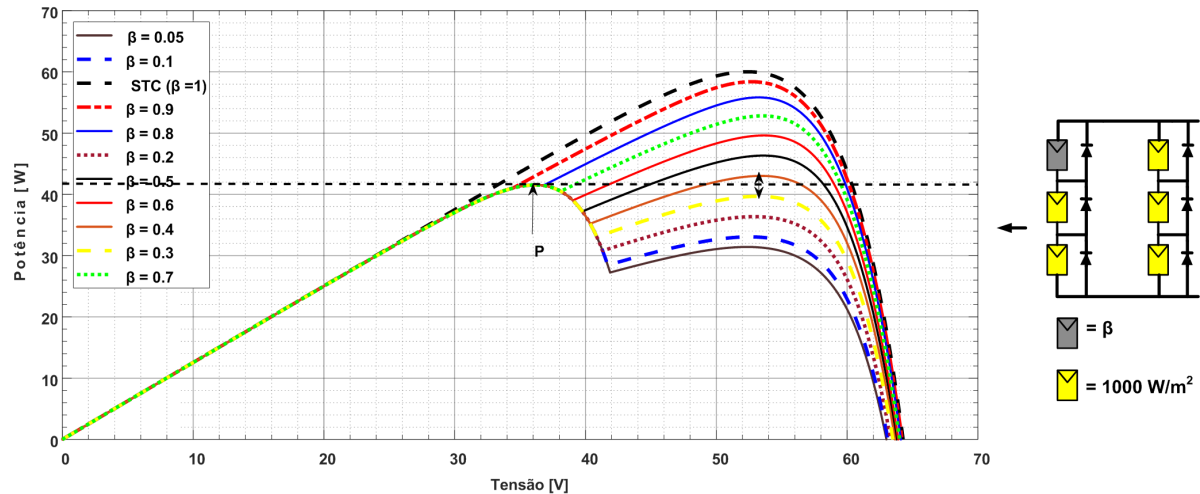


Figura 36 – Curva P-V da matriz 3x2 com sombreamento parcial em 1 módulo.

A Tabela 9 deixa claro que quando o ponto crítico é atingido, o sistema fotovoltaico referente as Figuras 35 e 36 perde 30% de sua potência máxima. É neste momento que o módulo sombreado é completamente ignorado e não participa mais no fornecimento da potência máxima da matriz fotovoltaica, o que ocorre em torno de 60% a 70% do sombreamento.

Tabela 9 – Variação MPP para o arranjo das Figuras 35 e 36.

β	$\Delta V_{MPPT} [\%]$	$\Delta I_{MPPT} [\%]$	$\Delta P_{MPPT} [\%]$
1	0	0	0
0,9	0,26	-2,92	-2,66
0,8	1,46	-8,27	-6,93
0,7	2,03	-13,70	-11,95
0,6	1,95	-18,87	-17,28
0,5	2,05	-24,32	-22,76
0,4	1,46	-29,33	-28,3
0,3	-31,15	0,00	-30,76
0,2	-31,15	0,00	-30,76
0,1	-31,15	0,00	-30,76
0,03	-31,15	0,00	-30,76
0,01	-31,15	0,00	-30,76

As Figuras 37 e 38 mostram as características fotovoltaicas I-V e P-V de seis módulos com sombreamento em dois módulos da mesma coluna. A Figura 38 representa as características P-V para as características descritas na Tabela 10. Situações semelhantes a as condições anteriores são observadas quando dois módulos são parcialmente sombreados conforme a Figura 38, onde o pico de tensão mais alto atua como o pico global quando a irradiância dos módulos sombreados está acima de um determinado nível. O pico de tensão mais alto reduz à medida que a irradiância dos módulos sombreados diminui.

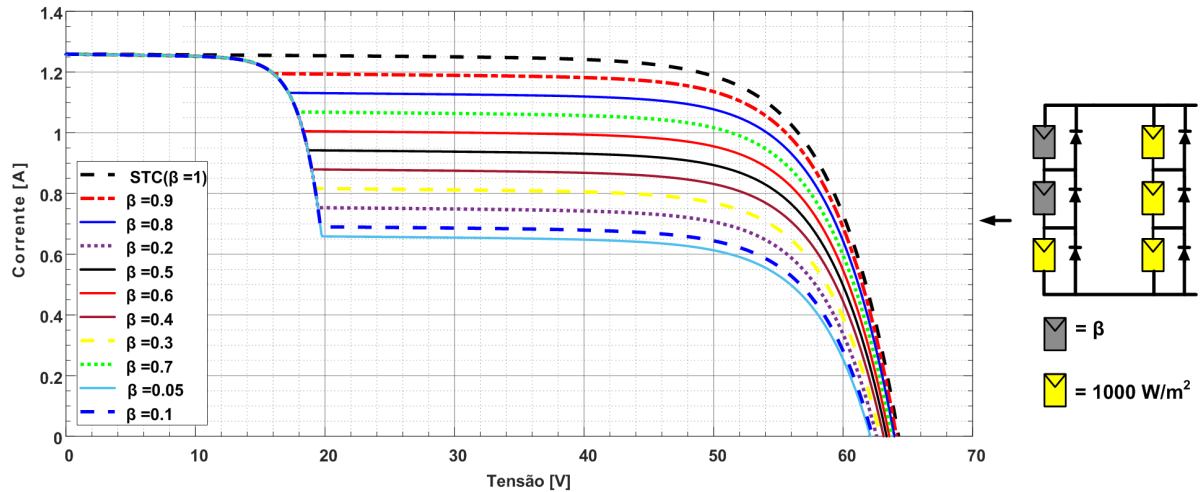


Figura 37 – Curva P-V da matriz 3x2 com sombreamento parcial de 2 módulos na mesma coluna.

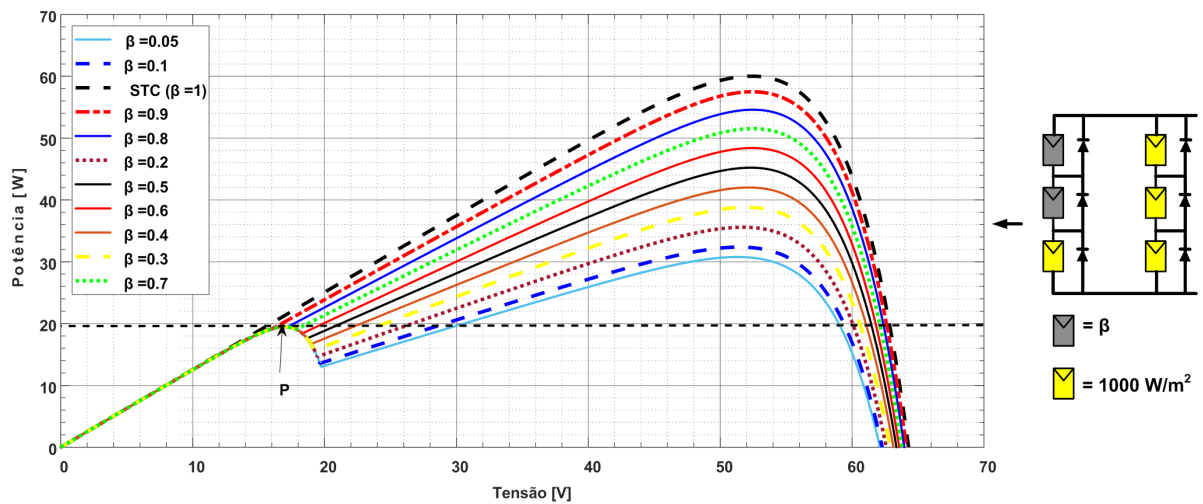


Figura 38 – Curva P-V da associação de seis módulos em paralelo com sombreamento parcial em 2 módulos na mesma coluna.

Claramente, a partir da Figura 38 e confirmado na Tabela 10, nota-se que para essa condição, não existe um ponto crítico. Isso significa que a potência de saída da matriz sempre será inversamente proporcional ao percentual do sombreamento.

Tabela 10 – Variação MPP para o arranjo das Figuras 37 e 38.

β	$\Delta V_{MPPT} [\%]$	$\Delta I_{MPPT} [\%]$	$\Delta P_{MPPT} [\%]$
1	0	0	0
0,9	-0,57	-3,61	-4,16
0,8	-0,30	-8,72	-9
0,7	-0,01	-14,10	-14,11
0,6	0,01	-19,33	-19,35
0,5	-0,87	-23,98	-24,65
0,4	-0,62	-29,54	-29,98
0,3	-1,44	-34,38	-35,33
0,2	-2,33	-39,29	-40,71
0,1	-2,05	-44,91	-46,05
0,03	-2,90	-48,27	-49,78
0,01	-2,90	-49,37	-50,85

As Figuras 39 e 40 mostram as características I-V e P-V de uma matriz fotovoltaica com dois módulos sombreados (um módulo em cada coluna). A situação semelhante observada nas configurações sombreadas das Figuras 38 e 36 também é observada na configuração da Figura 40 . O pico de potência mais alto atua como o pico global quando a irradiância dos módulos sombreados está acima de um determinado nível.

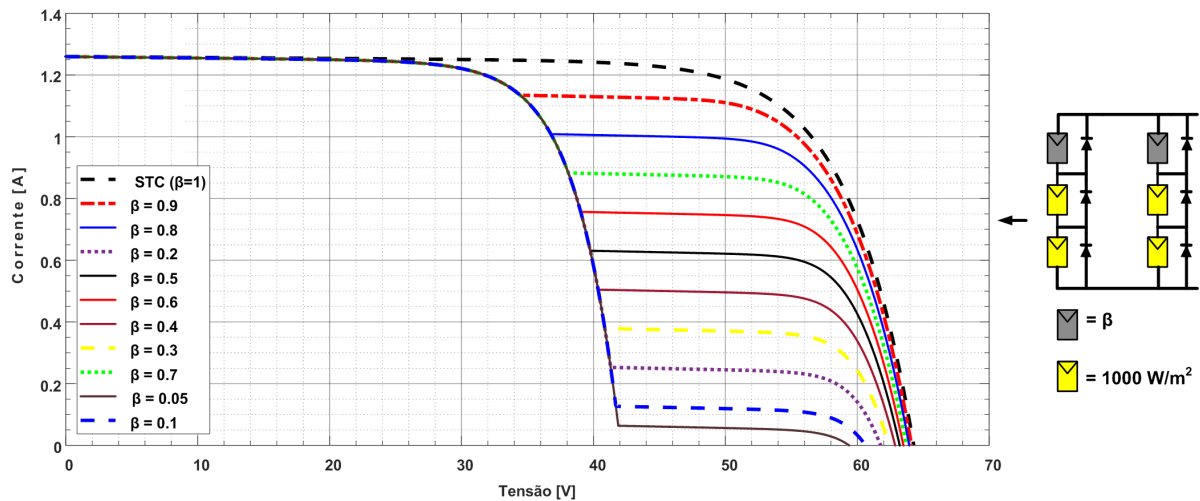


Figura 39 – Curva I-V da matriz 3x2 com sombreamento parcial de 2 módulos em diferentes colunas.

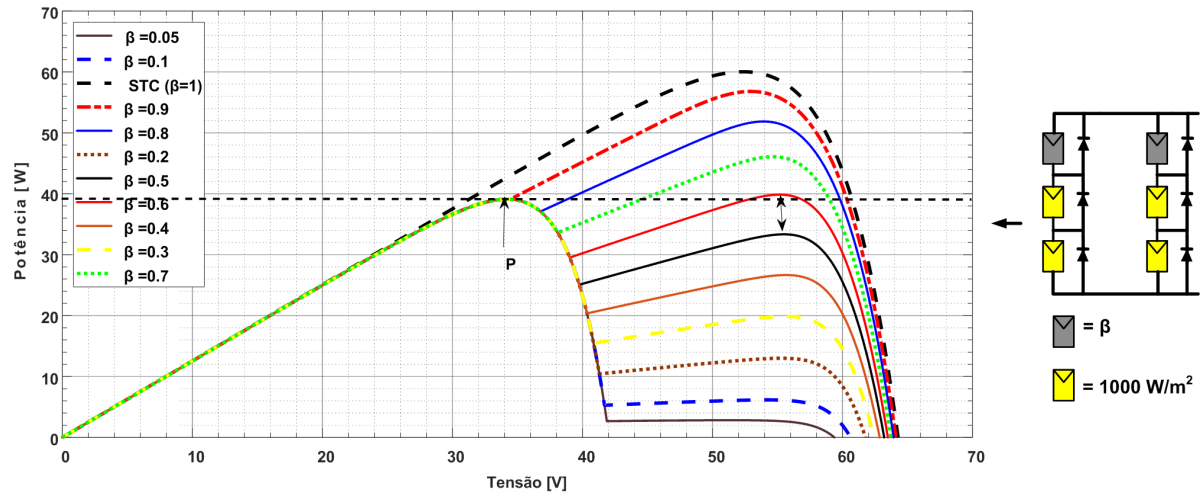


Figura 40 – Curva P-V da matriz 3x2 com sombreamento parcial em 2 módulos em diferentes colunas.

A Tabela 11 é o resultado da aplicação das equações 3.1, 3.2 e 3.3 em cada condição de sombreamento das Figuras 39 e 40. Nota-se que quando o ponto crítico é atingido, 35% da potência máxima é perdida. Isso ocorre quando o percentual do sombreamento está em torno de 60 e 70%.

Tabela 11 – Variação MPP para o arranjo das Figuras 39 e 40.

β	$\Delta V_{MPPT} [\%]$	$\Delta I_{MPPT} [\%]$	$\Delta P_{MPPT} [\%]$
1	0	0	0
0,9	0,58	-5,88	-5,33
0,8	2,86	-15,97	-13,56
0,7	4,06	-26,20	-23,2
0,6	4,94	-36,71	-33,58
0,5	-35,21	0,00	-34,83
0,4	-35,21	0,010	-34,83
0,3	-35,21	0,00	-34,83
0,2	-35,21	0,00	-34,83
0,1	-35,21	0,00	-34,83
0,03	-35,21	0,00	-34,83
0,01	-35,21	0,00	-34,83

Nas Figuras 41 e 42 mostram três módulos sombreados. Note que apesar da matriz fotovoltaica experimentar apenas dois níveis de irradiâncias, as curvas I-V e P-V apresentam três máximos locais. Isso deve-se porque a soma das irradiâncias de cada linha da matriz são diferentes.

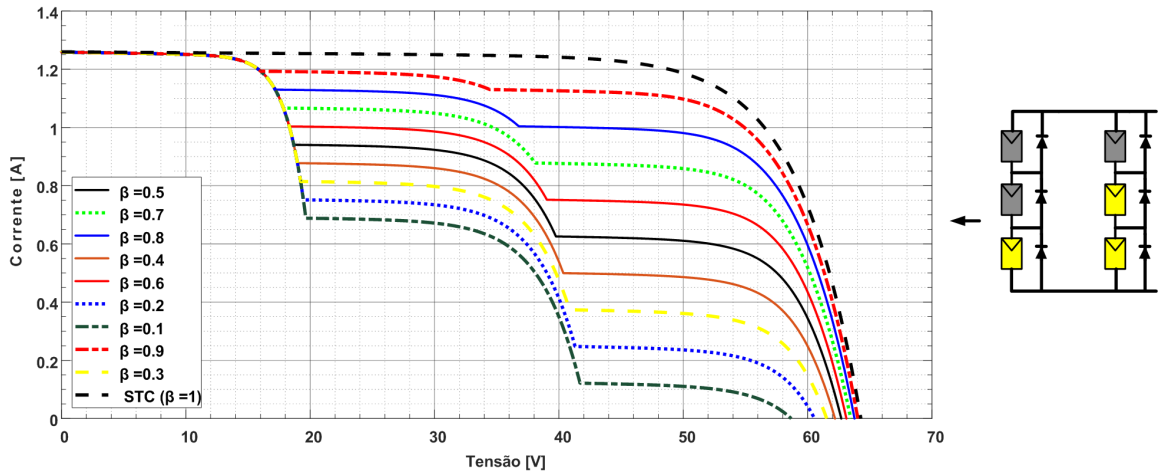


Figura 41 – Curva I-V da matriz 3x2 com sombreamento parcial de 3 módulos em diferentes colunas.

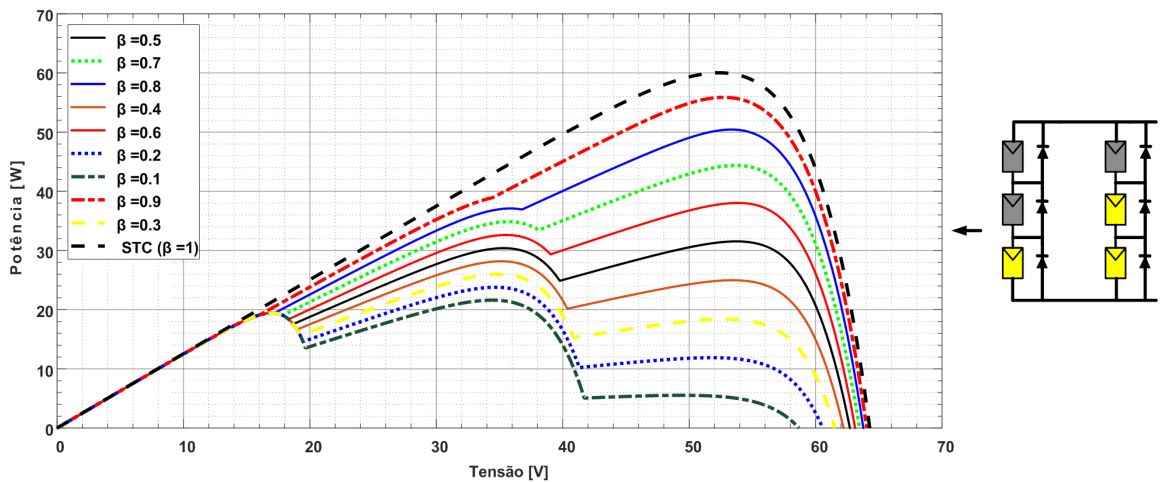


Figura 42 – Curva P-V da matriz 3x2 com sombreamento parcial em 3 módulos em diferentes colunas.

Similarmente a condição de sombreamento apresentada na Figura 40, nas Figuras 41 e 42 a potência máxima do sistema fotovoltaico é altamente sensível ao percentual do sombreamento. Isso significa que os módulos sombreados sempre contribuem para potência de saída da matriz. Essa observação pode ser confirmada na Tabela 12 onde mostra que a potência é inversamente proporcional ao percentual do sombreamento.

Tabela 12 – Variação MPP para o arranjo das Figuras 41 e 42.

β	$\Delta V_{MPPT} [\%]$	$\Delta I_{MPPT} [\%]$	$\Delta P_{MPPT} [\%]$
1	0	0	0
0,9	0,28	-7,13	-6,86
0,8	1,44	-17,13	-15,93
0,7	2,03	-27,50	-26,03
0,6	2,31	-38,05	-36,61
0,5	2,29	-48,61	-47,43
0,4	-33,2	-29,69	-53,03
0,3	-33,21	-35,18	-56,71
0,2	-33,78	-40,14	-60,36
0,1	-34,51	-45,00	-63,98

A matriz fotovoltaica das Figuras 43 e 44 experimentam dois níveis de irradiâncias sempre que uma curva é simulada. Porém, diferente da Figura 42, as curvas I-V e P-V vistas nas Figuras 43 e 44 apresentam apenas dois máximos locais. Conforme argumentado anteriormente isso deve-se porque agora a matriz fotovoltaica apresenta apenas duas diferentes correntes de linha. Ou seja, a soma das irradiâncias das duas primeiras linhas são iguais uma da outra e, diferente da terceira linha.

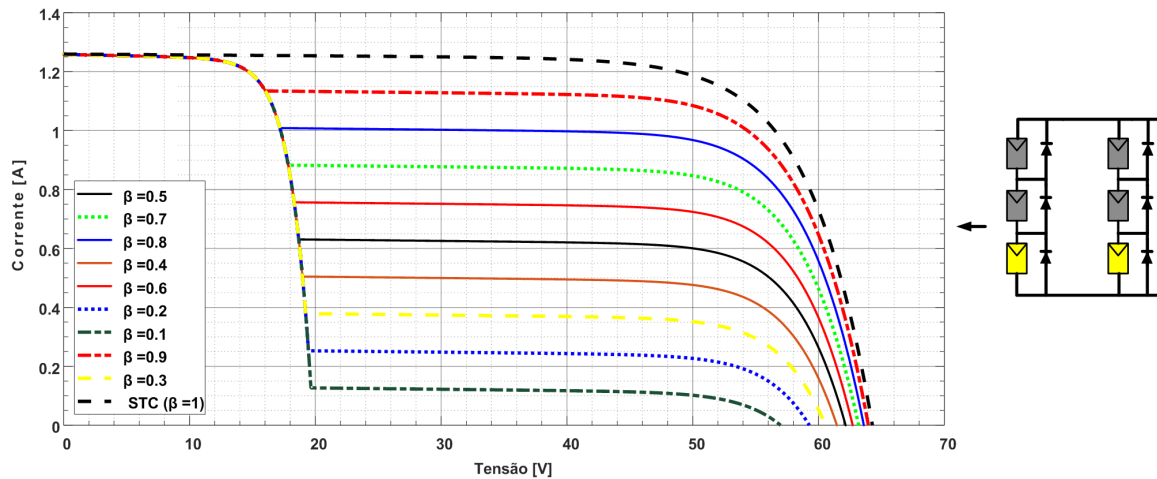


Figura 43 – Curva I-V da matriz 3x2 com 4 módulos sombreados em diferentes colunas.

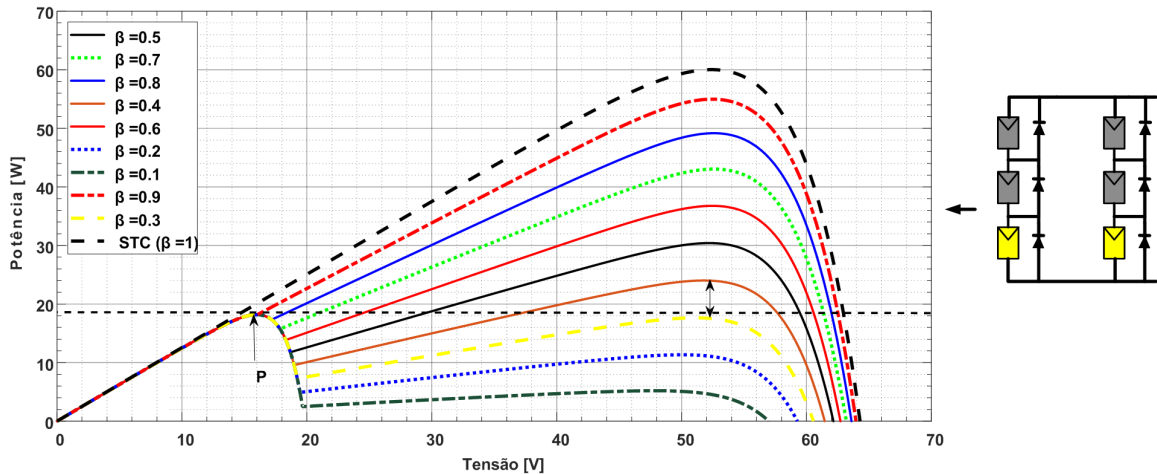


Figura 44 – Curva P-V da matriz 3x2 com 4 módulos sombreados em diferentes colunas

Percebe-se facilmente a partir da Figura 44 e da Tabela 13 que a partir de $300 \text{ W}/\text{m}^2$ a potência máxima da matriz fotovoltaica se mantém constante mesmo que o percentual do sombreamento aumente. Isso significa que a potência máxima de uma matriz fotovoltaica é susceptível ao percentual do sombreamento até que o ponto crítico seja atingido.

Tabela 13 – Variação MPP para o arranjo das Figuras 43 e 44.

β	$\Delta V_{MPPT} [\%]$	$\Delta I_{MPPT} [\%]$	$\Delta P_{MPPT} [\%]$
1	0	0	0
0,9	-0,30	-8,08	-8,36
0,8	0,26	-18,26	-18,05
0,7	-0,01	-28,23	-28,25
0,6	0,00	-38,73	-38,73
0,5	-0,32	-49,16	-49,33
0,4	-1,46	-59,37	-59,96
0,3	-69,57	0,00	-69,7
0,2	-69,57	0,00	-69,7
0,1	-69,57	0,00	-69,7

Procedimentos semelhantes aplicados na Figura 29, são aplicados na Figura 45, nesse último caso para uma configuração série-paralelo, para obter o relação entre as potências máximas e a irradiância dos módulos sombreados. A Figura 45 mostra a relação entre a irradiância dos módulos sombreados e as potências máximas. Fica evidente que o ponto crítico depende não só da configuração, mas também do padrão e do número de módulos sombreados.

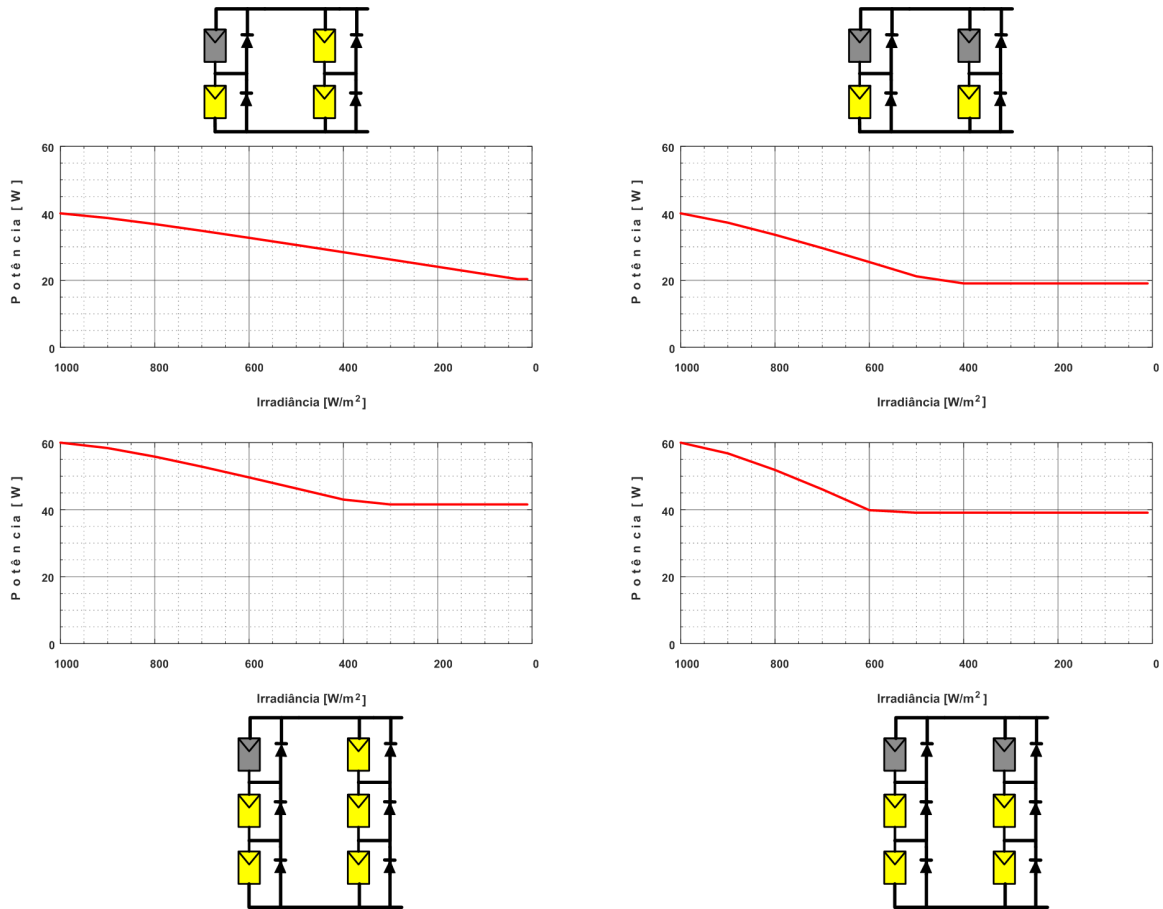


Figura 45 – Potência máxima versus irradiância.

As simulações apresentadas nesta seção consideram várias condições de sombreamento parcial, incluindo sombreamento leve, sombreamento pesado, pequeno número de módulos sombreados, grande número de módulos sombreados, porém sempre com dois níveis de sombreamento. Essas condições de sombreamento parcial cobrem praticamente todas as condições possíveis de sombreamento parcial que podem ser experimentadas por uma matriz fotovoltaica com três linhas e duas colunas (SANTOS *et al.*, 2011). Portanto, as condições simuladas devem ser suficientes para concluir os pontos críticos de uma matriz fotovoltaica, dependem da configuração, tamanho da matriz e do número de módulos sombreados. Sempre que o ponto crítico é atingido, o MPP global corresponde ao pico mais à esquerda ou seja ao primeiro máximo local. Mais uma vez, essa é uma observação importante pois, pode ser incluída nas técnicas de rastreamento de máxima potência. Isso porque se se conhece as irradiâncias no qual o ponto crítico é atingido, conhece-se também a localização do máximo global.

O pico de potência mais alto reduz significativamente à medida que a irradiância dos módulos sombreados diminui, independentemente do número de módulos sombreados na matriz fotovoltaica. Por outro lado, o pico de potência mais baixo (ponto P em todas as figuras

desta seção) dificilmente muda à medida que a irradiância dos módulos sombreados diminui. Isso ocorre porque o pico de potência mais alto de uma matriz fotovoltaica é formado pelos módulos fotovoltaicos sombreados e não sombreados na matriz fotovoltaica. Portanto, com exceção do primeiro máximo local, máximos locais subsequentes são sensíveis ao sombreamento experimentados pela matriz fotovoltaica. Isso quer dizer que o primeiro máximo local é insensível e, essa observação pode ser verificada em todas as simulações.

4 OPERAÇÃO DE MATRIZES FOTOVOLTAICAS PARCIALMENTE SOMBREADAS

Durante as condições de sombreamento, o modelo matemático do sistema fotovoltaico em (2.9) não é mais válido porque diferentes níveis de radiação são distribuídos pelo sistema fotovoltaico. Portanto, é necessário um novo modelo matemático para representar o sistema fotovoltaico sob condições parciais de sombreamento. O fenômeno do sombreamento parcial e suas implicações na resposta elétrica e no rendimento de energia dos sistemas fotovoltaicos, vêm recebendo atenção crescente por partes dos pesquisadores. Uma gama de modelos para estudar, prever e mitigar tais efeitos, são propostos na bibliografia, apresentando diferentes graus de complexidade, precisão e aplicabilidade.

Para construir e simular um sistema fotovoltaico, muitos autores recorrem ao uso de softwares como Matlab/Simulink, PSPICE, PSCAD entre outros. Porém, se por um lado essa metodologia é vantajosa, porque um único modelo de circuito pode ser construído, incorporando o próprio sistema fotovoltaico, juntamente com outros dispositivos relevantes. Por outro lado, o desenvolvimento do modelo de circuito pode se tornar bastante trabalhoso e não fácil de automatizar (SILVESTRE; CHOUDER, 2008; MÄKI; VALKEALAHTI, 2011; DING *et al.*, 2012; VINCENZO; INFELD, 2013; MOBALLEGH; JIANG, 2011; BATZELIS *et al.*, 2014a).

Portanto, para alguns pesquisadores é preferível implementar diretamente as equações do sistema fotovoltaico em uma plataforma computacional, como Python ou Matlab, e os sistemas de equações para qualquer condição operacional dos sistemas fotovoltaicos, são resolvidos por meio de iterações numéricas, geralmente com o método semelhante a Newton. Por outro lado, a implementação desses métodos permanece bastante complicada e tediosa, enquanto o custo computacional é normalmente alto (QUASCHNING; HANITSCH, 1996; REIS *et al.*, 2017; KARATEPE *et al.*, 2007; LIU *et al.*, 2011; PATEL; AGARWAL, 2008a). Assim, pesquisadores não tem evitado esforços no desenvolvimento de métodos que possam estimar de maneira simples e precisa, a potência de saída de matrizes fotovoltaicas sob qualquer condição de operação.

Abordagens alternativas são encontradas na bibliografia, na qual expressões simples são derivadas para avaliar a tensão e corrente dos MPPs de uma sequência fotovoltaica parcialmente sombreada, usando apenas informações da folha de dados do módulo fotovoltaico, evitando completamente a modelagem necessária para derivar as características do sistema fotovoltaico (PACHAURI *et al.*, 2019; UDENZE *et al.*, 2018; YADAV *et al.*, 2016; MALATHY;

RAMAPRABHA, 2018; NIHANTH *et al.*, 2020; DELINE *et al.*, 2013; BATZELIS *et al.*, 2014b; MOBALLEGH; JIANG, 2013; PSARROS *et al.*, 2015; BATZELIS *et al.*, 2013). Esses métodos correlacionam a extensão e a intensidade da sombra com as perdas de potência em expressões matemáticas analíticas simples, que são essencialmente versões estendidas da definição de eficiência para os módulos fotovoltaicos. Esses métodos são a opção mais simples e fácil de usar para estimar aproximadamente a potência de um sistema fotovoltaico em condições de sombreamento parcial. As expressões matemáticas derivadas são prontamente implementadas e as variáveis e os parâmetros envolvidos são fáceis de entender. Porém, os estudos até agora apresentados, não demonstram uma forte fundamentação teórica e não são relatadas as simplificações por trás do aparecimento das equações. Além disso suas suposições de que as irradiâncias são sempre dispostas em ordem decrescentes, são bastante simples e podem ocasionar erros de cálculos quando essas suposições não são atendidas.

Nesta dissertação solidificamos a fundamentação teórica, demonstrado passo a passo como as equações para essa metodologia aparecem. Assim, após essa seção o leitor será capaz de identificar e calcular os MPPs de uma determinada matriz fotovoltaica sob efeito do sombreamento e identificar a potência máxima global.

4.1 Determinação direta da máxima potência em matrizes fotovoltaicas parcialmente sombreadas

- **Análise sob irradiância uniforme**

Para entender o comportamento de uma matriz fotovoltaica parcialmente sombreada, é essencial entender a relação I-V sob a irradiância uniforme. Para esse propósito, as curvas de um módulo completamente iluminado e de outro 50% sombreado, são plotadas conforme mostra a Figura 46.

As equações aproximadas para os parâmetros elétricos de um módulo fotovoltaico podem ser escritas em função dos parâmetros do módulo disponibilizados pelo fabricante. Através do equacionamento destes parâmetros é possível analisar a influência da sombra no funcionamento do módulo. Por tanto, as equações que serão apresentadas nessa seção, que servem como base para esta dissertação, tem origem nos trabalhos de Quaschnig e Hanitsch (1996) e Santos (2009).

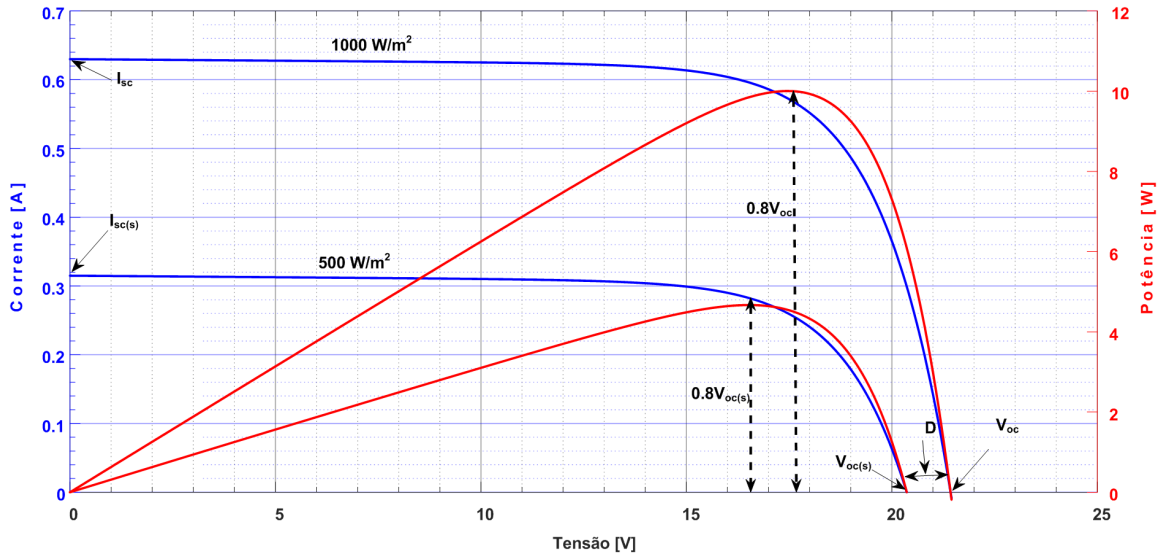


Figura 46 – Curva I-V e P-V de um módulo em STC e parcialmente sombreado.

São estabelecidas as seguintes equações para os principais parâmetros de um módulo fotovoltaico completamente iluminado.

$$I_{sc} = I_{ph} \quad (4.1)$$

$$V_{oc} = V_t \ln \left(1 + \frac{I_{sc}}{I_0} \right) \quad (4.2)$$

O desenvolvimento das equações para os parâmetros de um módulo fotovoltaico, em função do sombreamento, é feito a partir da inserção do fator de irradiância β . Assim, se um módulo é sombreado, conforme pode ser visto na Figura 46, a sua corrente de curto circuito I_{scs} e a tensão de circuito aberto V_{ocs} podem ser escritas acordo com as equações (4.3) e (4.5), respectivamente.

$$I_{scs} = \frac{S}{S_r} [I_{sc} + K_i (T - T_r)] \quad (4.3)$$

Nesta dissertação, consideramos que todos os módulos operam com uma temperatura ($T = 298,15$ K). Assim, a diferença ($T - T_r$) de temperatura é igual a zero. Logo, a equação (4.3) pode ser escrita conforme a equação (4.4).

$$I_{scs} = \frac{S}{S_r} \cdot I_{sc} \quad (4.4)$$

- Tensão de circuito-aberto V_{ocs} de um módulo parcialmente sombreado

Conforme discutidos nas seções anteriores, o sombreamento de um ou mais módulos afeta significativamente a tensão de circuito aberto, conforme pode ser visto na Figura 46.

$$V_{ocs} = V_{oc} + D \quad (4.5)$$

Onde:

$$D = V_t \ln(1 - \beta) \quad (4.6)$$

A tensão térmica V_t pode ser calculada a partir da equação (2.4) ou, em posse das informações fornecidas pelo fabricante, pode ser calculada conforme (MUTOH *et al.*, 2006).

$$V_t = \frac{1}{\left(\frac{1}{V_{mpp} - V_{oc}}\right) \ln\left(1 - \frac{I_{mpp}}{I_{sc}}\right)} \quad (4.7)$$

A equação (4.7) representa o cálculo direto da tensão térmica, usando os parâmetros fornecidos na folha de dados. Nesta dissertação, as especificações do módulo fotovoltaico *KS10* são fornecidos na Tabela 2. Com as informações da tabela 2, o valor calculado de V_t é 1,4996 V. Assim, usando (4.5) - (4.7), a expressão para a tensão do módulo é estabelecida (QUASCHNING; HANITSCH, 1995; SANTOS, 2009; MUTOH *et al.*, 2006).

$$V = V_{oc} + V_t \ln\left(1 - \frac{I}{I_{sc}}\right) \quad (4.8)$$

4.2 Associação série de módulos parcialmente sombreados

Uma sequência fotovoltaica iluminada com n níveis de irradiância S_j , ($j = 1, \dots, n$), classificados em ordem decrescente ($S_j > S_{j+1}$), desenvolve até n MPPs locais. Ao mesmo tempo, existem n grupos de módulos uniformemente iluminados, cada um compreendendo N_j módulos fotovoltaicos que operam no mesmo nível de irradiância S_j (BATZELIS *et al.*, 2013).

Para começar e por simplicidade, três módulos fotovoltaicos ligados em série são considerados na Figura 47. Com base nos dados para a Kyocera *KS10*, a corrente de curto-circuito e a tensão de circuito aberto para cada módulo fotovoltaico em STC são 0,62 A e 21,52 V, respectivamente. Um módulo fotovoltaico é parcialmente sombreado, o qual recebe uma

irradiância de 500 W/m^2 , enquanto que os outros dois módulos operam em STC. Ou seja, os módulos estão sujeitos a dois níveis diferentes de irradiância, nomeadamente, S_1 e S_2 , em que $S_1 > S_2$. O número de módulos em níveis diferentes é N_1 e N_2 , respectivamente. Eles são divididos em dois grupos, devido aos dois níveis diferentes de irradiância, duas etapas de corrente são criadas na curva I-V e P-V, conforme apresentado na Figura 47.

A curva I-V escalonada é dividida em dois níveis. No nível 1, a corrente é fornecida pelos módulos com à irradiância S_1 porque o outro módulo (parcialmente sombreado) é ignorado. Ou seja, o módulo sombreado tem o seu diodo de *bypass* ligado devido à menor irradiância. O número de módulos ignorados é N_2 . Nesse nível de irradiância, as equações de tensão e corrente podem ser escritas como (SANTOS, 2009)

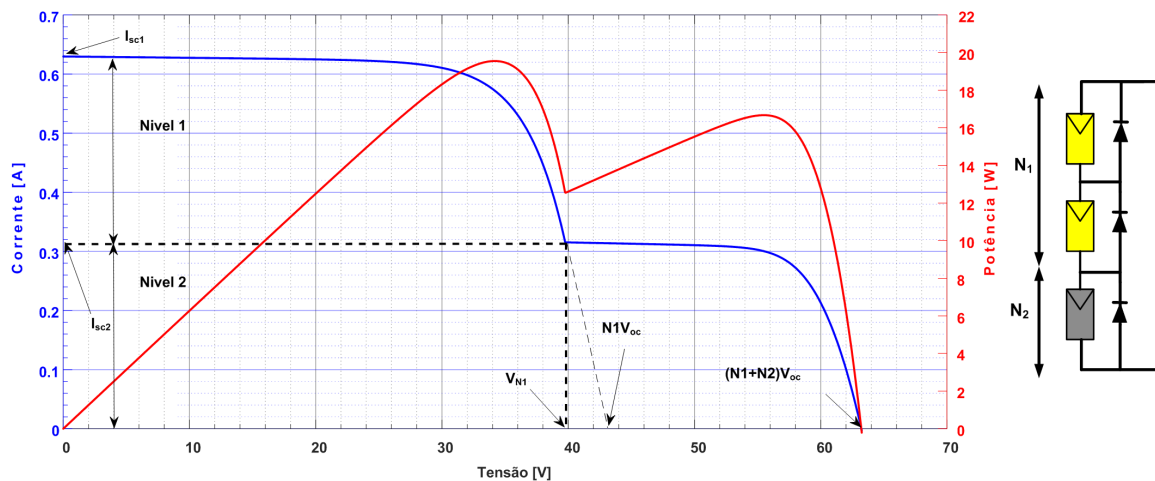


Figura 47 – Curva I-V de uma matriz coluna fotovoltaica com 2 níveis de irradiância.

$$V = N_1 \cdot V_{oc} - N_2 \cdot V_d \quad (4.9)$$

$$V = N_1 \cdot V_{oc}$$

onde V é a tensão do grupo de módulos completamente iluminados e V_d é a tensão do diodo de *bypass*. Como a tensão do o diodo *bypass* é muito pequena em comparação com a tensão da matriz fotovoltaica em questão, ela pode ser ignorada. A corrente I_1 no nível 1 é dada pela equação (4.10). A equação (4.10) é válida para módulos completamente iluminados (KOUCHAKI *et al.*, 2013; PACHAURI *et al.*, 2019; UDENZE *et al.*, 2018; MOBALLEGH; JIANG, 2013; SANTOS, 2009; VILLALVA *et al.*, 2009b).

$$I_1 = I_{sc} \quad (4.10)$$

Usando as mesmas considerações, a corrente no nível 2 é fornecida por S_2 do grupo N_2 . Nesse caso, $(N_1 + N_2)$ são os módulos responsáveis por gerar a energia. Assim, a tensão e a corrente podem ser expressas conforme as equações (4.11) e (4.12), respectivamente.

$$V_{oca} = V_{N1} + N_2 \cdot V_{oc} \quad (4.11)$$

$$I_2 = \frac{S_2}{S_r} \cdot I_{sc} = \beta_2 \cdot I_{sc} \quad (4.12)$$

V_{oca} é a soma das tensões de circuito aberto fornecida pelos módulos N_1 e N_2 . A partir da Figura 47, observa-se o aparecimento da diferença de irradiância do grupo N_2 . Portanto, a corrente de curto-circuito cai de I_{sc1} para I_{sc2} , criando um degrau de corrente (β_2). A tensão inicial para a etapa que constitui I_{sc2} é V_{N1} . Usando (4.8), V_{N1} pode ser calculado conforme a equação (4.13).

$$V_{N1} = N_1 \left[V_{oc} + V_t \ln \left(1 - \frac{S_2}{S_1} \right) \right] \quad (4.13)$$

4.2.1 Expressões para n níveis de irradiância

No caso geral, a matriz fotovoltaica pode estar sujeita a mais de dois níveis de irradiância, dando origem a vários MPPs na curva I-V e P-V.

Um exemplo simplificado de uma matriz coluna fotovoltaica composta por três módulos, iluminados com diferentes níveis de irradiância (ou seja, um módulo por grupo), é mostrada na Figura 48. A curva P-V resultante apresenta três MPPs, associados à operação individual de cada módulo. O sistema fotovoltaico mostrado na Figura 48 é testado sob diferentes condições de sombreamento parcial. Dois módulos são parcialmente sombreados e recebem dois níveis de radiação diferentes, que são de 500 e 300 W/m^2 , e o terceiro módulo com 1000 W/m^2 . Mais duas observações são adicionadas às observações anteriores como se segue:

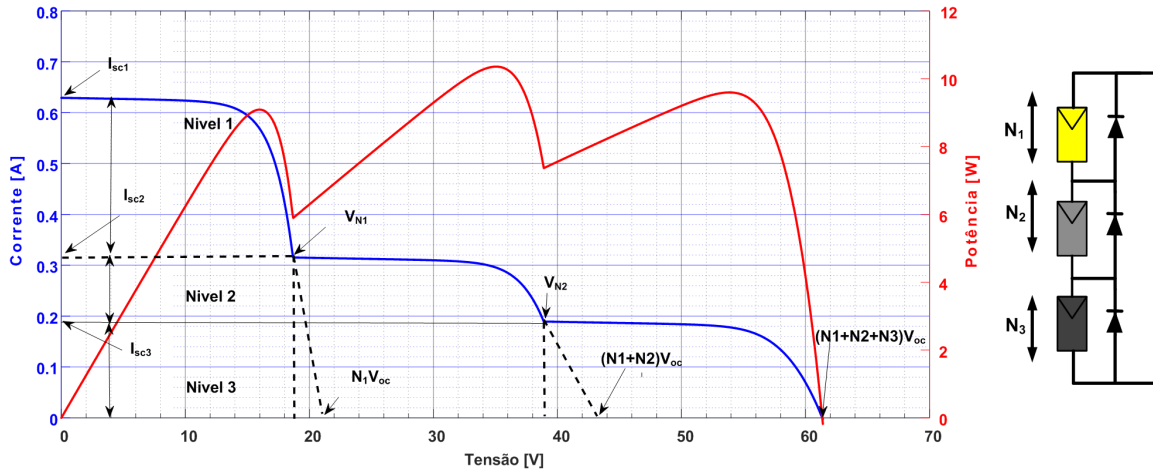


Figura 48 – Curva I-V e P-V de uma matriz coluna fotovoltaica com 3 níveis de irradiância.

- I_{scs2} é a corrente de curto-circuito do módulo não sombreado com irradiância mais elevada.

$$I_{scs2} = \frac{S_2}{S_r} \cdot I_{sc} = \beta_2 \cdot I_{sc} \quad (4.14)$$

- V_{N2} é a tensão de circuito aberto do módulo não sombreado mais a soma das tensões de circuito aberto dos módulos sombreados, sem a tensão de circuito aberto do módulo de menor radiação. Portanto, a tensão da associação V_{oca} é dada pela equação 4.15:

$$V_{oca} = V_{N2} + N_3 \cdot V_{oc} \quad (4.15)$$

Onde V_{N2} é a tensão devido aos diferentes níveis de irradiância do grupo N_2 , pode ser calculado conforme a equação (4.16).

$$V_{N2} = V_{N1} + N_2 \left[V_{oc} + V_t \ln \left(1 - \frac{S_3}{S_2} \right) \right] \quad (4.16)$$

Portanto, a forma generalizada da tensão de cada grupo e associação de módulos em série pode ser expressa conforme as equações (4.17) e (4.18), respectivamente.

$$V_{N,j-1} = V_{N,j-2} + N_{j-1} \cdot \left[V_{oc} + V_t \ln \left(1 - \frac{S_j}{S_{j-1}} \right) \right] \quad (4.17)$$

$$V_{oca} = \sum_{j=1}^n V_{N,j-1} + N_n \cdot V_{oc} \quad (4.18)$$

Note que se ($n=1$), V_N é igual a zero. Na equação (4.18), N_n é número de módulos que compõem o grupo (módulos com irradiância mais baixa).

Para validar as equações (4.9) a (4.18), quatro casos foram estudados (conforme as especificações da Tabela 14) usando seis módulos conectados em série, conforme as especificações da Tabela 14. Os módulos experimentaram os seguintes níveis de irradiância: (1000, 800, 500, 300 e 100) W/m^2 . A curva simulada com os respectivos valores das tensões dos grupos V_{N1} até V_{N5} é mostrada na Figura 49. Para o caso 1, usando a (4.13), o valor calculado de V_{N1} é de 61,38 V. Isso é consistente com o valor de simulação de 58,25 V.

$$V_{N1} = 3 \left[21,5 + 1,4996 \cdot \ln \left(1 - \frac{500}{1000} \right) \right] = 61,38V$$

Para o caso 2, usando novamente a equação (4.13), o valor calculado de V_{N1} é de 38,17 V. Além disso, usando (4.16), o valor calculado de V_{N2} é 78,16, o que está de acordo com o valor simulado de 78,59 V. A pequena diferença (0,54% - 9%) entre os valores calculados pelo método proposto e valores simulados podem ser considerados aceitáveis.

$$V_{N2} = 38,17 + 2 \left[21,5 + 1,4996 \cdot \ln \left(1 - \frac{500}{800} \right) \right] = 78,16$$

Tabela 14 – Padrões de sombreamento aplicados na validação.

Caso	Irradiância [W/m^2]					
1	1 000	1 000	1 000	500	500	500
2	1 000	1 000	800	800	500	500
3	1000	1000	800	800	500	300
4	1000	1000	800	500	300	100

Os resultados simulados para os quatro casos podem ser vistos na Figura 49. O procedimento para o cálculo das tensões dos subgrupos (V_{N1} até V_{N5} para os casos 2 e três é similar aos casos 1 e 2 e, podem ser vistos na Tabela 15.

Tabela 15 – Cálculo das tensões dos subgrupos.

Caso	$V_{N1}[V]$	$V_{N2}[V]$	$V_{N3}[V]$	$V_{N4}[V]$
1	61,38	-	-	-
2	38,17	78,23	-	-
3	38,17	78,23	98,35	-
4	38,17	58,20	78,32	99,22

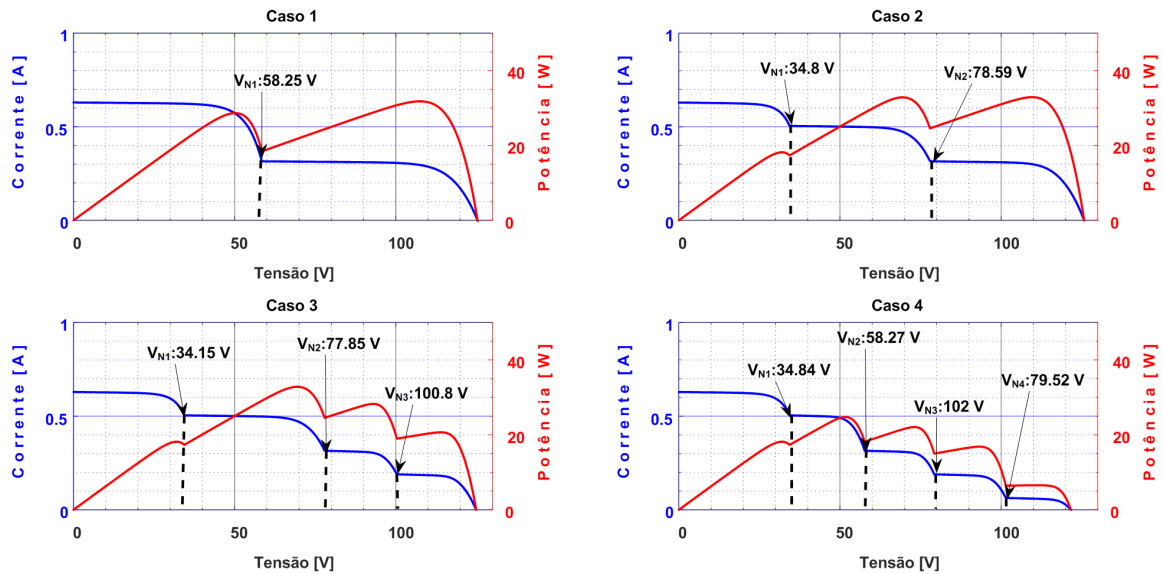


Figura 49 – Validação da tensão dos subgrupos.

4.3 Determinação direta de MPP em matrizes fotovoltaicas parcialmente sombreadas

Nesta seção, expressões simples são derivadas para avaliar corrente e tensão dos MPPs de uma matriz fotovoltaica com apenas uma coluna e n linhas parcialmente sombreada, usando apenas informações da folha de dados do módulo fotovoltaico e evitando a modelagem necessária para derivar as características de toda matriz fotovoltaica.

Segundo Patel e Agarwal (2008b), os MPPs de uma matriz fotovoltaica com irradiância uniforme (nesse caso um único MPP) ou não uniforme (vários máximos locais), ficam localizados em torno dos múltiplos de $0,8N \cdot V_{oc}$. Uma análise para justificar essa afirmação foi desenvolvida por Kouchaki *et al.* (2013). Na verdade, o índice 0,8, amplamente relatado na literatura, é o resultado do quociente entre a tensão no ponto de máxima potência e a tensão de circuito aberto do módulo ($\frac{V_{MPP}}{V_{oc}} = 0,8$). No entanto, se essa condição não é satisfeita, conforme pode ser visto na Figura 50, essa suposição não é mais verdadeira.

Uma matriz coluna fotovoltaica composta por três módulos conectados em série é considerada na Figura 50. Os módulos experimentaram os seguintes níveis de irradiância: (1000, 500 e 300) W/m^2 .

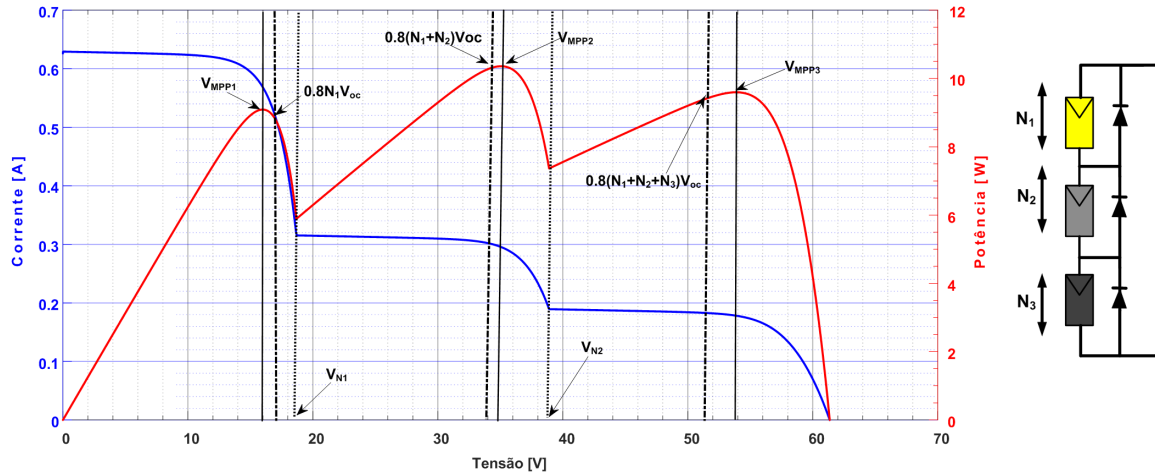


Figura 50 – Curvas I-V e P-V de uma matriz fotovoltaica com três módulos contendo três MPPs.

É importante salientar que o quociente entre a tensão no ponto de máxima potência e tensão de circuito aberto do módulo *KS10* não é 0,8. Assim, a suposição de que os MPPs ocorrem em múltiplos de $0,8N \cdot V_{oc}$ não é mais válida. Na verdade, é mais coerente afirmar que os MPPs ocorrem em múltiplos resultantes da relação $(\frac{V_{MPP}}{V_{oc}})$. Fazendo uma pequena modificação na afirmação de Patel e Agarwal (2008b) pode se dizer que se um módulo é completamente iluminado, a sua tensão no ponto de máxima potência é igual à tensão fornecida no catálogo do fabricante como visto na equação (4.19).

$$V_{MPP1} = \frac{V_{MPP}}{V_{oc}} \cdot N_1 \cdot V_{oc} = N_1 \cdot V_{MPP} \quad (4.19)$$

A equação (4.19) é válida para módulos operando em STC. Assim, se um ou mais módulos são parcialmente sombreados, a sua tensão no ponto de máxima potência pode ser calculada conforme relatado por Santos (2009). Claramente, a partir da Figura 50, podemos estabelecer as equações (4.20) e (4.21).

$$V_{mpp2} = V_{N1} + N_2 \cdot V_{mpp} \quad (4.20)$$

$$V_{mpp3} = V_{N2} + N_3 \cdot V_{mpp} \quad (4.21)$$

No geral, se uma matriz fotovoltaica é sujeita a n níveis de irradiância, as tensões máximas locais podem ser calculadas de acordo com a equação (4.22).

$$V_{mpp,j} = V_{N,j-1} + N_j \cdot V_{mpp} \quad (4.22)$$

Para validar a precisão das equações (4.19) a (4.22), uma matriz fotovoltaica, composta por seis módulos ligados em série, é estudada. Os módulos são submetidos a vários padrões de sombreamento conforme mostra a Tabela 14. Com os padrões apresentados na Tabela 14, as curvas I-V e P-V são geradas com ajuda do software MATLAB/Simulink. Conforme mostrado nas seções anteriores, o modelo aqui utilizado para as simulações é conhecido por modelo real por ser preciso ou representar as características de um módulo fotovoltaico.

Os valores de tensão de máxima potência simulados são mostrados na Figura 51. Esses valores serão comparados aos valores calculados usando a equação (4.22). Para ajudar na discussão, o caso 2 é tomado como exemplo. Devido ao três níveis diferentes de irradiância, são esperados três picos locais. No primeiro subgrupo, a irradiância dos dois primeiros módulos é 1000 W/m^2 . Como este é o primeiro subgrupo, o valor de $V_{N,j-1}$ é zero. Assim, o valor da tensão no primeiro pico da curva pode ser calculado conforme a equação (4.19).

$$V_{MPP1} = N_1 \cdot V_{MPP} = 2 \cdot 16,9\text{V} = 33,8\text{V}$$

Da mesma forma, no segundo subgrupo, dois módulos estão com 800 W/m^2 e o valor de V_{N1} é $38,17 \text{ V}$ conforme calculado na seção anterior. Usando a equação (4.20), o V_{MPP1} calculado é $71,97 \text{ V}$. No terceiro subgrupo, dois módulos estão 50% sombreados. Assim, o valor de $V_{N,j-1}$, ou seja, V_{N2} é $78,23 \text{ V}$. Usando a equação (4.21), o valor resultante do terceiro pico é $112,03 \text{ V}$. Esse procedimento é repetido para os demais casos e os seus resultados podem ser vistos na Tabela 16.

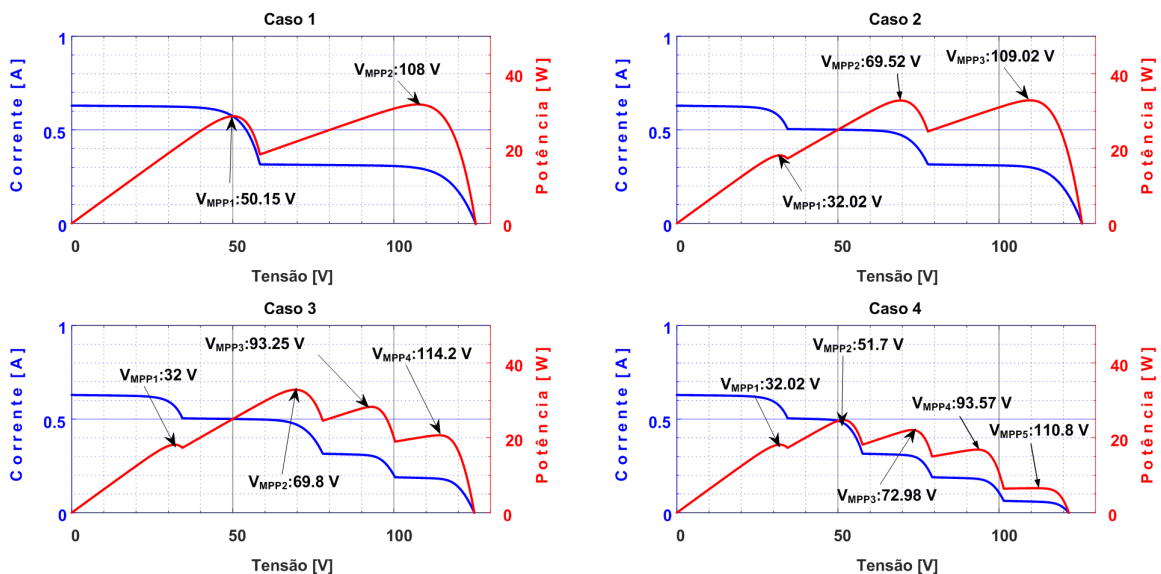


Figura 51 – Validação das equações dos MPPs por meio de simulações.

As equações propostas apresentam uma precisão superior a 95% na estimativa de

máximos locais. Para o caso dois, o erro percentual entre o valor calculado e simulado no pico global é inferior a 3%, o que é considerado aceitável.

Tabela 16 – Cálculo dos MPPs.

Caso	$V_{MPP1}[V]$	$V_{MPP2}[V]$	$V_{MPP3}[V]$	$V_{MPP4}[V]$	$V_{MPP5}[V]$
1	50,7	112,08	-	-	-
2	33,8	71,97	112,03		-
3	33,8	71,97	95,13	115,25	-
4	33,8	55,07	75,10	95,22	116,12

Similarmente a configuração série, as considerações feitas a respeito da tensão são aplicáveis para configuração série-paralelo. Nesse caso, a corrente total da matriz é a soma de todas as correntes das colunas que a compõe.

4.4 Ligação série-paralelo

Normalmente, o sistema fotovoltaico consiste em módulos fotovoltaicos conectados em série-paralelo. Portanto, para conduzir um modelo matemático para o sistema fotovoltaico geral, os três módulos fotovoltaicos anteriores, conectados em série, são conectados em paralelo com outros três módulos fotovoltaicos conectados em série, conforme mostrado na Figura 52 (c).

Explicar a resposta de uma matriz fotovoltaica parcialmente sombreada pode ser bastante complicado, principalmente ao tentar estimar o número de MPPs locais que podem aparecer na curva P-V e identificar a origem de cada uma delas. As definições fornecidas para a matriz coluna fotovoltaica são estendidas para o nível da matriz fotovoltaica série-paralelo. Cada um dos módulos, ligados em paralelo N_p , é iluminado por um número de n^i ($i=1, \dots, N_p$) níveis de irradiância S_j^i classificados em ordem decrescente ($S_j^i > S_{j+1}^i$), que dão origem a n^i máximo de MPPs locais na curva P-V da matriz fotovoltaica. A notação MPP_j^i é usado para esses MPPs, onde o sobrescrito i denota a coluna i examinada e o subscrito j o nível de irradiância S_j^i . O número de módulos em cada coluna, que apresentam o mesmo nível de irradiância S_j^i , é indicado como N_j^i . Assim, nas seções a seguir, os subscritos i e j sempre referir-se-ão a coluna fotovoltaica analisada e nível de irradiância, respectivamente.

Na Figura 52 uma configuração série-paralelo é considerada e, os níveis de irradiância são distribuídos da seguinte forma: na primeira coluna, os módulos 1 e 2 recebem uma radiação de $1000 \text{ W}/\text{m}^2$, e o módulo sombreado recebe $500 \text{ W}/\text{m}^2$. Os três módulos fotovoltaicos na segunda coluna estão parcialmente sombreados e recebem uma irradiância de $300 \text{ W}/\text{m}^2$.

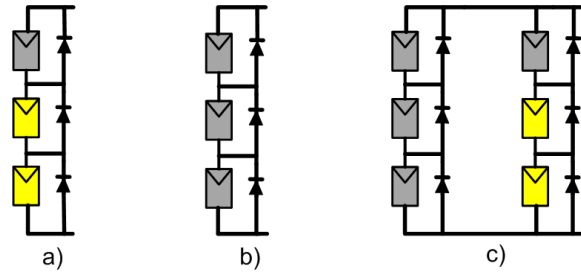


Figura 52 – Matrizes fotovoltaicas homogênea e parcialmente sombreadas.

A característica I-V referente a Figura 52, estão representadas na Figura 53, onde podem ser tiradas as seguintes informações:

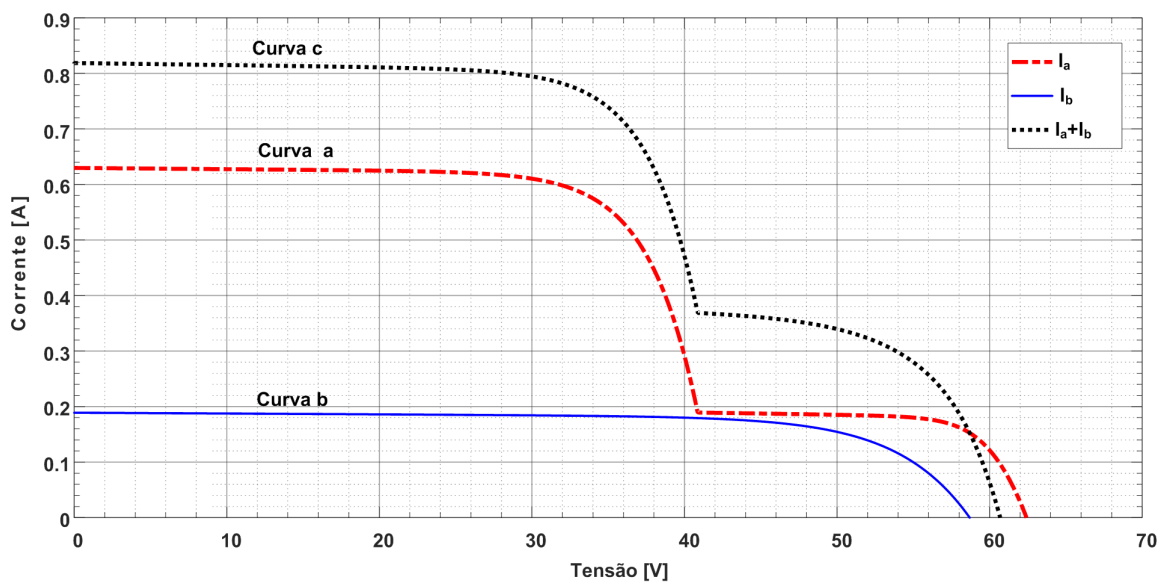


Figura 53 – Curvas características I-V referente a Figura 52

- A curva **a** corresponde a coluna em que apenas um dos módulos é parcialmente sombreado.
- A curva **b** corresponde a coluna homogeneamente sombreada.
- A curva **c** corresponde a configuração SP formada pelas duas colunas acima mencionadas.

Claramente, a corrente de saída PV é o somatório das correntes instantâneas de cada coluna. Assim, a partir da Figura 55, deriva-se a equação (4.23).

$$I_c = I_a + I_b \quad (4.23)$$

Assim, se uma matriz fotovoltaica é formada n colunas, a corrente total é dada pela equação (4.24).

$$I = I_1 + I_2 + \dots + I_n \quad (4.24)$$

Na Figura 54 uma matriz com três linhas (L_1 , L_2 e L_3) e duas colunas (C_1 e C_2) é mostrada. Cada linha da matriz contribui com uma corrente I_{L_j} dando origem a vários MPPs conforme mostra a Figura 55.

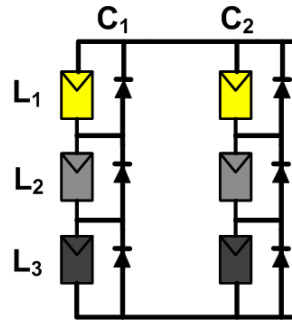


Figura 54 – Configuração SP com 3 níveis de irradiância.

A partir da Figura 55 pode se estabelecer as seguintes relações:

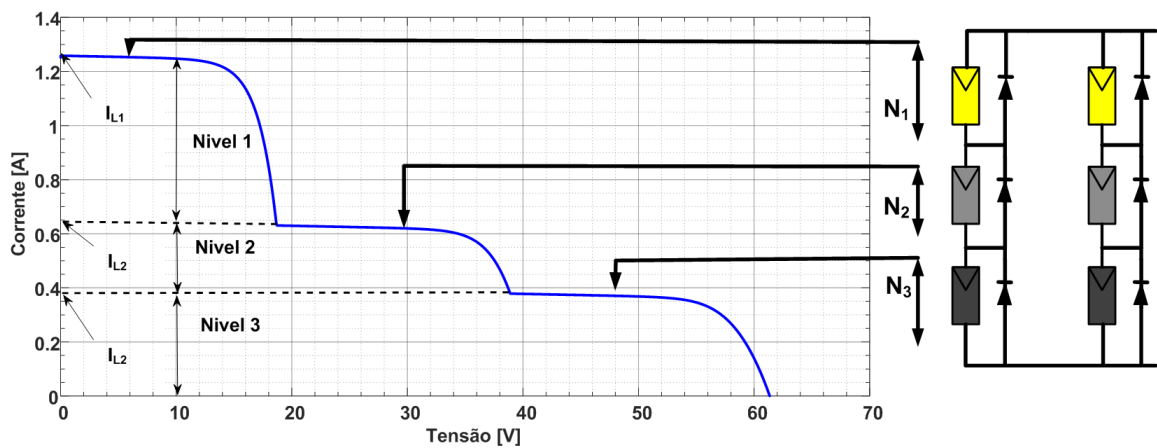


Figura 55 – Curva característica I-V 3 módulos ligados em SP com diferentes níveis de irradiância.

$$\begin{cases} I_{MPP1} = I_{MPP} \cdot I_{L1} = I_{MPP} \cdot (I_1^1 + I_1^2) \\ I_{MPP2} = I_{MPP} \cdot I_{L2} = I_{MPP} \cdot (I_2^1 + I_2^2) \\ I_{MPP3} = I_{MPP} \cdot I_{L3} = I_{MPP} \cdot (I_3^1 + I_3^2) \end{cases} \quad (4.25)$$

A corrente em cada módulo é calculada conforme a equação (4.1).

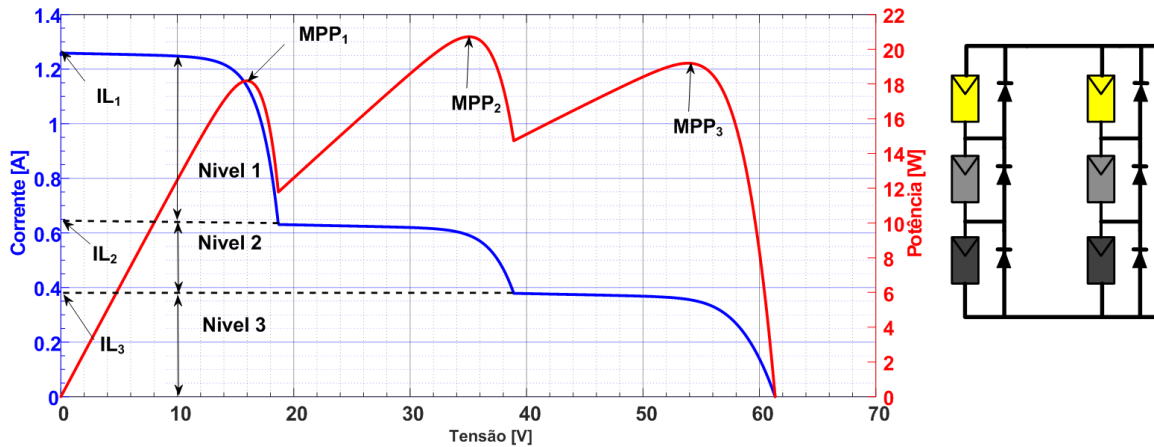


Figura 56 – Curva característica I-V e P-V de três módulos ligados em SP com diferentes níveis de irradiância.

Na figura 56, cada MPP_j corresponde a uma linha da matriz em que o MPP está localizado. Porém, deve se ter cuidado para não cometer erros no cálculo desse mesmo MPP_j . Pois, nem sempre as irradiâncias de uma determinada matriz fotovoltaica estão organizadas de forma decrescente, ou seja, pode existir o sombreamento aleatório conforme a Figura 57, onde a coluna 2 recebe irradiâncias aleatória 800, 600 e 1000 W/m^2 , enquanto a coluna 1 recebe irradiância de 300, 400 e 500 W/m^2 . Assim, calcular somente a corrente de linha, não necessariamente significa calcular a corrente dos máximos locais. Surge então a importância de estabelecer uma única equação que represente a saída da matriz fotovoltaica para qualquer padrão de sombreamento.

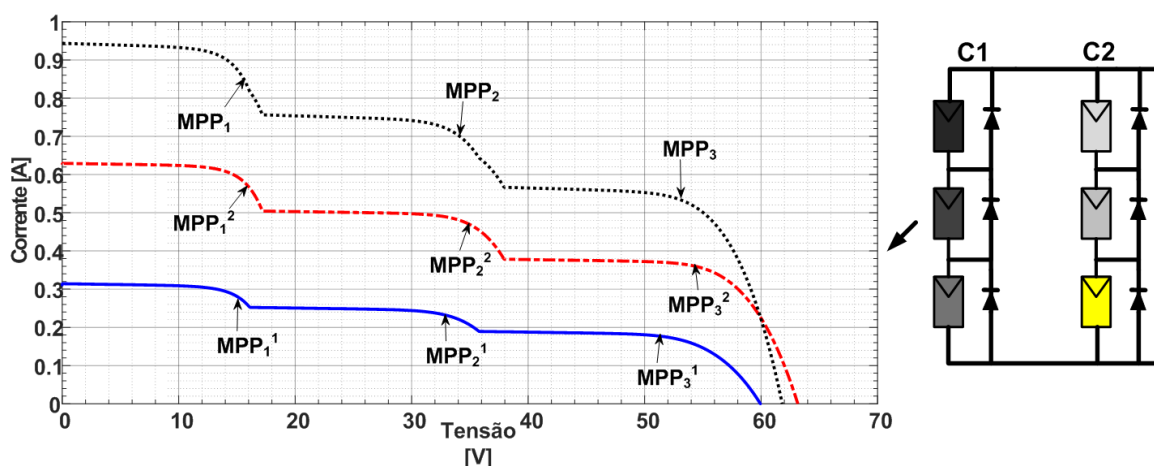


Figura 57 – Curvas características I-V para sombreamento aleatório.

Embora uma matriz possa estar sujeita a vários padrões de sombreamento, o $MPP1$ ou seja, o máximo local mais à esquerda sempre corresponde ao nível mais alto de irradiância de cada coluna que compõe a matriz, consequentemente, o $MPP2$ corresponde ao segundo nível e

assim sucessivamente. A partir dessa observação é estabelecida a equação (4.26).

$$\begin{cases} I_{MPP1} = I_{MPP} \cdot (\beta_1^1 + \beta_1^2 \cdots + \beta_1^n) \\ I_{MPP2} = I_{MPP} \cdot (\beta_2^1 + \beta_2^2 \cdots + \beta_2^n) \\ \vdots \\ I_{MPPn} = I_{MPP} \cdot (\beta_n^1 + \beta_n^2 \cdots + \beta_n^n) \end{cases} \quad (4.26)$$

A equação 4.26 é válida para qualquer padrão de sombreamento. Assim sendo, a potência máxima de uma matriz pode ser calculada conforme relatado por (BATZELIS *et al.*, 2013).

$$MPP_1 = \begin{cases} V_{MPP1} = N_1 \cdot V_{MPP} \\ I_{MPP1} = I_{MPP} \cdot (\beta_1^1 + \beta_1^2 \cdots + \beta_1^n) \\ P_{MPP1} = V_{MPP1} \cdot I_{MPP1} \end{cases} \quad (4.27)$$

$$MPP_2 = \begin{cases} V_{MPP2} = V_{N1} + N_2 \cdot V_{MPP} \\ I_{MPP2} = I_{MPP} \cdot (\beta_2^1 + \beta_2^2 \cdots + \beta_2^n) \\ P_{MPP2} = V_{MPP2} \cdot I_{MPP2} \end{cases} \quad (4.28)$$

$$MPP_{global} = \max \{ P_{MPP1} = V_{MPP1} \cdot I_{MPP1}; P_{MPP2} = V_{MPP2} \cdot I_{MPP2} \} \quad (4.29)$$

As equações simplificadas introduzidas na seção 4.3 e 4.5 são validadas por meio de simulações conforme pode ser visto na Figura 58. No processo de simulação, uma matriz fotovoltaica de duas colunas é considerada, onde cada coluna é composta por seis módulos fotovoltaicos, cujas especificações podem ser consultadas na Tabela 14. A matriz experimental até cinco níveis diferentes de irradiância, variando na faixa 100-1000 W/m^2 . Ambas colunas da matriz recebem os mesmos níveis de irradiância ou seja, coluna 1 é igual a coluna 2 nos quatro casos estudados.

Conforme pode ser visto na Tabela 17, as equações aqui implementadas foram aplicadas nos quatro casos mencionados. Cada caso é simulado com um padrão de sombreamento específico. Os padrões de sombreamento são escolhidos de tal forma que a matriz fotovoltaica exiba mais de um máximo local em todos os casos, aumentando gradualmente os picos a cada caso simulado. O objetivo é observar o poder das equações em identificar os múltiplos picos para cada caso da Tabela 14. Usando as equações desenvolvidas, as potências correspondentes são

calculadas, as quais estão listadas na Tabela 17 e comparadas aos valores simulados da Figura 58.

Por exemplo, para o caso 1, as potências podem ser calculadas da seguinte forma:

$$MPP_1 = \begin{cases} V_{MPP1} = 3 \cdot 16,9V = 50,7V \\ I_{MPP1} = 0,57 \cdot \left(\frac{1000}{1000} + \frac{1000}{1000}\right) = 1,14A \\ P_{MPP1} = V_{MPP1} \cdot I_{MPP1} = 57,8W \end{cases} \quad (4.30)$$

$$MPP_2 = \begin{cases} V_{MPP2} = 61,38V + 3 \cdot 16,9V = 112,08V \\ I_{MPP2} = 0,57 \cdot \left(\frac{500}{1000} + \frac{500}{1000}\right) = 0,57A \\ P_{MPP2} = V_{MPP2} \cdot I_{MPP2} = 63,88W \end{cases} \quad (4.31)$$

Note que no cálculo de V_{MPP2} , 61,38 V é o valor de V_{N1} calculado na subsecção 4.2.1. Os padrões de sombreamento usados em todas seções são iguais para reduzir o tempo de cálculo. Portanto, o MPP global é o P_{MPP2} conforme estabelecido na equação (4.29), conforme mostrado na Tabela 17. Os erros percentuais 0,9% para P_{MPP1} e 0,5% para P_{MPP2} são considerados aceitáveis. O pico de potência calculado é cerca de 0,5% maior que o valor simulado.

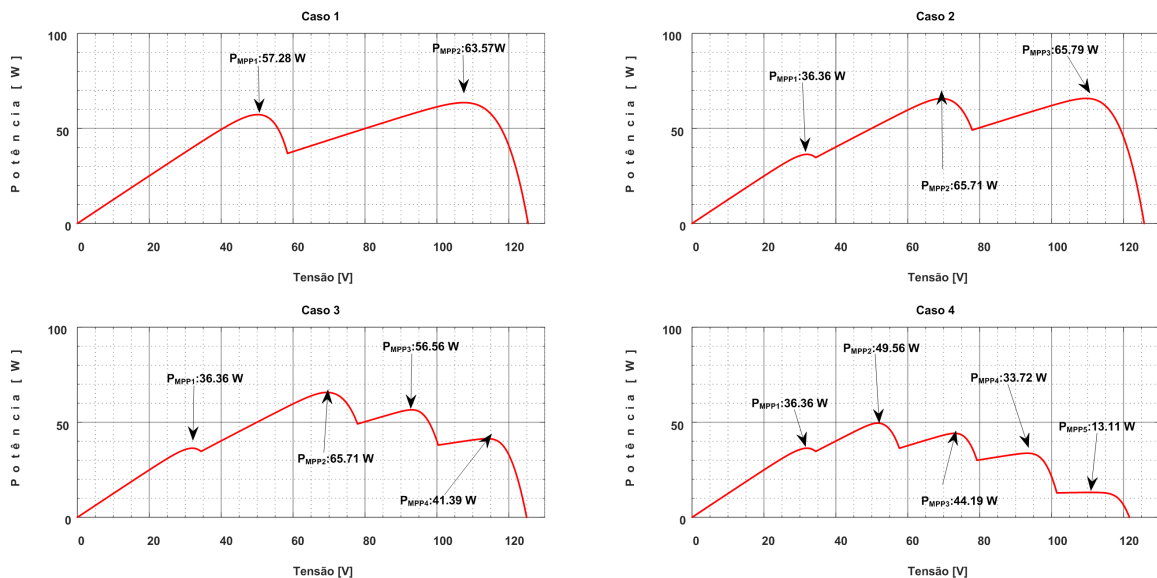


Figura 58 – Curva P-V para o cálculo das potências locais por meio de simulações.

Similarmente ao caso 1, nos casos 2, 3 e 4 as potências máximas foram calculadas aplicando as mesmas equações e os resultados podem ser vistos na Tabela 17.

Tabela 17 – Cálculo das potências locais por meio das equações propostas

Caso	$P_{MPP1}[W]$	$P_{MPP2}[W]$	$P_{MPP3}[W]$	$P_{MPP4}[W]$	$P_{MPP5}[W]$
1	57,80	63,88	-	-	-
2	38,53	65,63	63,85		-
3	38,53	65,63	54,22	39,41	-
4	38,53	50,22	42,80	32,56	13,23

Os resultados são apropriados pois, com base na técnica de previsão proposta, as equações confirmam que a precisão desta técnica de previsão é superior a 98% para determinar a picos de energia global e 95% para determinar a os máximos locais. Sob todas as condições de sombreamento testadas, o caso 2 apresentou um erro na identificação do ponto de máxima potência global, isso pode levar a conclusões errôneas visto que, para esse caso existem dois pontos de máxima potência muito próximos.

Ainda assim, a técnica de previsão pode identificar n máximos locais e, os valores identificados estão sempre entre os resultados determinados pelas simulações.

5 RESULTADOS

5.1 Simulação da associação de módulos fotovoltaicos operando sob condições de sombreamento.

A fim de avaliar a influência do sombreamento na eficiência da matriz fotovoltaica fez-se uma série de simulações. Utilizando o software Matlab/Simulink, apresentou-se graficamente a influencia do nível e geometria do sombreamento. Nas simulações, os módulos completamente iluminados (1000 W/m^2 e 25°C) são caracterizados por uma corrente de curto circuito igual a 0,62 A e uma corrente de máxima potência igual a 0,57 A. Em situações de sombreamento, tanto a corrente de curto circuito quanto a de máxima potência deverão ser corrigidas de acordo com o percentual de sombreamento a que os módulos estão submetidos. Por exemplo, para um sombreamento de 50% , obtêm-se uma corrente de curto-circuito igual a 0,31 A.

$$I_{sc_s} = S \cdot I_{sc} = 0,5 \cdot 0,62 = 0,31\text{A}$$

As equação (4.29) foi validada em matrizes fotovoltaicas de diferentes tamanhos limitando-se até matrizes de tamanho 4x4, ver anexo A. Porém, diferente dos quatro casos apresentados anteriormente, as matrizes fotovoltaicas a seguir foram simuladas com apenas dois níveis de sombreamento. Isso porque na prática, matrizes fotovoltaicas de tamanho reduzido dificilmente estão sujeitos a mais de dois níveis de irradiância. A menos que sejam projetos fotovoltaicos com produção de megawatts para que experimentem vários níveis de irradiância.

- **Associação de quatro módulos**

A primeira matriz analisada é composta por quatro módulos da kyocera KS10, ligados em série/paralelo, conforme a Figura 59 . Os quatro módulos funcionam em condições de teste padrão e, portanto quando todos os módulos estão completamente iluminados, a potência máxima fornecida pelo conjunto é 40 Wp, como pode ser visto na Figura 59. Ou seja, cada módulo fornece 10 Wp em STC. Como não existe diferença de irradiância entre os dois módulos de cada coluna, observa-se apenas um máximo local e que conseqüentemente é o máximo global.

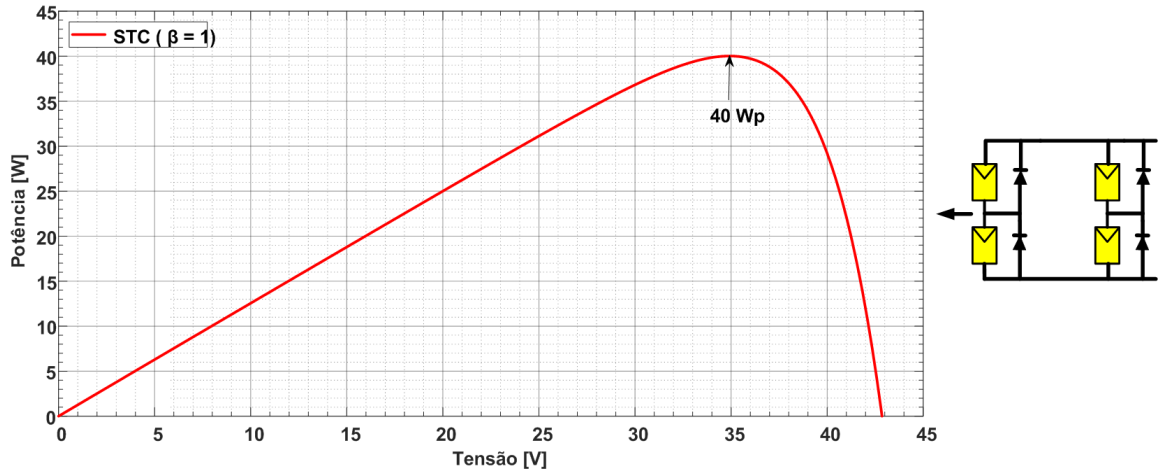


Figura 59 – Curva P-V de quatro módulos completamente iluminados

Para um sombreamento de 20% em um único módulo da associação, a potência máxima fornecida pelo conjunto passa a ser 36,8 Wp, como observado na Figura 60. Neste caso, o sombreamento de um único módulo da associação em qualquer posição, resultará no mesmo valor para a potência de saída.

Como existem dois níveis de irradiância diferentes, também existirá dos máximo locais em que apenas um deles deve ser o máximo global.

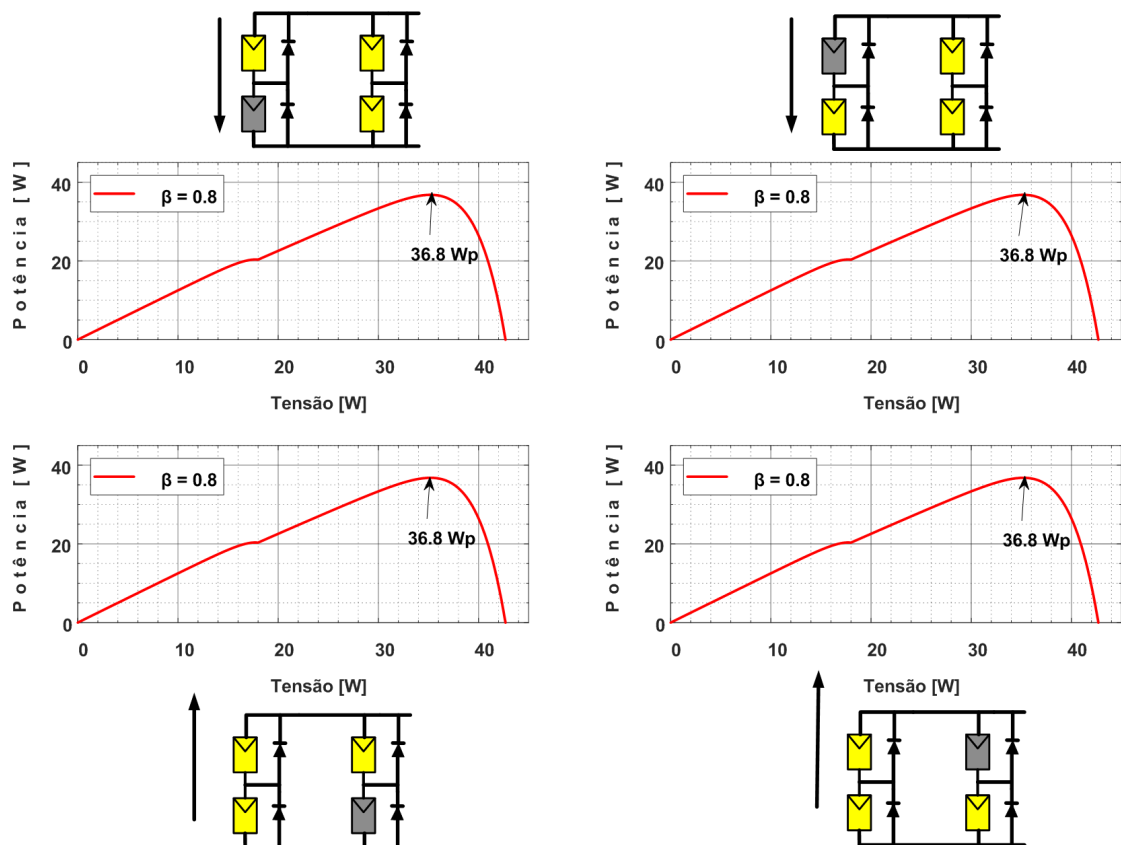


Figura 60 – Curva P-V de uma matriz 2x2 com um módulo sombreado.

Conforme mostra a Figura 61, para uma matriz fotovoltaica SP de tamanho 2x2, quando um único módulo é sombreado, a potência de saída da matriz é susceptível à intensidade do sombreado até a irradiância de 30 W/m^2 conforme pode ser visto na Figura 62.

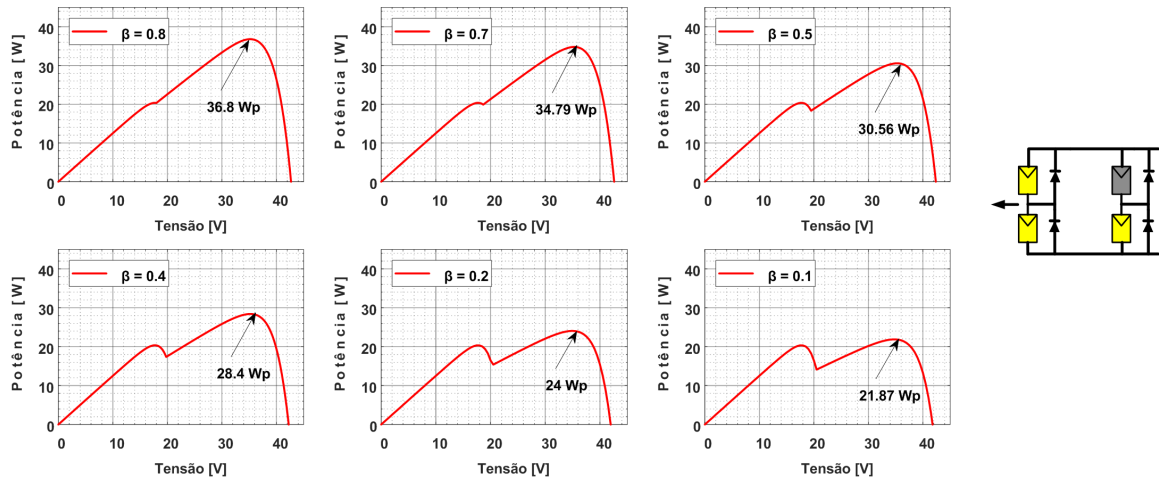


Figura 61 – Sensibilidade da potência ao sombreado parcial.

Usando as potências máximas e a irradiância dos módulos sombreados da Figura 61, um gráfico como o ilustrado na Figura 62 pode ser plotado. O gráfico mostra a relação entre as potências máximas e a irradiância dos módulos.

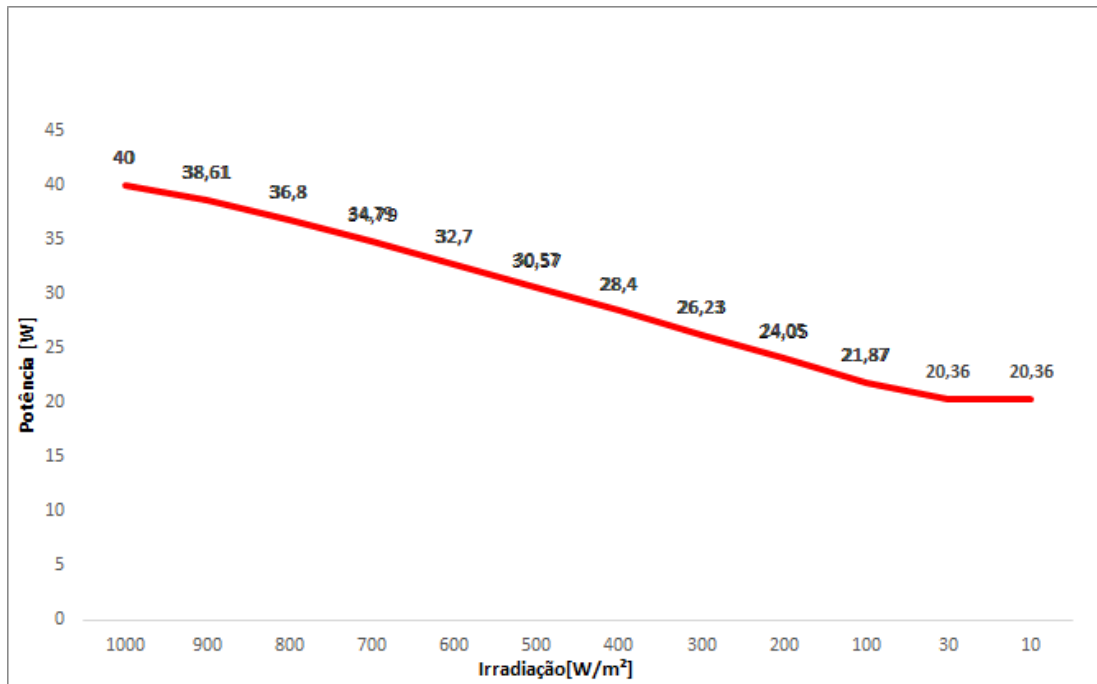


Figura 62 – Potência máxima versus irradiância .

O sombreado de dois módulos fotovoltaicos pode ocorrer de maneira que as dois módulos sombreados estejam localizadas na mesma coluna ou em colunas distintas como na

Figura 63 e Figura 64. As duas situações descritas fornecerão valores diferentes para a máxima potência de saída.

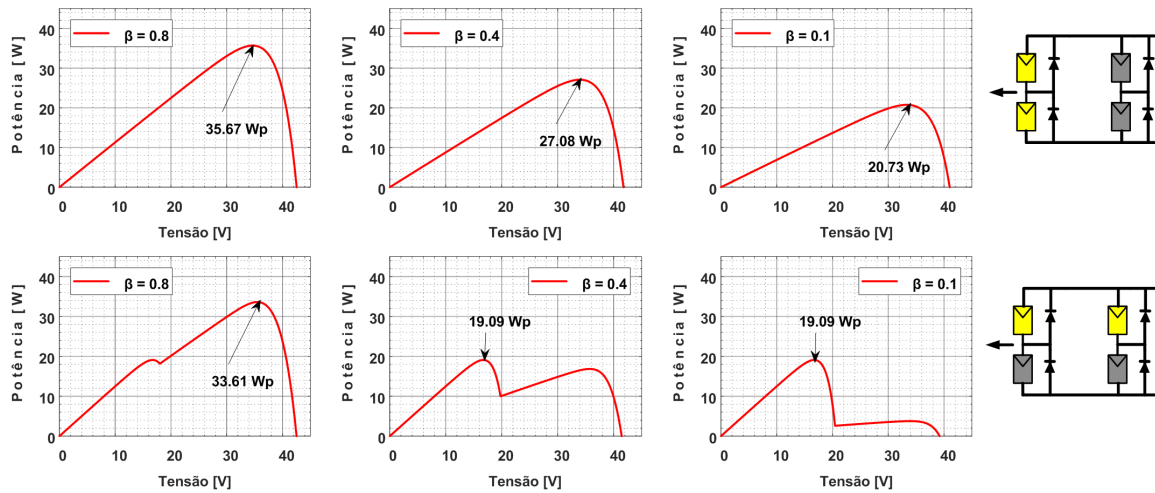


Figura 63 – Curvas P-V de uma matriz 2x2 com dois módulos sombreados na mesma e diferentes colunas.

Quando todos módulos de uma coluna estão parcialmente sombreados com mesmo nível de irradiância, a potência máxima fornecida pela matriz será sempre inversamente proporcional à intensidade do sombreamento, mesmo que as demais colunas compõem a matriz fotovoltaica recebam mais de um nível de irradiância. Por outro lado, se os dois módulos sombreados com mesmo nível de irradiância estiverem em colunas diferentes, a potência da matriz fotovoltaica será inversamente proporcional à intensidade do sombreamento até que se atinja o ponto crítico. A partir desse ponto, que para matriz SP do tamanho 2x2 ocorre entre 500 e 400 W/m^2 , a potência máxima da matriz mantém-se constante, mesmo que o percentual do sombreamento aumente, como pode ser visto nas Figuras 63 e 64.

Constata-se a partir das Figuras 63 e 64, que o melhor posicionamento dos módulos sombreados para essa condição, depende do valor da irradiância ou percentual do sombreamento. Pois, para módulos localizados em colunas diferentes a potência se mantém constante a partir de um valor de irradiâncias entre 500 e 400 W/m^2 mas, para módulos localizados na mesma coluna a matriz fotovoltaica sempre será sensível à intensidade do sombreamento. Assim, se a intensidade do sombreamento continuar aumentando, existirá um ponto em que as potências das duas condições se igualam e posteriormente a potência de módulos localizados na mesma coluna se torna menor em relação a potência de módulos localizados em colunas diferentes. Essa condição pode ser vista na Figura 64, por exemplo, para um valor de irradiância de menor ou igual a 10 W/m^2 , é melhor que os módulos estejam localizados em colunas diferentes.

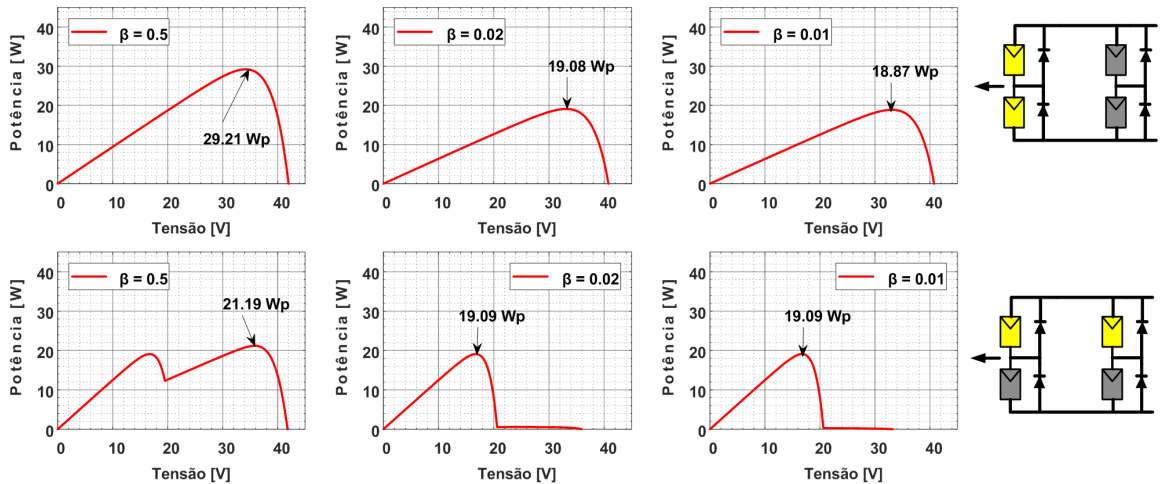


Figura 64 – Curvas P-V de uma matriz 2x2 com dois módulos sombreados na mesma e diferentes colunas.

Para a matriz fotovoltaica em questão, o sombreado de três módulos deve ocorrer de maneira que dois módulos sombreados estejam sempre na mesma coluna, conforme pode ser visto na Figura 65. Desta forma, a potência máxima da matriz sempre reduzirá com o aumento da intensidade do sombreado, porque a coluna com dois módulos igualmente sombreados sempre será susceptível ao sombreado. Pois, em nenhum momento o diodo de *bypass* dos módulos sombreados na mesma coluna será ativado, porque não existe diferença de irradiância entre os dois módulos.

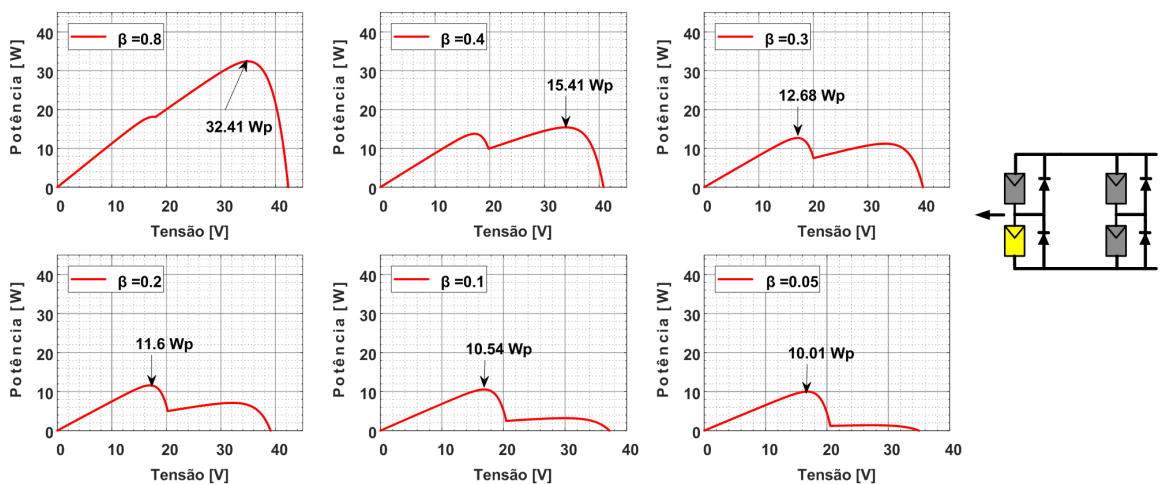


Figura 65 – Curvas P-V de uma matriz 2x2 com três módulos sombreados.

Na Figura 66, todos os módulos da matriz são sombreados e, esse sombreado varia igualmente para todos os módulos. Conforme discutido nas seções anteriores, se uma matriz é homoganeamente sombreada, a sua potência de saída sempre será inversamente proporcional à intensidade do sombreado. Como pode ser visto na Figura 66, a medida que a intensidade do

sombreamento aumenta, a potência da matriz diminui. Para os mesmos níveis de irradiância, em comparação com as condições acima, constata-se que quanto maior o número de módulos sombreados menor será a potência.

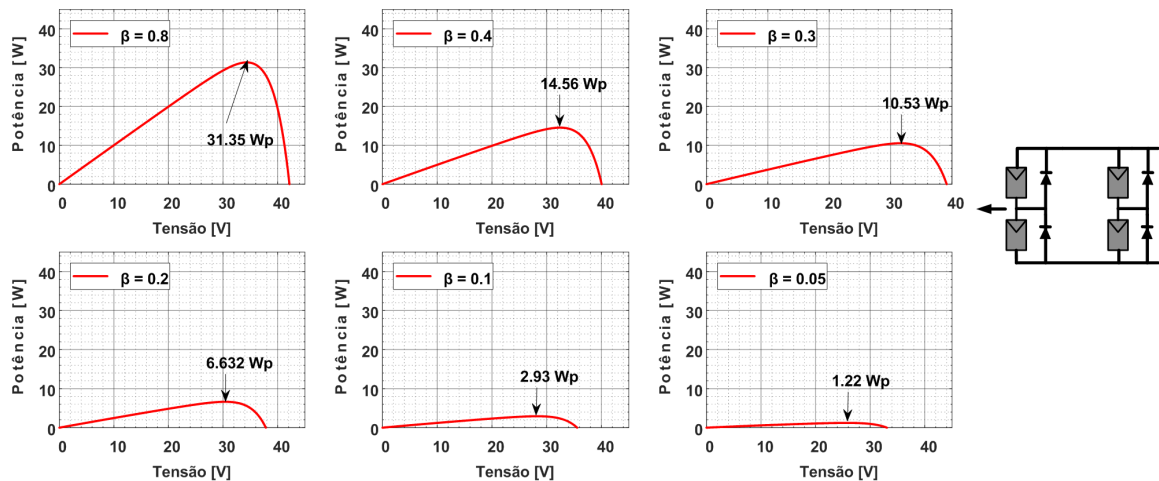


Figura 66 – Curvas P-V de uma matriz 2x2 com quatro módulos sombreados.

• Associação de seis módulos

O segundo arranjo analisado é composto por seis módulos conectados de acordo com a Figura 67. Em STC, a associação fornece uma máxima potência de 60 Wp.

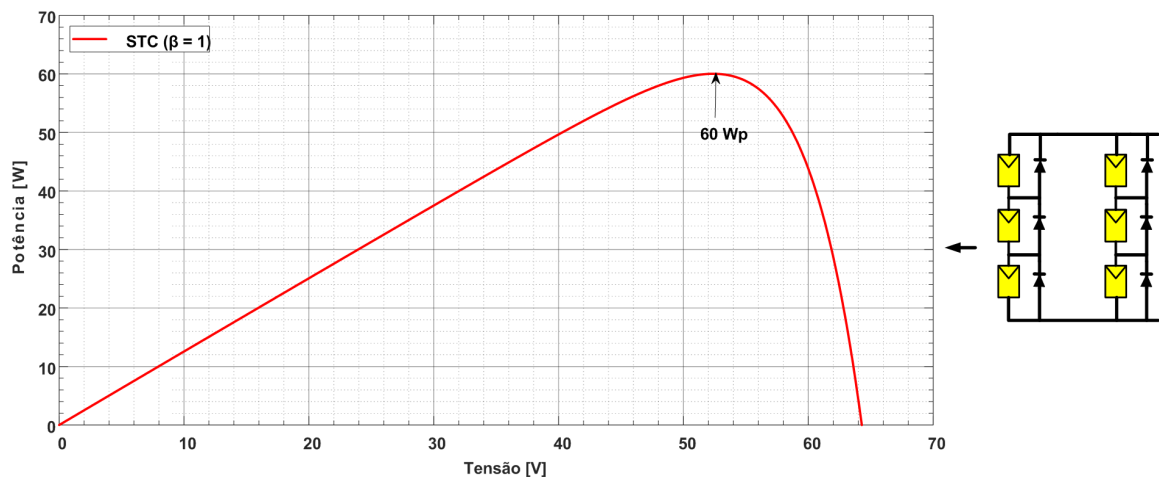


Figura 67 – Curva P-V de uma matriz 3x2 com todos módulos completamente iluminados.

Similarmente a configuração SP 2X2, na configuração 3x2, o sombreamento de um módulo em qualquer posição fornece a mesma potência de saída. Porém, quando um dos módulos da matriz sofre um sombreamento, a potência máxima cai proporcionalmente com o aumento da intensidade do sombreamento até que o ponto crítico seja atingido. A partir desse ponto crítico, a potência máxima da matriz fotovoltaica não é mais susceptível à intensidade do

sombreamento ou seja, a potência se mantém constante mesmo que se aumente a intensidade do sombreamento. Para o tamanho matricial em questão, esse ponto crítico ocorre 400 e 300 W/m^2 conforme pode ser visto na Figura 68.

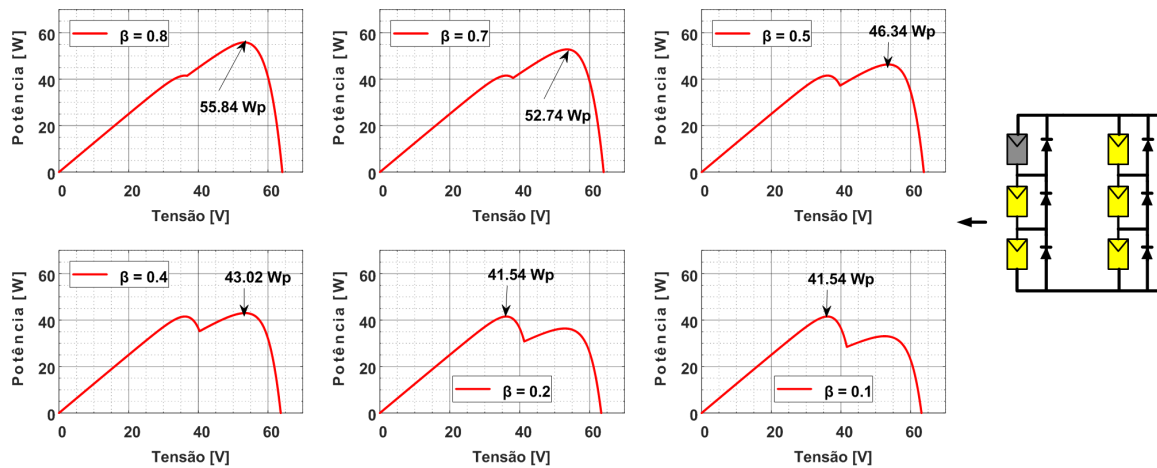


Figura 68 – Curvas P-V de uma matriz 3x2 com um módulo sombreado.

O sombreamento de dois ou três módulos pode acontecer de modo que todos os módulos sombreados se encontrem na mesma coluna ou distribuídos em diferentes colunas conforme as Figuras 69 e 71.

O posicionamento e o nível de irradiância dos módulos sombreados interfere diretamente na energia gerada pela matriz fotovoltaica. Para irradiâncias maiores ou iguais a 400 W/m^2 observa-se que uma maior potência de saída é obtida, nos casos em que os dois módulos sombreados estão agrupados em uma mesma coluna, conforme a Figura 69. O mesmo não se pode dizer quando as irradiâncias dos módulos sombreados são menores que 400 W/m^2 . Nesse último caso, é melhor que os módulos estejam em colunas separadas. Conforme discutido na seção 3.2, na associação de três módulos conectados em série, quando dois módulos são parcialmente sombreados com iguais níveis de irradiância, os mesmos não têm participação na potência máxima da matriz fotovoltaica quando o sombreamento é de pelo menos 70%, mas quando estão em colunas separadas, os módulos sombreados não interferem na potência máxima da matriz fotovoltaica quando o sombreamento atinge 50%. Ou seja, se os módulos sombreados estiverem na mesma coluna, a potência máxima da matriz cairá proporcionalmente à intensidade do sombreamento até a irradiância de 300 W/m^2 , para irradiâncias menores que 300 W/m^2 , a potência máxima da matriz fotovoltaica não é mais susceptível ao sombreamento. Mas para dois módulos sombreados em colunas diferentes, esse ponto crítico é alcançado mais cedo ou seja entre 600 e 500 W/m^2 .

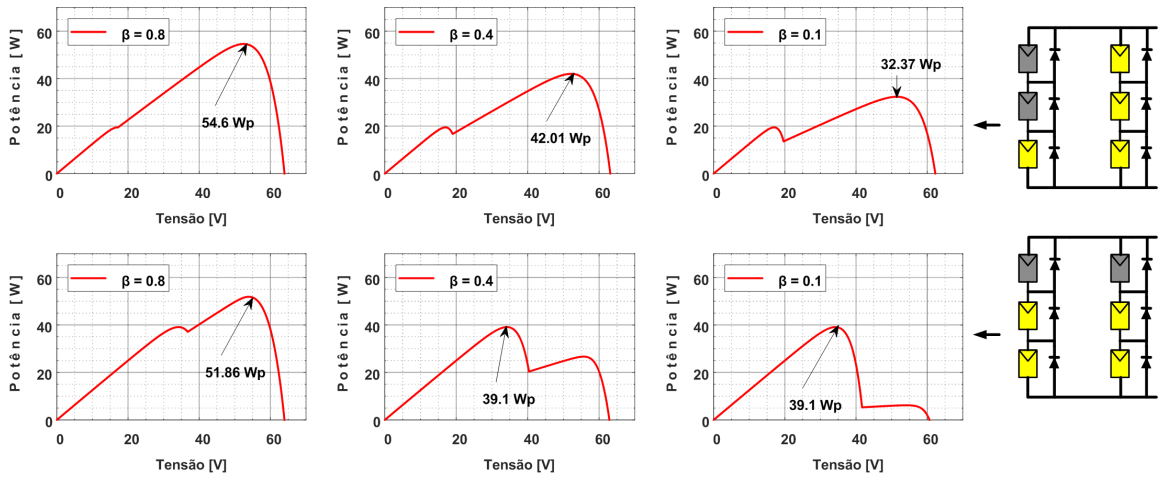


Figura 69 – Curvas P-V de uma matriz 3x2 com dois módulos sombreados.

Pode ser visto na Figura ??, que antes do ponto crítico ser atingido, a condição de menor impacto ocorre quando os módulos estão em uma mesma coluna. Porém, após o ponto crítico ser atingido, a condição de menor impacto depende do nível de irradiância. Por exemplo, para irradiâncias inferiores a 300 W/m^2 a condição de menor impacto ocorre quando os módulos estão em colunas separadas.

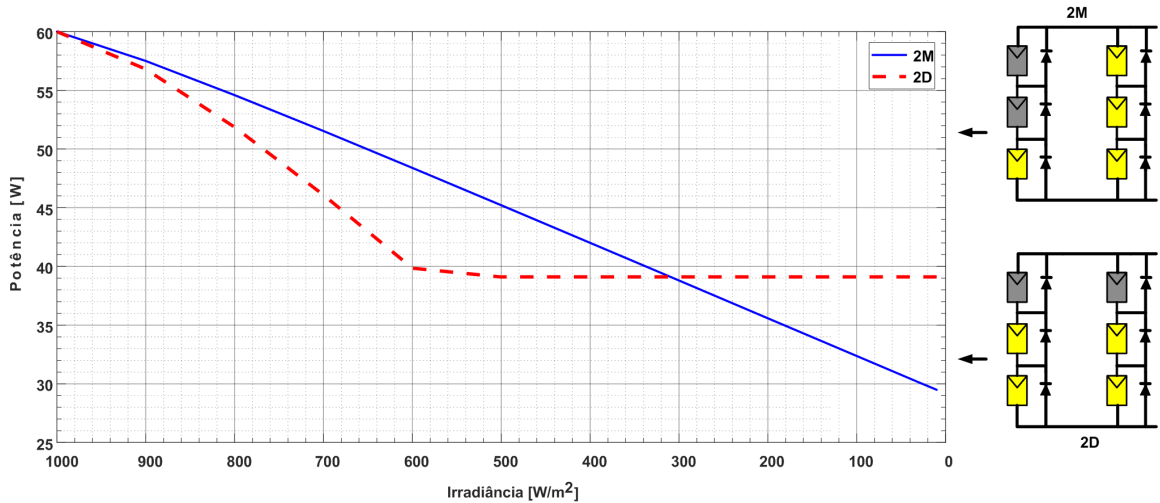


Figura 70 – Impacto do sombreamento na potência de saída.

Na Figura 71, observa-se que uma maior potência máxima é obtida nos casos em que os módulos sombreados estão agrupados em uma mesma coluna. Isso acontece porque ao agrupar as módulos sombreados em uma mesma coluna, os módulos completamente iluminados ficam livres para contribuir com toda a energia que estão produzindo. Assim, para essa condição, a potência máxima da matriz fotovoltaica sempre será maior que 30 Wp. Enquanto que quando os módulos estão agrupados em diferentes colunas, a potência é limitada pelos módulos sombreados.

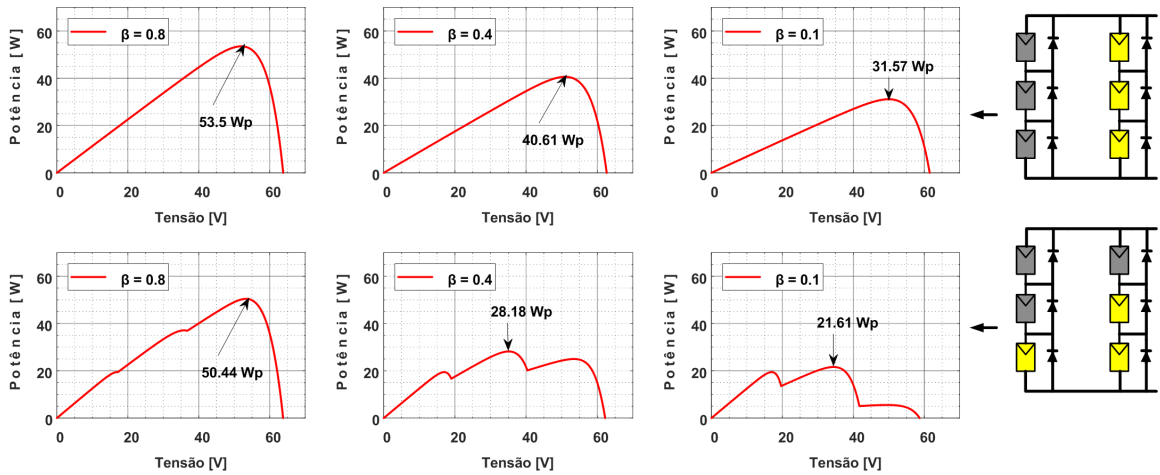


Figura 71 – Curvas P-V de uma matriz 3x2 com três módulos sombreados.

O sombreamento de quatro, cinco e seis módulos, Figuras 72 a 75, resultam em valores de potência bem próximos. Observa-se que nas Figuras 72 e 73, que uma maior potência máxima é obtida nos casos em que pelo menos três módulos sombreados estão agrupados em uma mesma coluna. Observa-se também que quando apenas dois módulos sombreados são agrupados em cada coluna, a potência máxima da matriz fotovoltaica deixa de ser susceptível ao sombreamento entre 400 e 100 W/m^2 . A partir deste ponto a potência máxima da matriz fotovoltaica mantém-se em 18,18 Wp.

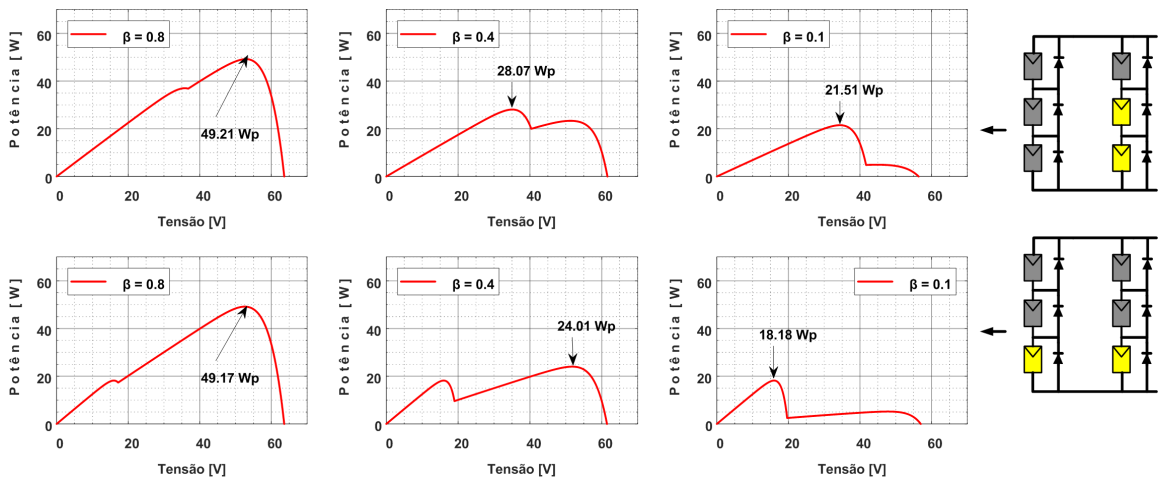


Figura 72 – Curvas P-V de uma matriz 3x2 com quatro módulos sombreados.

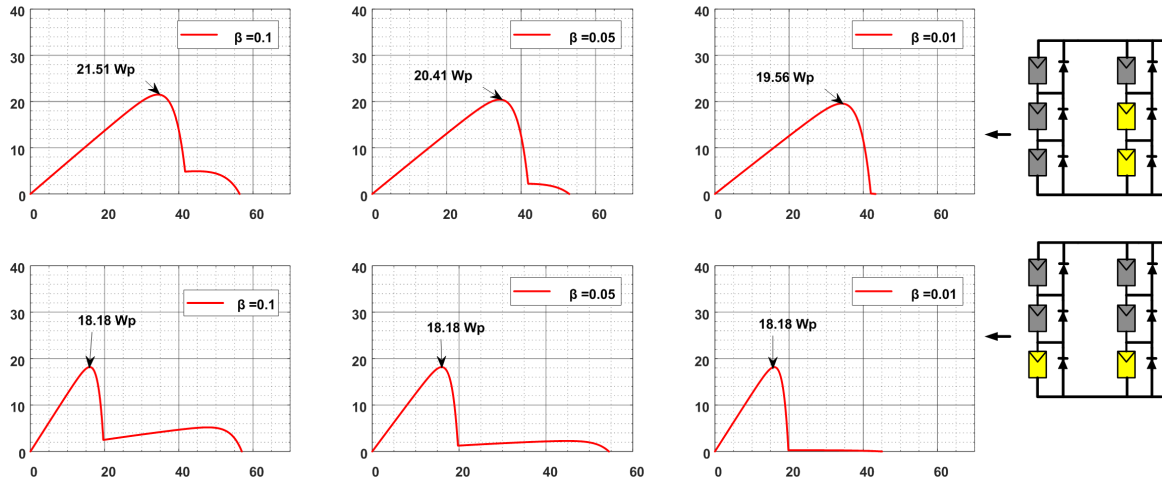


Figura 73 – Curvas P-V de uma matriz 3x2 com quatro módulos sombreados.

As Figuras 74 e 75 mostram claramente que quanto maior o número de módulos sombreados, menor o valor da saída de potência. Em ambas condições não existira um ponto crítico porque pelo menos uma coluna é homogeneamente sombreada. Embora não exista um ponto crítico para condição apresentada na Figura 74, a potência máxima da matriz fotovoltaica tem uma redução insignificante quando o percentual do sombreamento aumenta de 80 para 95%. Isso significa que a matriz fotovoltaica reduz a sensibilidade ao sombreamento em determinados níveis de irradiâncias.

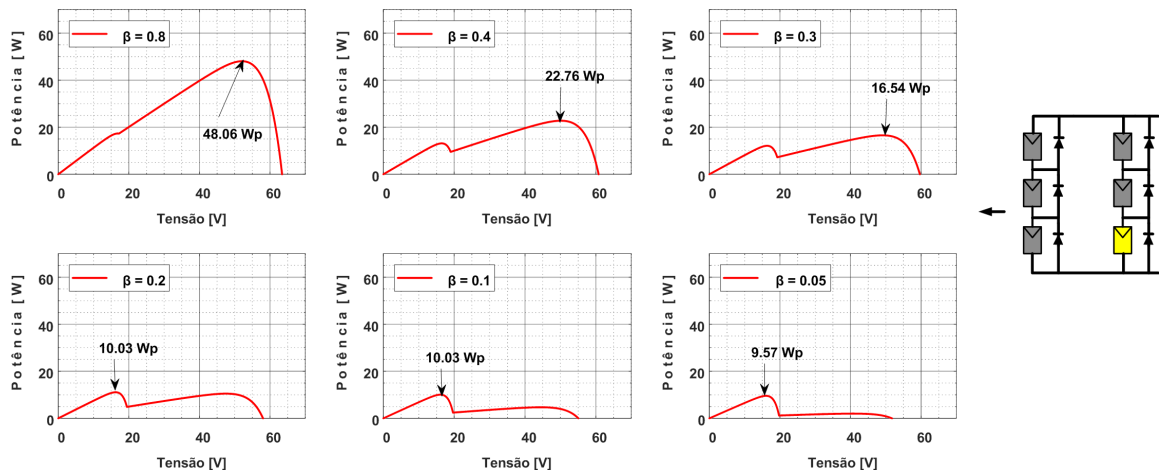


Figura 74 – Curvas P-V de uma matriz 3x2 com cinco módulos sombreados.

A Figura 75 confirma que o pior caso do sombreamento parcial é quando todos os módulos da matriz são sombreados homogeneamente. Nessa condição não existe possibilidade de ativação dos diodos *bypass*, fazendo com que a potência da matriz seja sempre inversamente proporcional ao percentual do sombreamento.

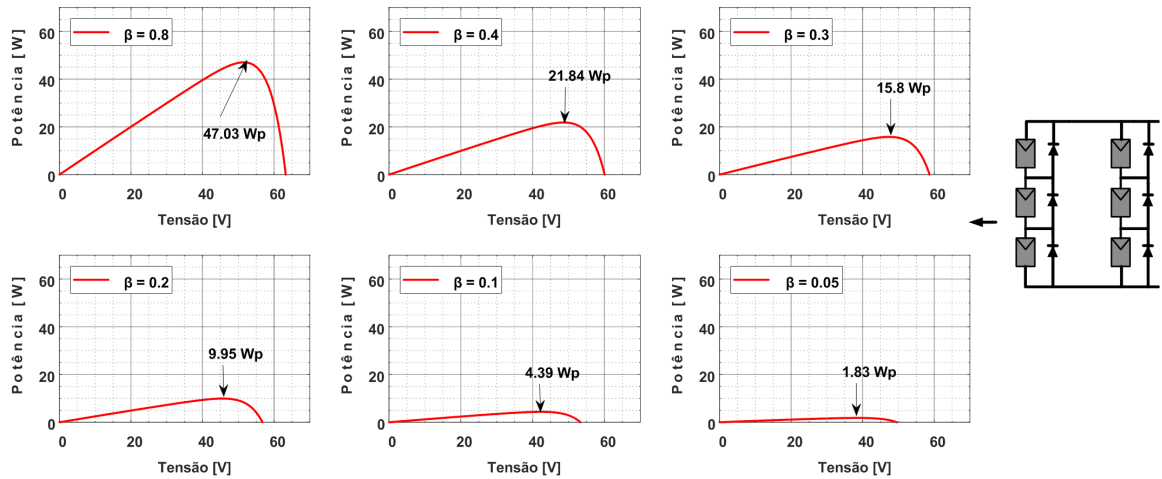


Figura 75 – Curvas P-V de uma matriz 3x2 com seis módulos sombreados.

Com base na funcionalidade de um sistema fotovoltaico que depende da irradiância solar para gerar energia elétrica, supõe-se tacitamente que a potência máxima de um sistema fotovoltaico parcialmente sombreado sempre diminui à medida que a intensidade do sombreamento aumenta. A investigação da curva característica P-V sob diferentes números de módulos sombreados e intensidade do sombreamento sugere que a potência máxima da matriz fotovoltaica se torna insensível ao percentual de sombreamento quando a matriz fotovoltaica atinge um determinado ponto crítico.

6 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

O sombreamento tem um efeito significativo na potência de saída da matriz fotovoltaica parcialmente sombreada. Para mitigar os efeitos do sombreamento, diodos de bypass são conectados em anti-paralelo com os módulos fotovoltaicos.

Nesta dissertação, foi proposta uma metodologia para identificar e estabelecer a relação entre a posição e o número de módulos sombreados versus a potência de saída. Equações analíticas foram desenvolvidas apresentadas e validadas por meio de simulações. A proposta analítica se restringe aos estudos de caso aqui analisados.

Com base nos resultados aqui observados, concluiu-se primeiramente que as matrizes fotovoltaicas tipo série e série-paralelo, são sensíveis ao sombreamento até que um ponto crítico seja atingido. A sensibilidade de um sistema fotovoltaico ao sombreamento parcial pode variar com base no tamanho da matriz, número de módulos sombreados, percentual e geometria do sombreamento e da configuração empregada na conexão de todos os módulos fotovoltaicos no sistema fotovoltaico.

Os resultados obtidos demonstram que em uma matriz fotovoltaica, tipo série-paralelo, parcialmente sombreada, se os níveis de irradiância estiverem acima do ponto crítico, a condição de menor impacto ocorre quando os módulos sombreados estão localizados na mesma coluna. Esse resultado é compatível com os resultados obtidos por (SANTOS *et al.*, 2011). No entanto, se os níveis de irradiâncias forem iguais ou inferiores ao ponto crítico, a condição de menor impacto ocorre quando os módulos sombreados estão localizados em coluna distintas.

A metodologia para o cálculo do ponto crítico pode ser útil para otimizar a reconfiguração de um sistema fotovoltaico como objetivo de minimizar os efeitos do sombreamento. Além disso, as equações apresentadas nesta dissertação foram capazes de prever a potência máxima de matrizes fotovoltaicas em diferentes condições, apresentando um ótimo desempenho.

REFERÊNCIAS

- ABAS, N.; KALAIR, A.; KHAN, N. Review of fossil fuels and future energy technologies. **Futures**, Elsevier, v. 69, p. 31–49, 2015.
- ALONSO-GARCÍA, M. C.; RUIZ, J.; HERRMANN, W. Computer simulation of shading effects in photovoltaic arrays. **Renewable energy**, Elsevier, v. 31, n. 12, p. 1986–1993, 2006.
- BALASUBRAMANIAN, I. R.; GANESAN, S. I.; CHILAKAPATI, N. Impact of partial shading on the output power of pv systems under partial shading conditions. **IET power Electronics**, IET, v. 7, n. 3, p. 657–666, 2013.
- BATZELIS, E. I.; GEORGILAKIS, P. S.; PAPATHANASSIOU, S. A. Energy models for photovoltaic systems under partial shading conditions: a comprehensive review. **IET Renewable Power Generation**, IET, v. 9, n. 4, p. 340–349, 2014.
- BATZELIS, E. I.; KAMPITSIS, G. E.; PAPATHANASSIOU, S. A.; MANIAS, S. N. Direct mpp calculation in terms of the single-diode pv model parameters. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, IEEE, v. 30, n. 1, p. 226–236, 2014.
- BATZELIS, E. I.; Routsolias, I. A.; PAPATHANASSIOU, S. A. An explicit pv string model based on the lambert w function and simplified mpp expressions for operation under partial shading. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, IEEE, v. 5, n. 1, p. 301–312, 2013.
- BERGASSE, E.; PACZYNSKI, W.; DABROWSKI, M.; WULF, L. D. The relationship between energy and socio-economic development in the southern and eastern mediterranean. **CASE Network Reports**, n. 412, 2013.
- BUNI, M. J.; AL-WALIE, A. A.; AL-ASADI, K. A. Effect of solar radiation on photovoltaic cell. **International Research Journal of Advanced Engineering and Science**, v. 3, n. 3, p. 47–51, 2018.
- CARNEIRO, J. A. Módulos fotovoltaicos: Características e associações. 2010.
- CHENNI, R.; MAKHLOUF, M.; KERBACHE, T.; BOUZID, A. A detailed modeling method for photovoltaic cells. **Energy**, Elsevier, v. 32, n. 9, p. 1724–1730, 2007.
- COELHO, R. F.; CONCER, F.; MARTINS, D. C. A proposed photovoltaic module and array mathematical modeling destined to simulation. In: IEEE. **2009 IEEE International Symposium on Industrial Electronics**. [S.l.], 2009. p. 1624–1629.
- COMMISSION, P. *et al.* Tenth five year plan 2002-07: Dimensions and strategies. vol-i. Government of India, New Delhi, 2002.
- COUSINS, P. J.; SMITH, D. D.; LUAN, H.-C.; MANNING, J.; DENNIS, T. D.; WALDHAUER, A.; WILSON, K. E.; HARLEY, G.; MULLIGAN, W. P. Generation 3: Improved performance at lower cost. In: IEEE. **2010 35th IEEE Photovoltaic Specialists Conference**. [S.l.], 2010. p. 000275–000278.
- DELINE, C.; DOBOS, A.; JANZOU, S.; MEYDBRAY, J.; DONOVAN, M. A simplified model of uniform shading in large photovoltaic arrays. **Solar Energy**, Elsevier, v. 96, p. 274–282, 2013.

- DEZSO, S.; YAHIA, B. On the impact of partial shading on pv output power. In: **2nd WSEAS/IASME International Conference on Renewable Energy Sources (RES'08)**. [S.l.: s.n.], 2008.
- DING, K.; BIAN, X.; LIU, H.; PENG, T. A matlab-simulink-based pv module model and its application under conditions of nonuniform irradiance. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, IEEE, v. 27, n. 4, p. 864–872, 2012.
- FIALHO, L.; MELICIO, R.; MENDES, V.; FIGUEIREDO, J.; COLLARES-PEREIRA, M. Effect of shading on series solar modules: simulation and experimental results. ELSEVIER-Procedia Technology, 2014.
- FOTOVOLTAICA, E. manual sobre tecnologias, projecto e instalação. **Instituto Superior Técnico, Portugal**, 2004.
- FRAAS, L. M. History of solar cell development. In: **Low-Cost Solar Electric Power**. [S.l.]: Springer, 2014. p. 1–12.
- GOLDEMBERG, J.; LUCON, O. Energy and environment in brazil. **Estudos avançados**, v. 21, n. 59, p. 7–20, 2007.
- HALLWOOD, P.; SINCLAIR, S. **Oil, debt and development: OPEC in the Third World**. [S.l.]: Routledge, 2016.
- HENZE, N.; KOIRALA, B.; SAHAN, B. Study on mpp mismatch losses in photovoltaic applications. In: **24th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition**. [S.l.: s.n.], 2009. v. 21, n. 25.09.
- HONGXING, Y.; YUTONG, L. Potential of building-integrated photovoltaic applications. **International Journal of Low-Carbon Technologies**, Manchester University Press, v. 2, n. 3, p. 250–261, 2007.
- HUGHES, L.; BRISTOW, N.; KOROCHKINA, T.; SANCHEZ, P.; GOMEZ, D.; KETTLE, J.; GETHIN, D. Assessing the potential of steel as a substrate for building integrated photovoltaic applications. **Applied Energy**, Elsevier, v. 229, p. 209–223, 2018.
- ISLAM, M. N.; RAHMAN, M. Z.; MOMINUZZAMAN, S. M. The effect of irradiation on different parameters of monocrystalline photovoltaic solar cell. In: **IEEE. 2014 3rd International Conference on the Developments in Renewable Energy Technology (ICDRET)**. [S.l.], 2014. p. 1–6.
- JAZAYERI, M.; UYSAL, S.; JAZAYERI, K. A comparative study on different photovoltaic array topologies under partial shading conditions. In: **IEEE. 2014 IEEE PES T&D Conference and Exposition**. [S.l.], 2014. p. 1–5.
- KARATEPE, E.; BOZTEPE, M.; COLAK, M. Development of a suitable model for characterizing photovoltaic arrays with shaded solar cells. **Solar Energy**, Elsevier, v. 81, n. 8, p. 977–992, 2007.
- KAWAMURA, H.; NAKA, K.; YONEKURA, N.; YAMANAKA, S.; KAWAMURA, H.; OHNO, H.; NAITO, K. Simulation of i–v characteristics of a pv module with shaded pv cells. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, Elsevier, v. 75, n. 3-4, p. 613–621, 2003.

- KHATOON, S.; JALIL, M. F. *et al.* Analysis of solar photovoltaic array under partial shading conditions for different array configurations. In: IEEE. **2014 Innovative Applications of Computational Intelligence on Power, Energy and Controls with their impact on Humanity (CIPECH)**. [S.l.], 2014. p. 452–456.
- KHEZZAR, R.; ZEREG, M.; KHEZZAR, A. Modeling improvement of the four parameter model for photovoltaic modules. **Solar Energy**, Elsevier, v. 110, p. 452–462, 2014.
- KOUCHAKI, A.; IMAN-EINI, H.; ASAEI, B. A new maximum power point tracking strategy for pv arrays under uniform and non-uniform insolation conditions. **Solar Energy**, Elsevier, v. 91, p. 221–232, 2013.
- LIU, G.; NGUANG, S. K.; PARTRIDGE, A. A general modeling method for i–v characteristics of geometrically and electrically configured photovoltaic arrays. **Energy conversion and management**, Elsevier, v. 52, n. 12, p. 3439–3445, 2011.
- LU, F.; GUO, S.; WALSH, T. M.; ABERLE, A. G. Improved pv module performance under partial shading conditions. **Energy Procedia**, Elsevier, v. 33, p. 248–255, 2013.
- LUZ, C. M. A. da; TOFOLI, F. L.; VICENTE, P. dos S.; VICENTE, E. M. Assessment of the ideality factor on the performance of photovoltaic modules. **Energy conversion and management**, Elsevier, v. 167, p. 63–69, 2018.
- MÄKI, A.; VALKEALAHTI, S. Power losses in long string and parallel-connected short strings of series-connected silicon-based photovoltaic modules due to partial shading conditions. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, IEEE, v. 27, n. 1, p. 173–183, 2011.
- MALATHY, S.; RAMAPRABHA, R. Reconfiguration strategies to extract maximum power from photovoltaic array under partially shaded conditions. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 81, p. 2922–2934, 2018.
- MARTÍNEZ-MORENO, F.; MUÑOZ, J.; LORENZO, E. Experimental model to estimate shading losses on pv arrays. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, Elsevier, v. 94, n. 12, p. 2298–2303, 2010.
- MOBALLEGH, S.; JIANG, J. Partial shading modeling of photovoltaic system with experimental validations. In: IEEE. **2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting**. [S.l.], 2011. p. 1–9.
- MOBALLEGH, S.; JIANG, J. Modeling, prediction, and experimental validations of power peaks of pv arrays under partial shading conditions. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, IEEE, v. 5, n. 1, p. 293–300, 2013.
- MONTANO, B. J. G.; ROMBAOA, D. J. F.; PEÑA, R. A. S.; MACABEBE, E. Q. B. Effects of shading on current, voltage and power output of total cross-tied photovoltaic array configuration. In: IEEE. **TENCON 2015-2015 IEEE Region 10 Conference**. [S.l.], 2015. p. 1–5.
- MURILLO-SOTO, L. D.; MEZA, C. A simple temperature and irradiance-dependent expression for the efficiency of photovoltaic cells and modules. In: IEEE. **2018 IEEE 38th Central America and Panama Convention (CONCAPAN XXXVIII)**. [S.l.], 2018. p. 1–6.
- MUTOH, N.; OHNO, M.; INOUE, T. A method for mppt control while searching for parameters corresponding to weather conditions for pv generation systems. **IEEE Transactions on industrial electronics**, IEEE, v. 53, n. 4, p. 1055–1065, 2006.

- NGUYEN, X. H. Matlab/simulink based modeling to study effect of partial shadow on solar photovoltaic array. **Environmental Systems Research**, Springer, v. 4, n. 1, p. 20, 2015.
- NIHANTH, M. S. S.; RAJASEKAR, N.; PILLAI, D. S.; RAM, J. P. A new array reconfiguration scheme for solar pv systems under partial shading conditions. In: **Intelligent Computing Techniques for Smart Energy Systems**. [S.l.]: Springer, 2020. p. 387–396.
- OWUSU, P. A.; ASUMADU-SARKODIE, S. A review of renewable energy sources, sustainability issues and climate change mitigation. **Cogent Engineering**, Taylor & Francis, v. 3, n. 1, p. 1167990, 2016.
- PACHAURI, R.; SINGH, R.; GEHLOT, A.; SAMAKARIA, R.; CHOUDHURY, S. Experimental analysis to extract maximum power from pv array reconfiguration under partial shading conditions. **Engineering Science and Technology, an International Journal**, Elsevier, v. 22, n. 1, p. 109–130, 2019.
- PATEL, H.; AGARWAL, V. Matlab-based modeling to study the effects of partial shading on pv array characteristics. **IEEE transactions on energy conversion**, IEEE, v. 23, n. 1, p. 302–310, 2008.
- PATEL, H.; AGARWAL, V. Maximum power point tracking scheme for pv systems operating under partially shaded conditions. **IEEE transactions on industrial electronics**, IEEE, v. 55, n. 4, p. 1689–1698, 2008.
- PSARROS, G. N.; BATZELIS, E. I.; PAPATHANASSIOU, S. A. Partial shading analysis of multistring pv arrays and derivation of simplified mpp expressions. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, IEEE, v. 6, n. 2, p. 499–508, 2015.
- QUASCHNING, V.; HANITSCH, R. Numerical simulation of photovoltaic generators with shaded cells. **simulation**, v. 2, n. 4, p. 6, 1995.
- QUASCHNING, V.; HANITSCH, R. Numerical simulation of current-voltage characteristics of photovoltaic systems with shaded solar cells. **Solar energy**, Elsevier, v. 56, n. 6, p. 513–520, 1996.
- RAMABADRAN, R.; MATHUR, B. Effect of shading on series and parallel connected solar pv modules. **Modern Applied Science**, Citeseer, v. 3, n. 10, p. 32–41, 2009.
- RAMAPRABHA, R.; MATHUR, B. A comprehensive review and analysis of solar photovoltaic array configurations under partial shaded conditions. **International Journal of Photoenergy**, Hindawi, v. 2012, 2012.
- REIS, L.; CAMACHO, J.; NOVACKI, D. The newton raphson method in the extraction of parameters of pv modules. In: **Proceedings of the International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'17), Malaga, Spain**. [S.l.: s.n.], 2017. p. 4–6.
- REITER, R. D. de O.; MICHELS, L.; PINHEIRO, J. R.; REITER, R. A.; OLIVEIRA, S. V. G.; PÉRES, A. Comparative analysis of series and parallel photovoltaic arrays under partial shading conditions. In: IEEE. **2012 10th IEEE/IAS International Conference on Industry Applications**. [S.l.], 2012. p. 1–5.
- RODRIGO, P.; FERNÁNDEZ, E. F.; ALMONACID, F.; PÉREZ-HIGUERAS, P. A simple accurate model for the calculation of shading power losses in photovoltaic generators. **Solar Energy**, Elsevier, v. 93, p. 322–333, 2013.

- SALOUX, E.; TEYSSEDOU, A.; SORIN, M. Explicit model of photovoltaic panels to determine voltages and currents at the maximum power point. **Solar energy**, Elsevier, v. 85, n. 5, p. 713–722, 2011.
- SANTOS, P. Metodologia de otimização do aproveitamento da energia de painéis fotovoltaicos sombreados usando a teoria dos conjuntos aproximados. 2009.
- SANTOS, P. dos; VICENTE, E. M.; RIBEIRO, E. R. Relationship between the shading position and the output power of a photovoltaic panel. In: IEEE. **XI Brazilian Power Electronics Conference**. [S.l.], 2011. p. 676–681.
- SCOFIELD, J. H. Effects of series resistance and inductance on solar cell admittance measurements. **Solar energy materials and solar cells**, Elsevier, v. 37, n. 2, p. 217–233, 1995.
- SILVESTRE, S.; BORONAT, A.; CHOUDER, A. Study of bypass diodes configuration on pv modules. **applied energy**, Elsevier, v. 86, n. 9, p. 1632–1640, 2009.
- SILVESTRE, S.; CHOUDER, A. Effects of shadowing on photovoltaic module performance. **Progress in Photovoltaics: Research and applications**, Wiley Online Library, v. 16, n. 2, p. 141–149, 2008.
- SMITH, D. D.; COUSINS, P. J.; MASAD, A.; WALDHAUER, A.; WESTERBERG, S.; JOHNSON, M.; TU, X.; DENNIS, T.; HARLEY, G.; SOLOMON, G. *et al.* Generation iii high efficiency lower cost technology: Transition to full scale manufacturing. In: IEEE. **2012 38th IEEE Photovoltaic Specialists Conference**. [S.l.], 2012. p. 001594–001597.
- TEO, J.; TAN, R. H.; MOK, V.; RAMACHANDARAMURTHY, V. K.; TAN, C. Impact of partial shading on the pv characteristics and the maximum power of a photovoltaic string. **Energies**, Multidisciplinary Digital Publishing Institute, v. 11, n. 7, p. 1860, 2018.
- TEO, J. C.; TAN, R. H.; MOK, V. Investigation of shading characteristics of mono-crystalline and poly-crystalline photovoltaic modules connected in series. In: TRANS TECH PUBL. **Applied Mechanics and Materials**. [S.l.], 2015. v. 785, p. 220–224.
- TIAN, H.; MANCILLA-DAVID, F.; ELLIS, K.; MULJADI, E.; JENKINS, P. Determination of the optimal configuration for a photovoltaic array depending on the shading condition. **Solar Energy**, Elsevier, v. 95, p. 1–12, 2013.
- TIMILSINA, G. R.; KURDGELASHVILI, L.; NARBEL, P. A. **A review of solar energy: markets, economics and policies**. [S.l.]: The World Bank, 2011.
- TYAGI, V.; RAHIM, N. A.; RAHIM, N. A.; JEYRAJ, A.; SELVARAJ, L. Progress in solar pv technology: Research and achievement. **Renewable and sustainable energy reviews**, Elsevier, v. 20, p. 443–461, 2013.
- UCHINO, K. Photostrictive actuators using piezoelectric materials. In: **Advanced Piezoelectric Materials**. [S.l.]: Elsevier, 2010. p. 599–627.
- UDENZE, P.; HU, Y.; WEN, H.; YE, X.; NI, K. A reconfiguration method for extracting maximum power from non-uniform aging solar panels. **Energies**, Multidisciplinary Digital Publishing Institute, v. 11, n. 10, p. 2743, 2018.

- VICENTE, E. M.; VICENTE, P. dos S.; MORENO, R. L.; RIBEIRO, E. R. High-efficiency mppt method based on irradiance and temperature measurements. **IET Renewable Power Generation**, IET, 2020.
- VILLALVA, M. G. **Energia Solar Fotovoltaica**. [S.l.]: Saraiva Educação SA, 1983.
- VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R.; FILHO, E. R. Comprehensive approach to modeling and simulation of photovoltaic arrays. **IEEE Transactions on power electronics**, IEEE, v. 24, n. 5, p. 1198–1208, 2009.
- VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R.; FILHO, E. R. Modeling and circuit-based simulation of photovoltaic arrays. In: IEEE. **2009 Brazilian Power Electronics Conference**. [S.l.], 2009. p. 1244–1254.
- VINCENZO, M. C. D.; INFELD, D. Detailed pv array model for non-uniform irradiance and its validation against experimental data. **Solar energy**, Elsevier, v. 97, p. 314–331, 2013.
- YADAV, A. S.; PACHAURI, R. K.; CHAUHAN, Y. K. Comprehensive investigation of pv arrays with puzzle shade dispersion for improved performance. **Solar Energy**, Elsevier, v. 129, p. 256–285, 2016.

APÊNDICE A – ASSOCIAÇÃO DE OITO MÓDULOS

Para validar a precisão da metodologia do ponto crítico e as equações propostas, uma matriz fotovoltaica SP (quatro módulos em cada coluna) é simulada com objetivo de analisar os efeitos do sombreamento na potência de saída. Para investigar os efeitos de sombreamento, são considerados casos diferentes. Em cada caso, o efeito do diodo de bypass também é investigado, considerando-se a condição em que cada módulo possui um diodo de bypass.

A Figura 76, os oito módulos que compõem a matriz fotovoltaica estão completamente iluminados e, portanto a potência máxima fornecida pelo conjunto é a soma das potências máximas individuais fornecidas em condições de teste padrão. Ou seja, a matriz fotovoltaica fornece 80 Wp.

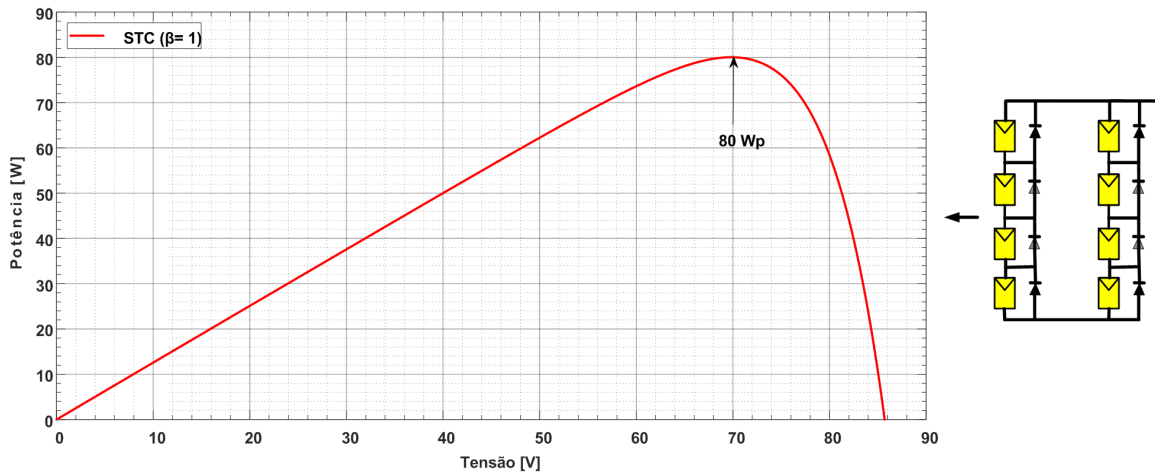


Figura 76 – Curva P-V de uma matriz 4x2 com 8 módulos em STC.

O sombreamento de um módulo em uma matriz fotovoltaica SP de tamanho 4x2, faz com que a matriz atinja o seu ponto crítico mais cedo. Conforme mostra a Figura 77, para irradiâncias iguais ou inferior a $400 \text{ W}/\text{m}^2$, a potência máxima da matriz fotovoltaica não é mais susceptível ao percentual do sombreamento.

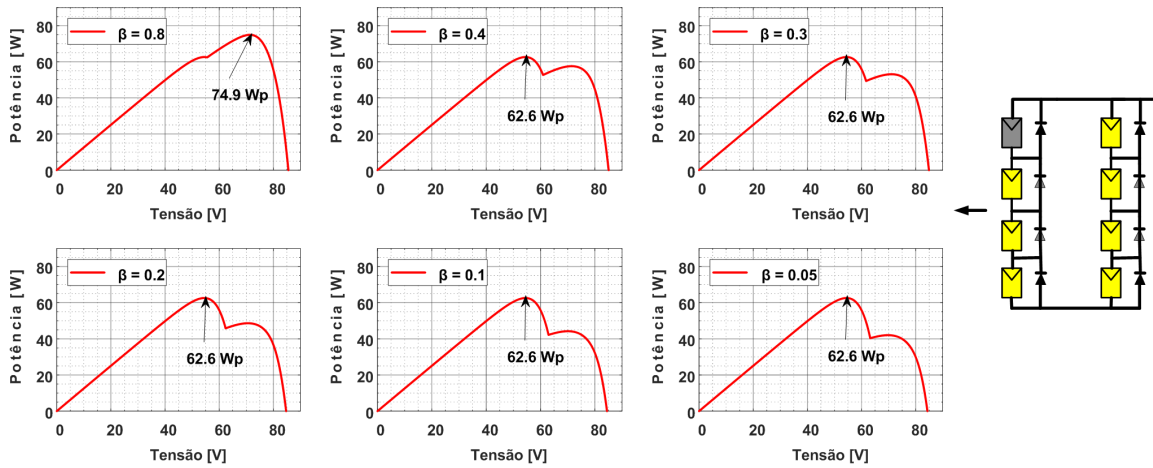


Figura 77 – Curvas P-V de uma matriz 4x2 com um módulo sombreado.

O sombreamento de dois módulos pode ocorrer de maneira que ambos os módulos sombreados estejam na mesma coluna ou em colunas separadas conforme mostra a Figura 78. Para essa condição, antes do ponto crítico (irradiâncias acima de 400 W/m^2) a condição de menor impacto ocorre quando os módulos parcialmente sombreados estão em uma mesma coluna. Por outro lado, se as irradiâncias forem iguais ou inferiores a 400 W/m^2 , a condição de menor impacto ocorre quando os módulos encontra-se em colunas separadas.

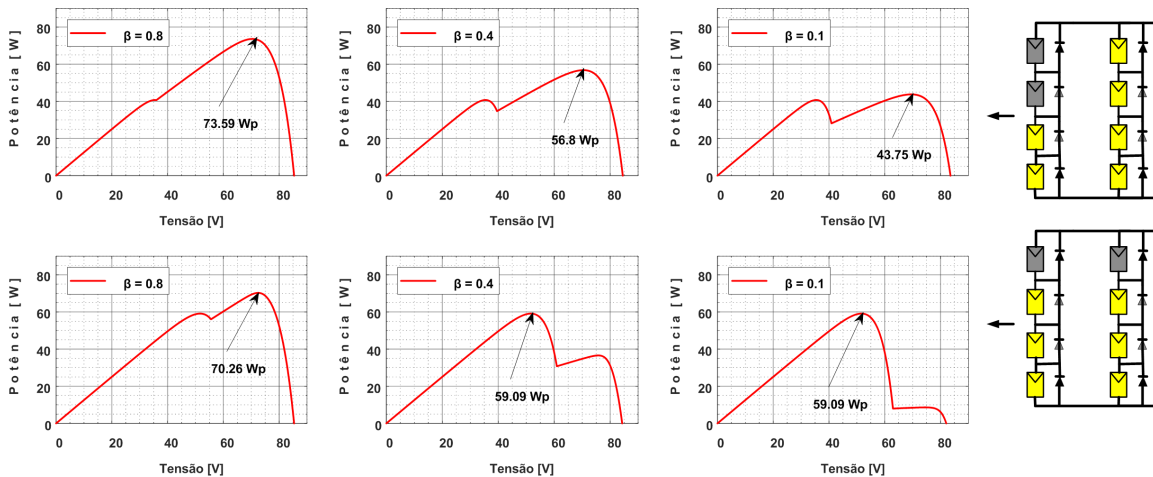


Figura 78 – Curvas P-V de uma matriz 4x2 com dois módulos sombreados.

Como pode ser visto na Figura 79, para o sombreamento de três módulos não existe um ponto crítico. Assim, sempre que uma matriz não atingir o ponto crítico a condição de menor impacto ocorre quando todos módulos estão em uma mesma coluna.

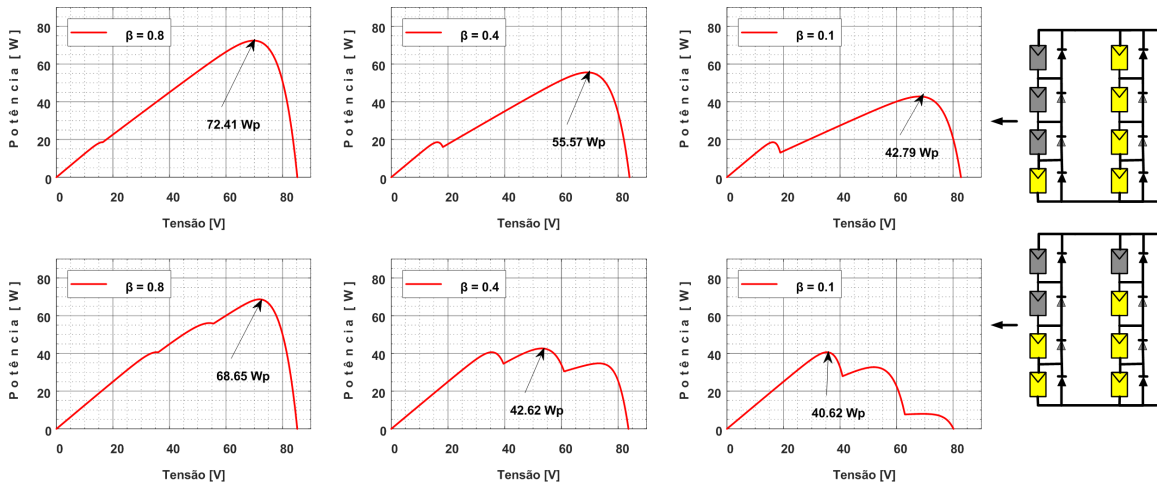


Figura 79 – Curvas P-V de uma matriz 4x2 com três módulos sombreados.

A Figura 80 mostra que sempre que o número de módulos sombreados for igual ao número de módulos conectados em série, é melhor que todos os módulos estejam em uma só coluna. Isso permite que a outra coluna forneça toda sua energia. Pode se notar ainda na Figura 80 que quando os módulos estão em colunas separadas, a matriz fotovoltaica atinge o seu ponto crítico quando as irradiâncias estão compreendidas entre 500 W/m^2 e 400 W/m^2 .

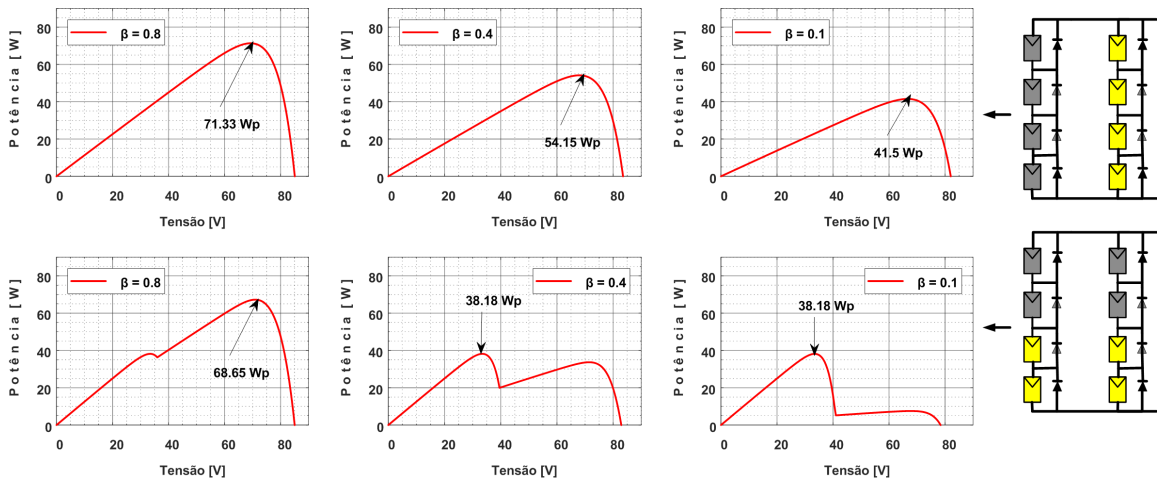


Figura 80 – Curvas P-V de uma matriz 4x2 com quatro módulos sombreados.

Observa-se que as situações semelhantes que são vistas nas configurações sombreadas de 4, módulos também são observadas nas configurações sombreadas de 5, 6 e 7 conforme as Figuras 81 - 83.

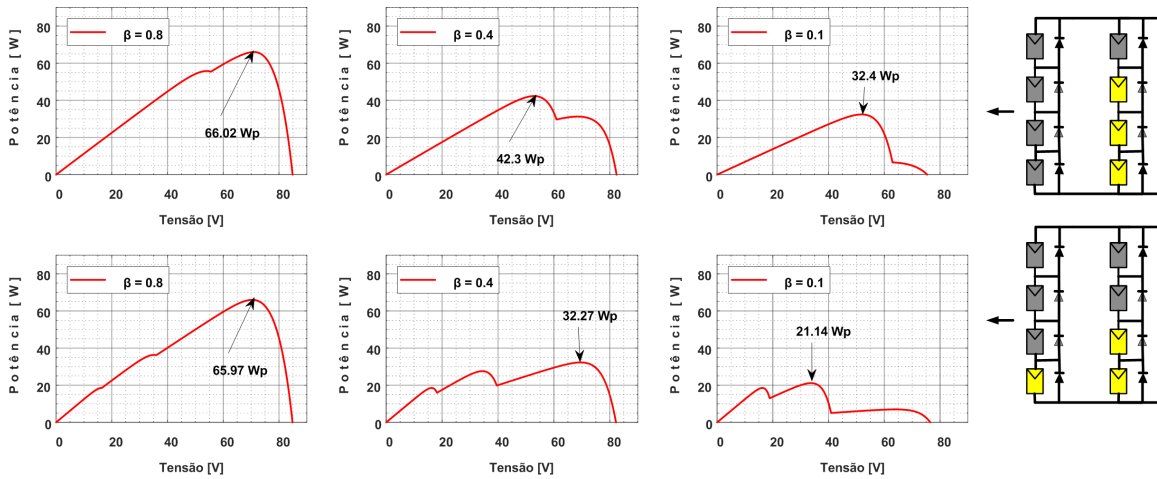


Figura 81 – Curvas P-V de uma matriz 4x2 com cinco módulos sombreados.

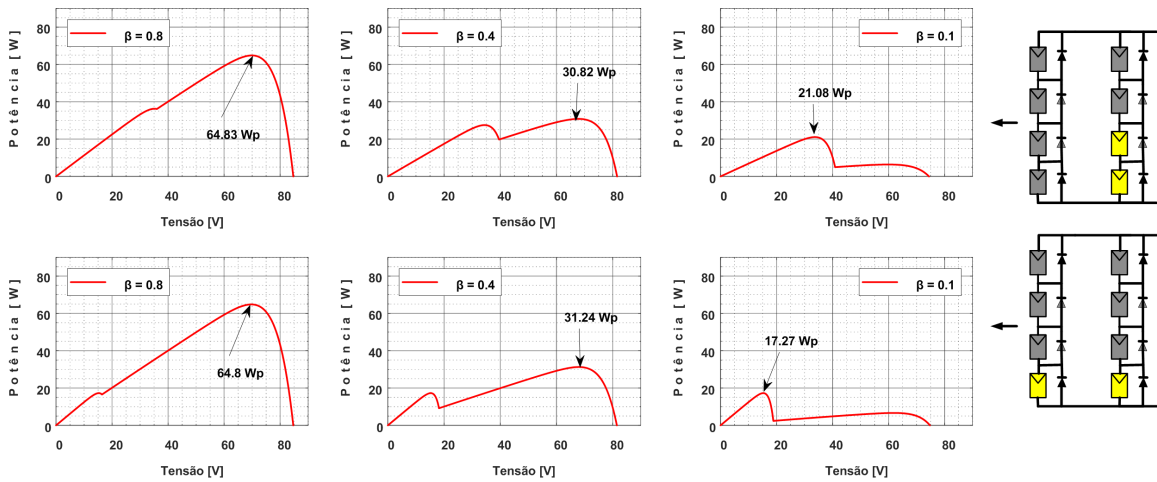


Figura 82 – Curvas P-V de uma matriz 4x2 com seis módulos sombreados.

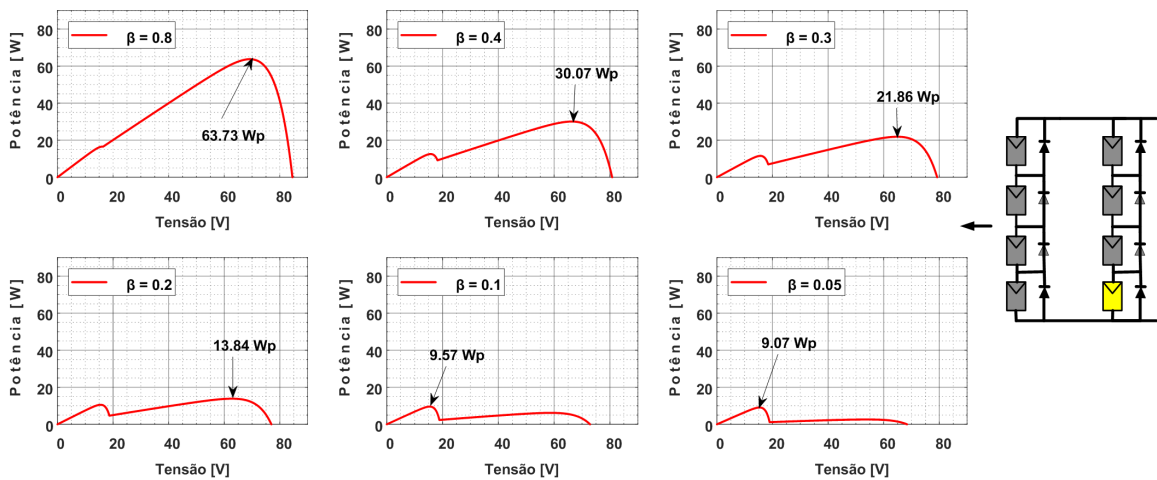


Figura 83 – Curvas P-V de uma matriz 4x2 com sete módulos sombreados.

Comprovou-se que nem sempre o comportamento mais favorável ocorre quando os módulos sombreados estão situadas na mesma coluna ou distribuídas por um número limitado de colunas, como observado em (FOTOVOLTAICA, 2004; SANTOS, 2009; SANTOS *et al.*, 2011).

A Figura 84 apresenta o pior cenário de sombreamento. Quando todos módulos da matriz fotovoltaica estão parcialmente sombreados a sua potência cai significativamente. Por exemplo, com 20% de sombreamento em todos os módulos a potência cai de 80 para 47 Wp. Isto é, uma redução de 58% da sua potência.

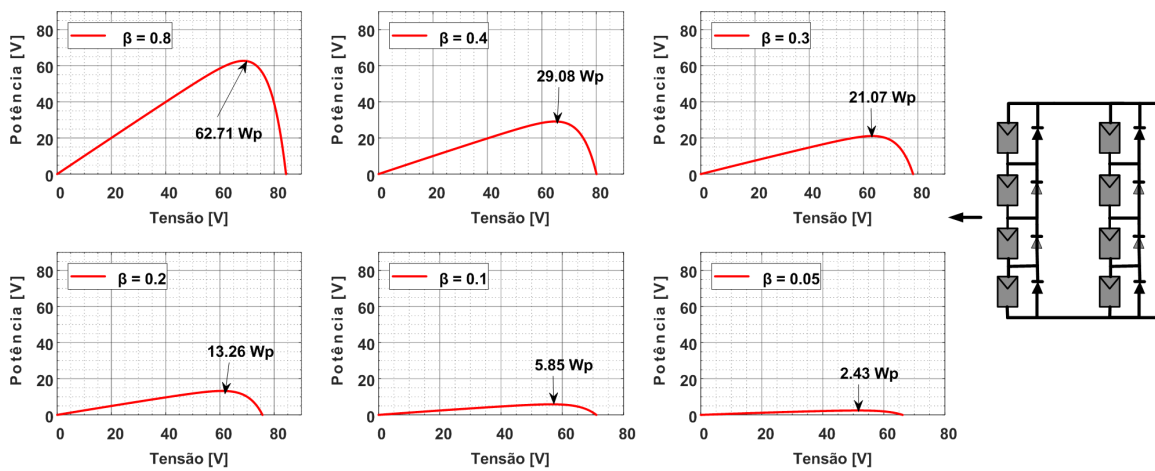


Figura 84 – Curvas P-V de uma matriz 4x2 com oito módulos sombreados.

Os resultados são compatíveis aos de outros pesquisadores (TEO *et al.*, 2015; TIAN *et al.*, 2013; KHATOON *et al.*, 2014). Embora as configurações e os padrões de sombreamento aplicados em seus trabalhos sejam diferentes desta pesquisa, as premissas ainda prevalecem. Este é um assunto pouco documentado, motivo pelo qual ficamos limitados em comparar os resultados aqui obtidos com outros trabalhos. Ainda assim, para irradiâncias acima do ponto crítico, os resultados desta pesquisa se assemelham aos resultados experimentais propostos por Santos *et al.* (2011) e Santos (2009), que sugerem que a potência máxima de um sistema fotovoltaico sofre menor redução se os módulos fotovoltaicos parcialmente sombreados estiverem em uma mesma coluna. Através das simulações observa-se que a posição das células sombreadas interfere diretamente na eficiência do conjunto.