



Modelagem e simulação de uma central inversora - Modulo básico de uma UFV de grande porte

Tema: Operação

Autores: Afonso Ferreira Avila

Co-Autores: -

Empresa: CEMIG Distribuição S.A

Resumo

Dentre as diversas fontes renováveis de energia a fotovoltaica apresentou o maior crescimento nas últimas décadas. Em 2023, o mundo incluiu mais 446 GW de novas instalações, e no Brasil foram mais 11,9 GW. Neste ano o Brasil acumulou 35,5 GW, onde as usinas fotovoltaicas centralizadas representam 10,5 GW de potência instalada. Muito dessas usinas interligadas ao Sistema de Distribuição, em especial na Alta Tensão - AT (138 kV).

Diante desse novo cenário energético da AT, as áreas de planejamento e operação, foram desafiadas a operar uma nova realidade do SEP -Sistema Elétrico de Potência, composto de usinas convencionais e fotovoltaicas centralizadas. Isso, criou uma demanda por conhecimento dos modos de operação das usinas fotovoltaicas, visando atualização dos técnicos e a definição de novos procedimentos de operação.

A proposta desse trabalho é apresentar o funcionamento de uma usina fotovoltaica de grande porte em todas as suas etapas de funcionamento, através de simulações do modelo de uma central inversora, permitindo o conhecimento pleno de todo processo de operação. Esses conhecimentos contribuem para a operação do COD - Centro de Operação da Distribuição, em todas as suas etapas de funcionamento: planejamento, pré-operação, operação em tempo real, e na análise da pós operação.

1. Introdução

Duas são as propostas desse trabalho: i) apresentar o funcionamento de uma usina fotovoltaica de grande porte em todas as suas etapas de funcionamento; ii) apresentar os resultados da modelagem e simulação dos principais parâmetros de operação de uma unidade inversora centralizada trifásica. A partir desse modelo foram desenvolvidas simulações para alguns dos principais parâmetros de operação, tais como: absorção e injeção de reativo no sistema; operação do algoritmo de MPPT (*Maximum Power Point Tracking*); comportamento da geração frente a variação da irradiância/temperatura, e a determinação dos limites de operação da central inversora. Os resultados das simulações permitem algumas conclusões do modo de operação das usinas fotovoltaicas para os seguintes quesitos: controle de reativo, influência da temperatura e irradiância solar na geração de potencia ativa ; modo de operação do algoritmo de busca, e limites de operação. Finalmente, o trabalho permite ao leitor uma compreensão dos principais componentes de uma usina fotovoltaica.

2. Desenvolvimento

2.1. Esquema Geral de uma Usina Fotovoltaica e da Central Inversora

Uma usina fotovoltaica centralizada de grande porte caracteriza-se por apresentar centrais inversoras conectadas em paralelo, constituindo grandes blocos de geração. Essas centrais convertem a corrente contínua em corrente alternada, similar aos inversores strings. A diferença está na escala deste processo. As centrais inversoras destinam-se exclusivamente a aplicações em larga escala, como instalações industriais, grandes usinas em solo e até instalações flutuantes. São fabricadas em potências variando de 1000 kWac a 5500 kWac, porém alguns fabricantes já disponibilizam unidades de 8000 kWac a 9000 kWac. O sistema de geração de energia fotovoltaica baseado num inversor central caracteriza-se por apresentar os seguintes módulos: uma matriz fotovoltaica (A), uma caixa de combinação da matriz fotovoltaica (B), um inversor (C), um transformador (D) e o ponto de conexão à rede (E). O esquema geral é mostrado na Figura 1.

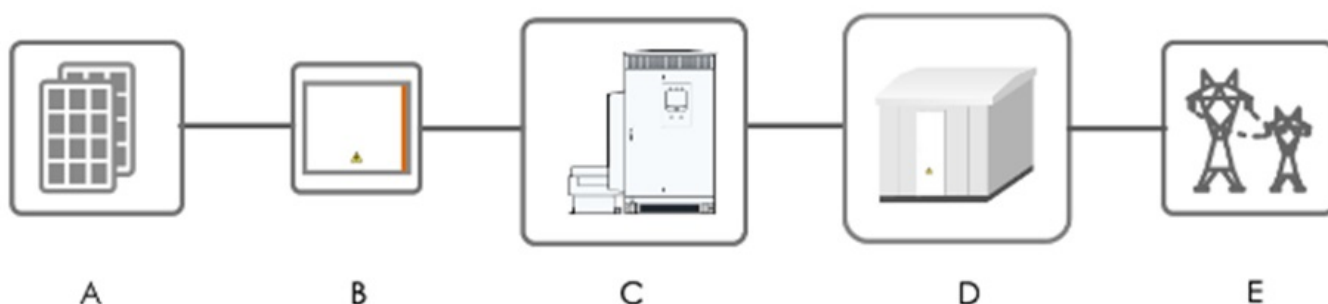


Figura 1 – Esquema geral do sistema de geração fotovoltaica a partir de uma unidade centralizada. O inversor e transformador (itens C e D da Figura 1) são montados numa unidade externa (Figura 2-lado esquerdo) contendo os seguintes elementos: o barramento CC, inversor trifásico, filtro LCL, sistemas de controle (tensão, sincronismo, corrente, MPPT), medição, ponto de conexão e o transformador elevador. Essa condição é apresentada na Figura 2. A grande vantagem desses módulos são a simplicidade de instalação, modularidade de expansão e a redução dos custos de O&M (Operação e Manutenção).

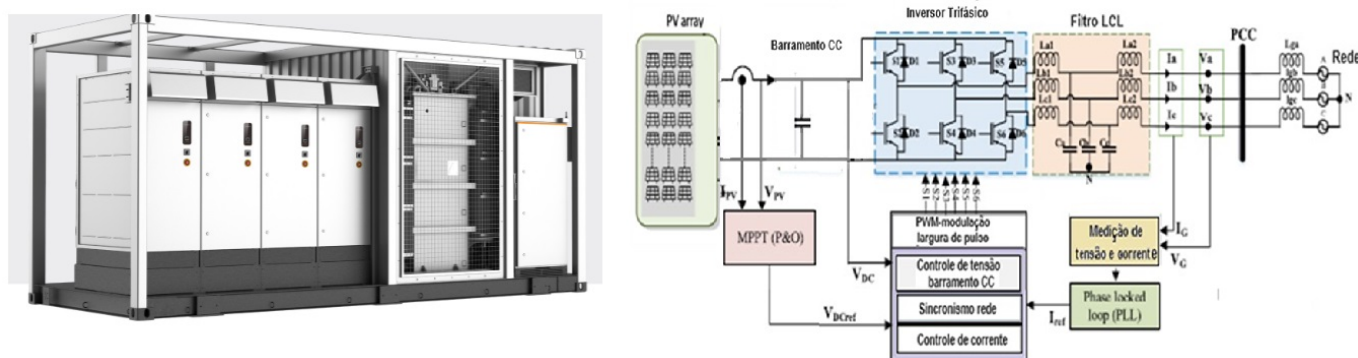


Figura 2 – Detalhamento do sistema de geração baseado em central inversora

2.2. Painéis Fotovoltaicos - Operação

As usinas fotovoltaicas ou usinas solares, como são conhecidas, são parques fotovoltaicos onde são instalados painéis solares com alta capacidade de geração de energia. Em geral instaladas em grandes áreas de exposição solar permitindo a geração de potência ativa na ordem de dezenas a centenas de

megawatt. Essas usinas são dimensionadas para atender grandes demandas de energia, com reduzido custo operacional, instaladas em locais estratégicos com grande incidência solar e pontos de conexão com o sistema elétrico de potência.

Os painéis são associados em série para obtenção de maiores valores de tensão de saída. Painéis com elevada saída de corrente são obtidos com o aumento da exposição das células, através da associação em paralelo dos painéis.

Os painéis fotovoltaicos apresentam um comportamento não linear na característica I-V com vários parâmetros determinados a partir de dados experimentais desses dispositivos (*datasheet*). No artigo (VILLALVA, 05-2009) o autor propõe um modelo matemático do painel fotovoltaico a partir do diodo simples e um circuito equivalente incluindo uma resistência série e paralela, conforme apresentado na Figura 3

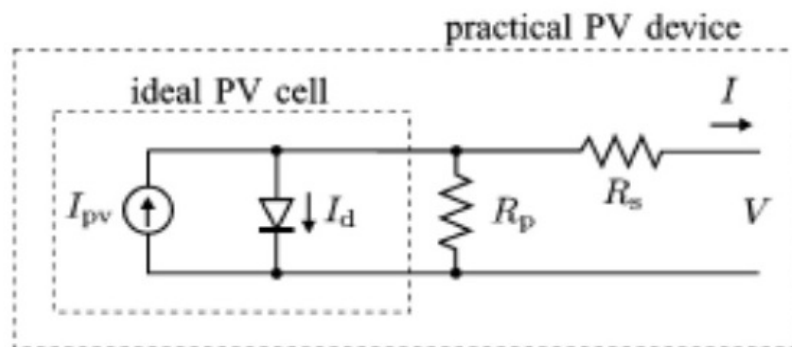


Figura 3 – Modelo de célula fotovoltaica

O comportamento do painel fotovoltaico pode ser representado pela equação (1), considerando : a corrente gerada pelo painel fotovoltaico $-I_{pv}$; a corrente de saturação $-I_o$ e a parcela da queda de tensão $-V$:

$$I = I_{PV} - I_O \left[\exp \left(\frac{V + R_S I}{V_t a} \right) - 1 \right] - \frac{V + R_S I}{R_P} \quad (1)$$

onde: V = queda de tensão; R_s = resistência série; R_p = resistência paralela;

V_t = tensão térmica e a = constante do diodo

Essa equação origina-se da curva I-V apresentada na Figura 4, onde três pontos notáveis são determinados: ponto de curto-circuito ($0, I_{sc}$), ponto de máxima potência-MPP (V_{mp}, I_{mp}) e o ponto de circuito aberto ($V_{oc}, 0$). O gráfico da Figura 4 mostra também o comportamento de operação do painel fotovoltaico, parte do período como fonte de corrente ("current source") e parte como fonte de tensão ("voltage source").

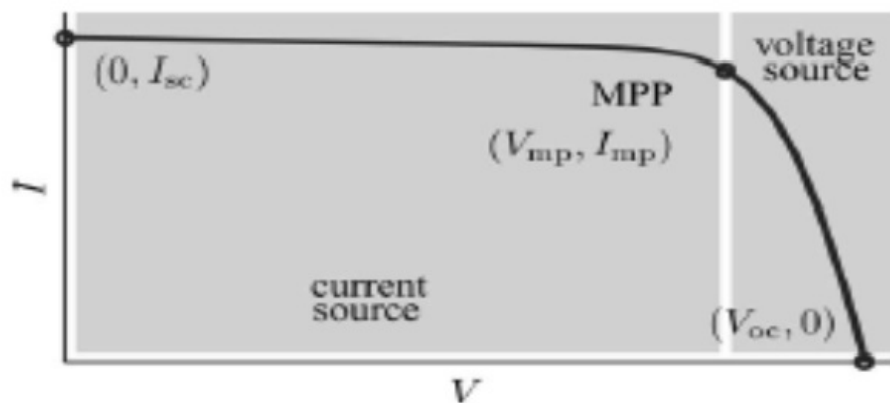


Figura 4 – Curva V – I de comportamento do painel fotovoltaico e os pontos notáveis de operação

2.3. Busca do Ponto de Máxima Potência - Algoritmo de Operação

Em geral as placas fotovoltaicas possuem um rendimento variável entre 19% e 22%, enquanto os inversores têm um rendimento na ordem de 98%. Assim, para que se obtenha o máximo rendimento das placas fotovoltaicas os conversores utilizam técnicas de MPPTs (*Maximum Power Point Tracking* – rastreamento do ponto de máxima potência) para manter o sistema fotovoltaico operando no MPP (*Maximum Power Point* - ponto de máxima potência) ou em torno dele, otimizando a quantidade de energia gerada. Geralmente, o rastreamento (tracking) é baseado em medições de corrente e tensão do sistema.

O MPPT monitora de forma contínua os parâmetros elétricos (corrente e tensão) em sua entrada fazendo ajustes em tempo real garantindo que o aproveitamento da energia seja a máxima na conversão de corrente contínua para corrente alternada. Dentre os algoritmos clássicos de busca tem-se o perturba e observa (P&O), condutância incremental (Inc) entre outros. Esses métodos se baseiam no fato de que na característica tensão-potência (Figura 5) a variação da tensão de potência é positiva ($dP/dV > 0$) no lado esquerdo do MPP, enquanto é negativa ($dP/dV < 0$) no lado direito do MPP, conforme mostrado na Figura 5. O algoritmo vai incrementando/decrementando o valor de tensão e comparando com as variações de tensão/potência até encontrar o ponto de máxima potência em $dP/dV = 0$, como apresentado na Figura 5. (VILLALVA, 09-2009) (VILLALVA, 11-2009)

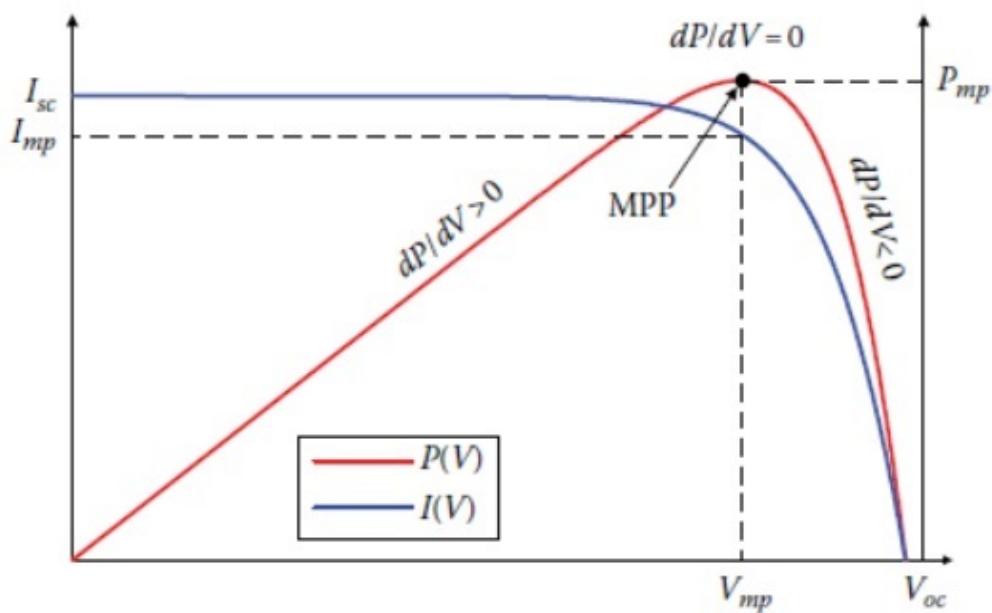


Figura 5 – Operação do MPPT para ajuste da máxima potência

Assim, a corrente de MPP (*maximum power point* – ponto de máxima potência) será a maior corrente na qual o inversor deve trabalhar extraindo assim o máximo possível de potência das placas fotovoltaicas instaladas

2.4. Barramento de Corrente Contínua (CC)

A operação do inversor necessita de um barramento de corrente contínua regulado, onde a especificação desse barramento inclui a tensão de barramento de corrente contínua e o valor da capacitância.

O barramento de corrente contínua necessita de um valor mínimo de operação. Este valor mínimo tem por objetivo fazer com que modulador opere na região linear, garantindo que esse não irá gerar harmônicos de baixa frequência. Outro importante aspecto a ser considerado é o fluxo de potência dos painéis para a rede. Para, que essa condição possa ocorrer o inversor deve sintetizar uma tensão maior que a tensão da rede a fim de proporcionar a injeção de potência na rede.

2.5. Filtro LCL

O conversor CC/CA trabalha em frequências na ordem de quilo-hertz, gerando componentes harmônicas de alta frequência. A atenuação dessas harmônicas é realizada pelo filtro LCL - elemento passivo, composto de indutor-capacitor-indutor (Figura 6). Em série ao capacitor é colocado um resistor de amortecimento. (REZNIK, 2014)

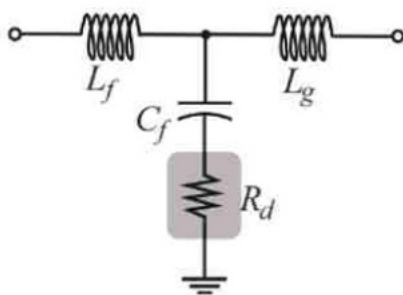


Figura 6 – Filtro LCL aplicado após o inversor

A aplicação desse filtro minimiza correntes harmônicas para a rede. Contudo, a sua correta operação depende da escolha dos parâmetros de indutância e capacitância, e da condição da frequência de ressonância (f_{res}). A frequência de ressonância deve estar dentro de uma faixa que não crie problemas nas mais baixas frequências e altas frequências. Portanto, a faixa definida deve situar entre dez vezes a frequência da rede (f_o) e a metade da frequência de chaveamento (f_{ch}), conforme mostrado na equação (2). (REZNIK, 2014)

$$10 \times f_o \leq f_{res} \leq \frac{1}{2} f_{ch} \quad (2)$$

2.6 Conversor CC/CA do lado da rede

O conversor realiza a transformação CC/CA, sendo esse conectado à rede de distribuição trifásica através de um filtro LCL. Na entrada do inversor tem-se um capacitor responsável por realizar o balanço de energia fornecida pelo módulo fotovoltaico e a energia drenada pela rede, conforme apresentado na Figura 7.

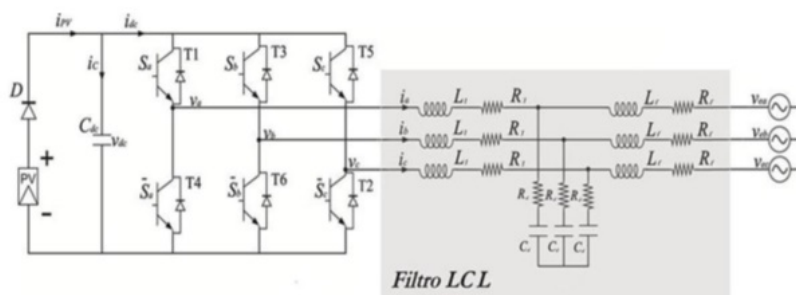


Figura 7 – Esquema do inversor conectado à rede

O controle do inversor é realizado através de duas malhas de controle em cascata, uma malha interna e outra externa.

A malha interna tem por objetivo controlar a forma de onda de corrente que passa pelos indutores do filtro de saída. Ela deve garantir que a corrente medida esteja em fase com a referência senoidal de tensão, mantendo o fluxo de potência dos painéis para a rede. Já a malha externa tem por objetivo o controle dos valores de tensão do barramento CC e da potência reativa. O diagrama completo de controle do inversor é apresentado na Figura 8.

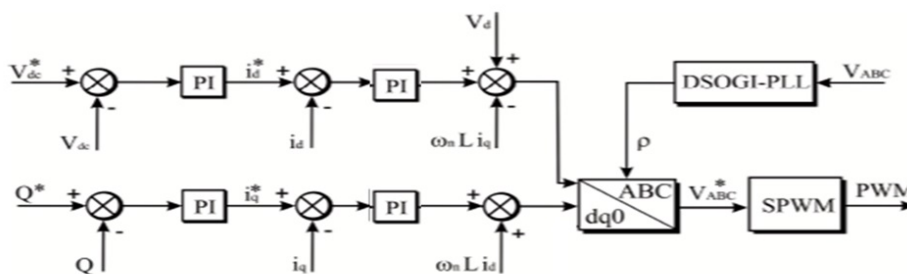


Figura 8 – Diagrama de controle do inversor trifásico

2.7 Circuito de Sincronismo - SRF-PLL

O circuito de sincronismo é responsável por regular, ou sincronizar, o ângulo da rede elétrica utilizando a medição de tensão no ponto comum de conexão (PCC). A configuração do circuito de sincronismo baseado em coordenadas síncronas – SRF-PLL (do inglês, *Synchronouns Reference Frame Phase-Locked Loop*) mostrado na Figura 9.

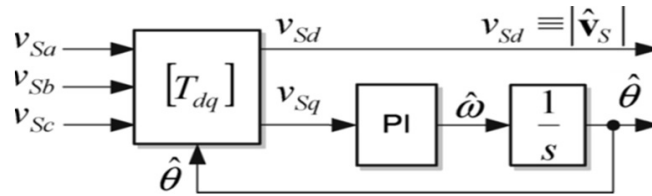


Figura 9 – Circuito de sincronismo – SRF – PLL

As tensões de em coordenadas abc são transformadas em coordenadas síncronas (eixo direto e quadratura) no sistema através da transformada de Park. O ângulo e a frequência são estimados por uma estrutura em malha fechada que anula a tensão no eixo de quadratura (SOUZA, 2011).

2.8. Simulações e Resultados

O modelo foi implementado através do software MATLAB/Simulink, sendo utilizado uma unidade conversora de 3,125 MVA de potência conectado a 9316 painéis de 445 W divididos em dois MPP independentes. O transformador de conexão possui 3,125 MVA – na relação de tensão 0,6/34,5 kV.

2.8.1. Análise de Potência Reativa

No Brasil, os inversores devem atender a NBR-16149, onde são estabelecidas algumas estratégias de controle para injetar a energia produzida pelo sistema fotovoltaico na rede. A realização do controle de reativo (Var) a partir de inversores ocorre devido a sua capacidade de absorver/injetar a potência reativa de forma distribuída, podendo fazer o controle de reativo, compensar o aumento da tensão nas redes de distribuição. Além disso, para um controle adequado de tensão, o inversor pode absorver ou injetar potência reativa (EICHKOFF, 2018).

Para a curva de Figura 10 o sistema fotovoltaico pode operar tanto com fator de potência indutivo ou capacitivo e a injeção/demanda de reativos ocorre quando a potência ativa alcançar 20% da potência nominal. Os valores correspondentes à $+Q_{max}$ e $-Q_{min}$, representam a faixa de 43,58% da potência nominal, considerando o fator de potência limitado a 0,90, valor limitado pela NBR-1614 (EICHKOFF, 2018). A característica de operação da Figura 9 pode ser demonstrada pela equação (3), apresentada a seguir:

$$Q_{MAX} = \text{sen}(\cos^{-1}(\text{Fat.Pot}_{LIM})) = \text{sen}(\cos^{-1}(0,90)) = 0,4358 \text{ pu} = 43,58\% \quad (3)$$

onde: Fat.Pot_{Lim} = corresponde ao fator de potencia limite, e Q_{Max} = limite máximo de reativo



Figura 10 - Limites operacionais de demanda reativa do inversor segundo EICHKOFF/NBR-16149

A NBR 16149 enfatiza que o tipo e os ajustes do controle de FP (fator de potência) e injeção/demanda de potência reativa devem ser determinados pelas condições da rede e definidos individualmente pelo operador da rede e fornecidos juntos com a permissão de acesso. Contudo, os limites máximos propostos por (EICHKOFF, 2018) e pela NBR-16149 são considerados muitos elevados, impactando no processo de geração de potência ativa, em especial em grandes centrais inversoras.

Para a demonstração do controle de reativo foi considerado o inversor absorvendo potência reativa da rede (+Q), sendo definido um patamar inicial de 10% da potência do inversor (+312,5 kVAr), e uma variação de irradiância incluída na simulação. Os resultados são apresentados através da Tabela 1 e do gráfico da Figura 11.

Tabela 1 – Análise comportamento do inversor absorvendo +Q (+3,125 kVAr)

Período (s)	Irradiância (W/m²)	P (kW)	Q (kVAr)	S (kVA)	Comentário
0,5	550	2636	11,93	2643	Condição inicial
1,0	800	2620	12,20	2620	Ponto mudança irradiância
1,25	800	3199	19,54	3199	Irradiância constante
1,50	800	3177	51,24	3177	Início reativo +Q
2,0	800	3382	327,1	3382	Condição final

A Tabela 1 e o gráfico da Figura 11 mostram o comportamento do inversor absorvendo reativo +312,50 kVAr. Percebe-se o aumento da potência ativa em duas situações: i) durante o incremento da irradiância; ii) quando da absorção da potência reativa da rede. O valor de potência ativa variou entre 0,838 pu (2620 kVA) e 1,082 pu (3382 kVA) do valor nominal do inversor (3125 kVA). Existe um valor residual de reativo presente no processo, o que pode explicar o valor de reativo ligeiramente superior ao valor proposto (312,5 kVAr).

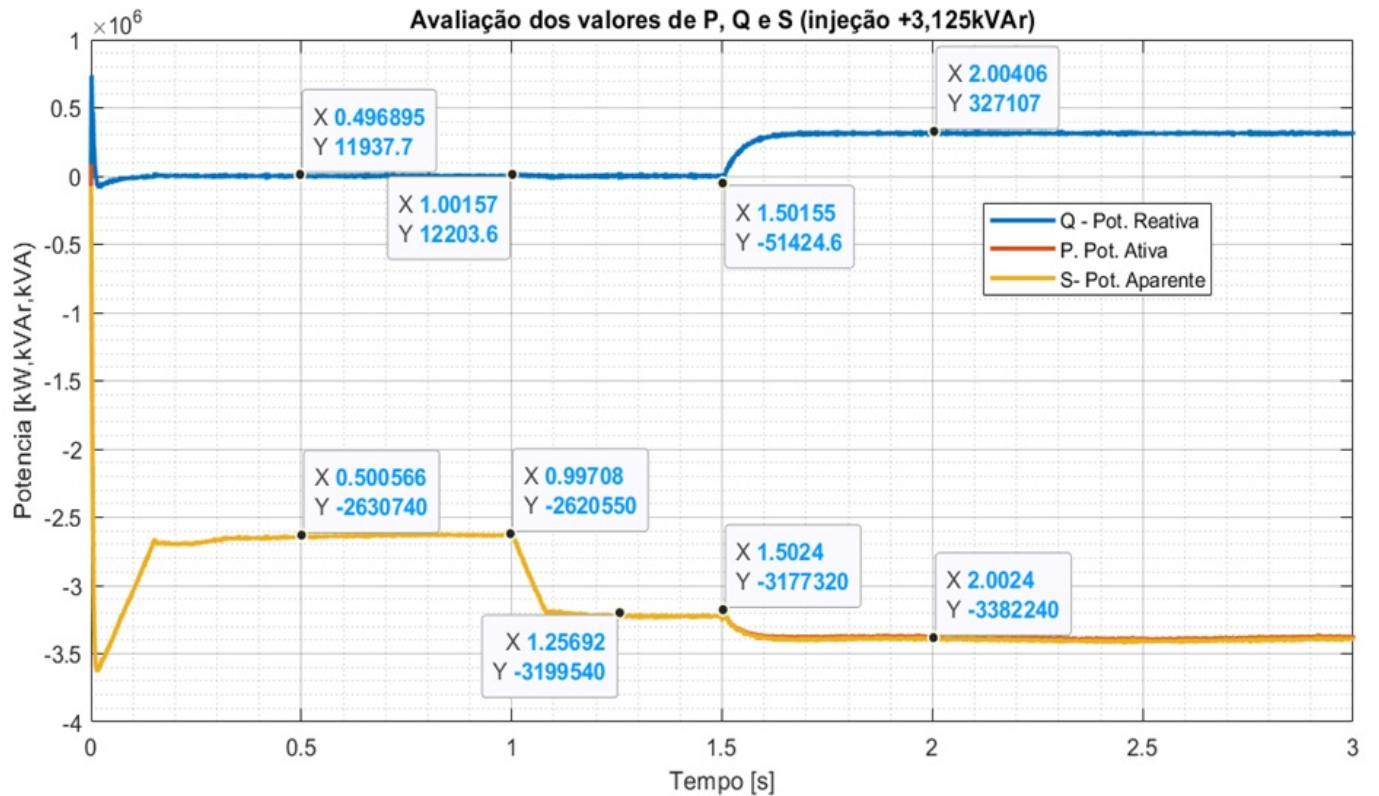


Figura 11 – Condição de simulação com o inversor absorvendo potência reativa da rede

A próxima simulação apresenta a condição com o inversor injetando reativo na rede (-Q), sendo considerado o mesmo patamar de reativo -312,5 kVar. Da mesma forma da simulação anterior os resultados são apresentados na Tabela 02 e na Figura 12.

Tabela 2 – Análise do comportamento do inversor injetando – Q (-3,125 kVar)

Período (s)	Irradiância (W/m ²)	P (kW)	Q (kVar)	S (kVA)	Comentário
0,5	550	2633	11,68	2633	Condição inicial
1,0	800	2617	19,98	2617	Ponto mudança irradiância
1,25	800	3199	19,54	3199	Irradiância constante
1,50	800	3237	25,03	3242	Início do reativo -Q
2,0	800	2993	-301,9	2999	Condição final

A Tabela 2 e o gráfico da Figura 12 apresentam a condição de operação do inversor injetando potência reativa na rede. Dois são os momentos a serem destacados : i) quando do aumento da irradiância provocando um aumento da potência ativa entregue para a rede; ii) quando da injeção de potência reativa na rede, momento este que ocorre uma redução da potência ativa entregue a rede.

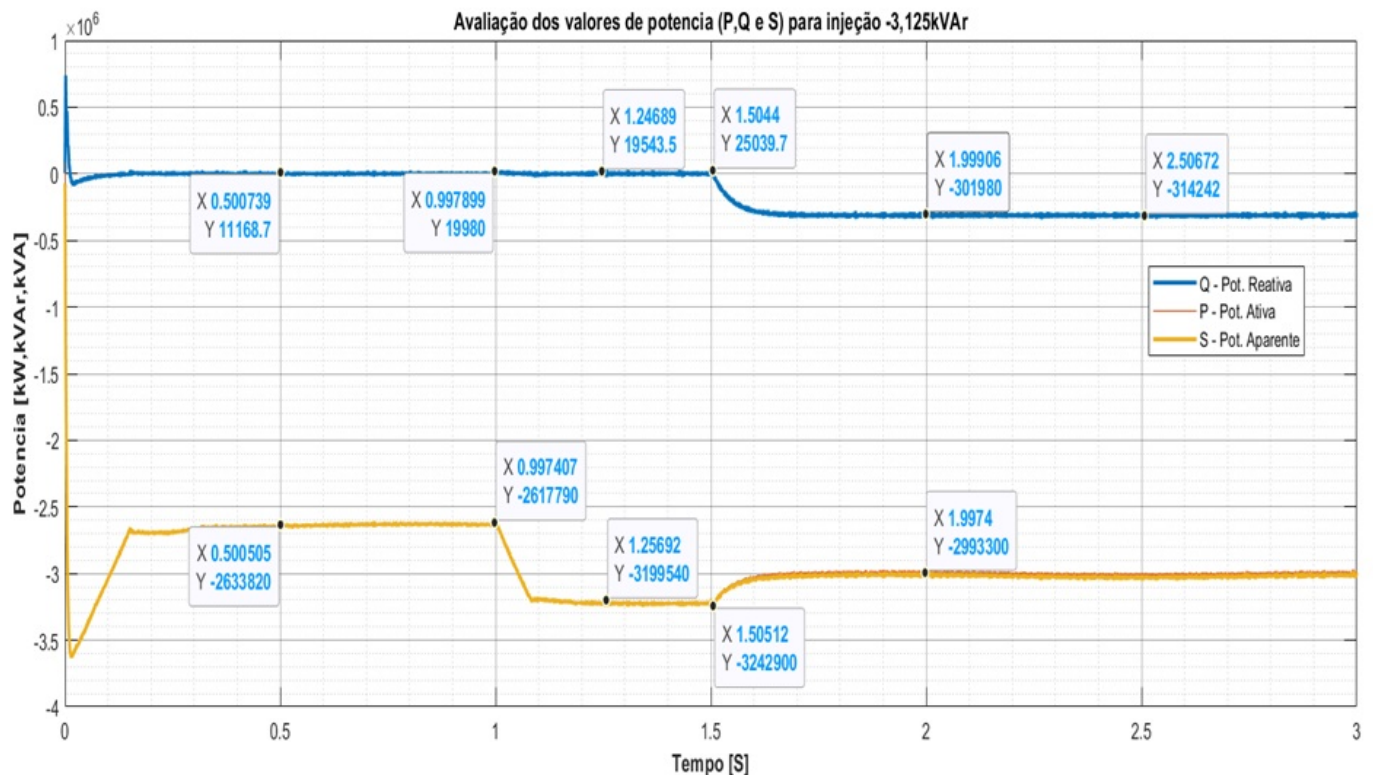


Figura 12 – Condição de simulação com injeção de potência reativa da rede

Ambas as simulações demonstram a capacidade do inversor em absorver e injetar reativo. A injeção de potência reativa reduz a quantidade de potência ativa fornecida para o sistema. No caso de absorção de potência reativa da rede favorece o aumento da potência ativa fornecida ao sistema. Contudo, essa é uma condição de operação da usina normalmente controlada por algoritmos mais complexos, associados a outros pontos de medição e de controle

2.8.2 - Condição de operação do MPPT

Outra importante simulação foi a condição de operação do MPPT, que representa a validação do algoritmo de busca do ponto de máxima potência. A tabela 3 apresenta a simulação da operação do MPPT com a

comparação dos valores teóricos e simulados. Para essa simulação foram levantados os valores teóricos de potência na condição de máxima potência, variando o valor de irradiância e temperatura, e comparado com os valores de simulação.

Tabela 3 – Comparação de valores de potência teórica x simulados – atuação do MPPT - algoritmo de busca

Irradiância [W/m ²]	Temp. [°C]	Potência para um modulo [W]	Valor Teórico [kW]	Valor simulado [kW]	Diferença [%]
1000	25	443,1	4127	4144	-0,38
750	25	332,1	3093	3102	-0,26
600	25	265,1	2469	2473	-0,13
300	25	130,4	1214	1215	-0,08
1000	45	411,1	3829	3840	-0,39
1000	35	426,6	3974	3992	-0,45
1000	25	443,1	4217	4144	-0,38
1000	20	448,1	4174	4220	-1,10

A Tabela 3 mostra a atuação do MPPT na busca dos valores do ponto de máxima potência (MPP), para ambas as condições avaliadas, temperatura constante e irradiância constante, os valores de variação foram inferiores a 1,5% indicando bons resultados no processo de atuação do MPPT. Segundo (VILLAVA, 05-2009) os valores de potência máxima calculada (P_{max}) e a máxima experimental ($P_{experimental}$ do *datasheet*) somente são obtidos com o ajuste do par de valores de resistência série (R_s) e da resistência paralela (R_p) dos painéis fotovoltaicos, garantindo que os valores sejam iguais no ponto de máxima potência. Para tal, o autor (VILLAVA, 05-2009) propõe um método de cálculo desses valores, onde permite conhecer os reais valores de resistência (R_s e R_p). Contudo, existem diferenças entre o modelo real de ensaio, e os modelos aplicados em simulações. Portanto, a diferença pode ser explicada pela variabilidade de ajuste entre o modulo teórico e os resultados de ensaios dos fabricantes.

2.8.3 Comportamento da geração frente a variação da irradiância e da temperatura

O comportamento de geração depende de dois fatores da irradiância e da temperatura. Essa condição pode ser demonstrada a partir do gráfico da figura 13 mostra esse comportamento.

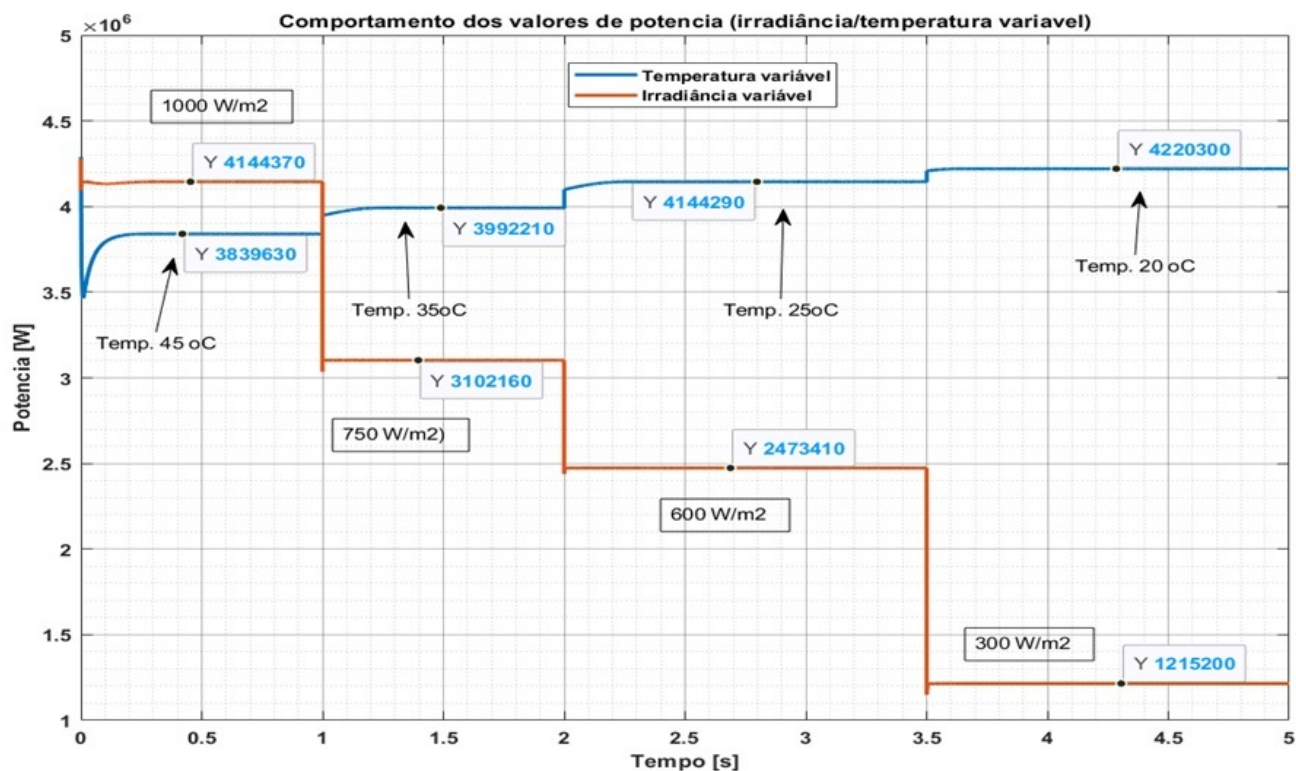


Figura 13 – Comparativo da geração para parâmetros de temperatura constante e irradiância constante. Para a condição de irradiância constante o efeito de redução da temperatura provoca uma elevação do nível de geração. Essa condição não ocorre de forma instantânea, existe um período de acomodação decorrente da variação da temperatura, “degrau de variação” entre os pontos de transição. Período este, quando o algoritmo do MPPT tem o seu “ajuste” para outro patamar de potência.

Já para um valor constante de temperatura o nível de geração depende diretamente do grau de irradiância presente, sendo a variação dependente dessa variável, ou seja, o aumento/redução da irradiância provoca o aumento/redução da geração.

2.8.4. Limites de operação da central inversora

O ponto de conexão comum é o ponto de interface entre a rede e o sistema da central inversora, em geral corresponde ao ponto de medição do cliente, ou seja, é o último ponto antes da Concessionária de Energia. A potência entregue no PCC depende de agentes externos, tais como temperatura e irradiância, parâmetros estudados nos itens anteriores. Para esse estudo de caso foram considerados 9316 painéis, distribuídos em 17 painéis em série e 548 painéis em paralelo. Considerando o dimensional dos painéis fotovoltaicos utilizados no estudo, 1134 mm x 1790 mm, uma área de 2,029 m², foi possível estimar a área do campo solar de influência do conversor, correspondendo a uma área em torno 18.902,16 m² ($\pm 1,9$ hectares = somente painéis fotovoltaicos).

O objetivo dessa etapa é apresentar os prováveis valores limites de potência, simulados a partir de alguns níveis fixos de irradiância e temperatura. Esses valores são apresentados na Tabela 4.

Tabela 4 – Limites fixos de potência por Irradiância

Irradiância [W/m ²]	Temperatura limite inferior	Potência Max. [kW]	Temperatura limite superior	Potência Max. [kW]
500	25 °C	2760	45 °C	2646
600		3037		2909
700		3300		3146
800		3521		3380
900		3793		3593
1000		3945		3840

A Tabela 4 apresenta os limites de operação da unidade inversora central de 3125kVA (potência de saída nominal base). Contudo, a especificação do fabricante da unidade conversora considera os seguintes valores: i) a potencia nominal do inversor de 3437 kW ; ii) o limite máximo de operação de 3780 kW (1,10 x potencia nominal).

Comparando os limites de especificação com os limites simulados, tem-se o limite de operação da central ultrapassado somente , quando da condição de irradiância situa em torno 1000 W/m², corresponde ao máximo valor de operação. Porém, o valor padrão de 1000 W/m², representa um limite teórico, em geral definido ao nível do mar, às 12:00 hs, quando o sol está no zênite, céu aberto, sem nuvens. Portanto, sendo um valor pouco provável de ser realizado.

Para os demais pontos da simulação, operação da central ocorre dentro dos limites da especificação.

3. Conclusão

Como conclusões, tem-se:

1. o modelo da central inversora permitiu o conhecimento de todas as etapas de controle desde os painéis fotovoltaicos, barramento CC, o MPPT, o circuito de sincronismo, o inversor, filtros até o ponto de conexão comum;
2. a aplicação do MPPT, através do algoritmo de busca demonstrou ter um bom desempenho na procura do ponto de máxima potência, garantindo um ganho na potência entregue pelo conversor. Esse desempenho foi demonstrado através da Tabela 3 – Valores comparativos – atuação do MPPT onde a diferença de resultados teórico e simulado foi inferior a 1,5%;
3. o processo de controle de potência reativa do modelo permitiu uma avaliação dos valores de potência reativa absorvida e/ou injetada. Para a operação do inversor absorvendo potência reativa tem-se um aumento da potência ativa fornecida para a rede. Porém, na condição de operação com injeção de potência reativa para a rede, ocorre uma redução da potência ativa entregue para a rede;
4. o modelo permitiu avaliação de dois dos principais parâmetros de influência na geração fotovoltaica: a irradiância e temperatura. Para a condição de irradiância constante um aumento da temperatura provoca uma redução da geração. Já para a condição de temperatura constante o geração será influenciada diretamente pelo nível de irradiância. Ou seja, o aumento da irradiância provoca o aumento da geração.
- 5.

Finalmente, o modelo permite simular as mais diversas condições de usina fotovoltaica centralizadas, permitindo as áreas de operação e planejamento, o conhecimento de condições de operação das usinas fotovoltaicas centralizadas.

4. Referências bibliográficas

VILLALVA, Marcelo G.; Jonas Rafael Gazoli; Ernesto Ruppert; Comprehensive approach to modeling and simulation of photovoltaic arrays, IEEE Transactions on Power Electronics, Vol. 24-No 5, May 2009.

VILLALVA, Marcelo G.; Jonas Rafael Gazoli; Ernesto Ruppert; Modeling and circuit-based simulation of photovoltaic arrays, 2009 - Brazilian Power Electronic Conference, 27 September 2009 – 01 October 2009, Bonito-Mato Grosso do Sul, Brazil.

VILLALVA, Marcelo G.; Ernesto Ruppert. Analysis and simulation of P&O MPPT algorithm using a linearized PV array model. 35th Annual Conference of IEEE Industrial Electronics, November, 2009

REZNIK, Aleksander; Marcelo G. Simões ; Ahmed Al-Durra; S. M. Mueen, LCL Filter design and performance analysis for grid-interconnected systems, IEEE-Transactions on Industry Applications, V.50, n° 2, April 2014

EICHKOFF, Henrique S Eichkoff; Roberta C Marques; Ana Paula C. Mello; Análise da Geração Distribuída para o Controle de Tensão e Potência Reativa em Sistemas Modernos de Distribuição, VII Congresso Brasileiro de Energia Solar – Gramado – RS, 17 a 20 de abril 2018.

SOUZA, Clodualdo V. , Projeto e desenvolvimento de fonte regenerativa para testes de transformadores de potência, Tese de Doutorado, Escola de Engenharia da UFMG, 2011, Belo Horizonte – Minas Gerais.