



UNIVERSIDADE FEDERAL DA PARAÍBA - UFPB
CENTRO DE ENERGIAS ALTERNATIVAS E RENOVÁVEIS - CEAR
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA



Gustavo Pessoa de Pontes

Trabalho de Conclusão de Curso

**Método de controle para geração distribuída conectado à rede
baseado em ganho de *droop* de corrente preciso e automático**

João Pessoa
2018

Gustavo Pessoa de Pontes

Método de controle para geração distribuída conectado à rede baseado em ganho de *droop* de corrente preciso e automático

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica como um dos pré-requisitos para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientadora: Profa. Dra. Camila Seibel Gehrke

João Pessoa
2018

Catálogo na publicação
Seção de Catalogação e Classificação

P814m Pontes, Gustavo Pessoa de.
Método de controle para geração distribuída conectado à rede baseado em ganho de droop de corrente preciso e automático / Gustavo Pessoa de Pontes. - João Pessoa, 2018.
44 f.

Monografia (Graduação) - UFPB/CEAR.

1. Geração Distribuída. 2. Estabilidade. 3. Teorema de Tellegen. I. Título

UFPB/BC

Agradecimentos

Em primeiro lugar agradeço a Deus por ter me iluminado por toda a minha trajetória até este momento, sem Ele nada disto seria possível.

Aos meus pais Ana Lucia Pontes e Odivio Pontes, a minha irmã Germana Pontes e aos meus avós Odilon Pontes e Maria Ana Pontes que foram a minha base durante todo este tempo, me incentivaram e sempre acreditaram em mim sob qualquer circunstância ao qual passei. Minha família é simplesmente a coisa mais importante que tenho na vida.

A minha orientadora Camila Gehrke que iluminou minha mente para encontrar as soluções de cada problema enfrentado, pela paciência de ensinar, por saber ampliar meus pontos fortes, compreender e me ajudar nos meus pontos fracos. Agradeço também pela oportunidade que me foi dada para trabalhar no grupo *Smart Grid Group*(SG2), que rendeu dois artigos e esse trabalho.

A todos os professores que contribuíram para a minha formação e que me guiaram pelo caminho do aprendizado.

Aos meus amigos de longa data Michael Cavalcante e Rennan Martins que me ajudaram não só com problemas relacionados com a universidade, como também a crescer pessoalmente. Agradeço a eles os momentos de companheirismo que me proporcionaram momentos dos quais nunca vou esquecer.

Aos meus colegas de curso, em especial Jean Cardoso e Douglas Medeiros que me ajudaram a passar pelos momentos mais difíceis do curso, como também me incentivaram a nunca desanimar quando tudo dava errado.

Por fim, gostaria de agradecer a todos que me ajudaram de forma direta ou indireta nesta trajetória.

Gustavo Pessoa de Pontes

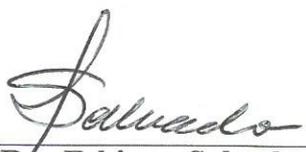
Método de controle para geração distribuída conectado à rede baseado em ganho de *droop* de corrente preciso e automático

Trabalho de Conclusão de Curso Submetido ao Departamento de Engenharia Elétrica como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Data de Aprovação: 05 / 11 / 2018

Nota: 9,0


Profa. Dra. Camila Seibel Gehrke (Orientadora)
Universidade Federal da Paraíba


Prof. Dr. Fabiano Salvadori (Avaliador)
Universidade Federal da Paraíba


Alexandre César de Castro (Avaliador)
Universidade Federal da Paraíba

Lista de Figuras

1	Microrrede em que é utilizado geração distribuída, os geradores são de energia eólica e solar. Há um elemento para armazenar energia que são as baterias e as cargas como residências e carros elétricos.	1
2	Tipos de configurações para geração distribuída	3
3	Esquemático sobre impedância virtual, figura retirada de [1].	4
4	Exemplo de <i>droop</i> $P - f$ (A) e $Q - V$ (B).	5
5	Resultados em [2]. (a) Potência ativa e reativa de cada fonte de energia distribuída (<i>Distributed Energy Resources</i>) (DER) com o controle clássico. (b) Potência ativa e reativa de cada DER com o controle baseado em $V - I$. Figuras retiradas de [2].	6
6	Resultados em [2]. (a) Tensão e corrente de cada DER com o controle clássico. (b) Tensão e corrente de cada DER com o controle baseado em $V - I$. Figuras retiradas de [2].	7
7	Inversor utilizado como fonte de corrente.	10
8	Formas de onda relacionadas ao inversor.	11
9	Rede de transmissão.	11
10	Formas de onda em cada ponto da rede.	12
11	Rede com geração distribuída (<i>Distributed generation</i>) (DG) conectado em $PCC=5$.	12
12	Diagrama de blocos do controle de <i>droop</i> .	13
13	Diagrama de blocos do ganho automático.	16
14	Característica do sistema.	17
15	Comportamento do sistema sem ganho.	17
16	Comportamento do sistema com ganho.	18
17	Diagrama de blocos.	19
18	onde v_g é o barramento infinito, Z_{th} é a impedância de Thevenin de toda a rede vista pela fonte de corrente, PCC é o ponto de acoplamento, V_N é a tensão no barramento, e Z_N é a impedância a ser conectada.	21
19	Cenário 2 - Tensão em $PCC = 5$, tensão eficaz em $PCC = 5$ e ganho k com o DG conectado com o controle proposto em $t=0, 6$ s.	23
20	Cenário 2 - i_{DG}^* é o sinal de referência e i_{DG} é a corrente do DG.	24
21	Cenário 3 - Tensão em $PCC = 5$ sob variação de carga linear.	24

22	Cenário 4 - Tensão em $PCC = 5$, tensão eficaz em $PCC = 5$ e ganho k com variação de carga.	25
23	Cenário 5 - Tensão em $PCC = 5$, tensão eficaz em $PCC = 5$ e ganho k conectado com um convencional DG.	25
24	Cenário 6 - Tensão eficaz em $PCC = 5$ e as referências de tensão desejada com o ganho de <i>droop</i> fixo.	26
25	Cenário 7 - Comportamento de V_{PCC} ao longo do tempo com controle de ganho de <i>droop</i> automático.	27
26	Cenário 7 - Variações de b , Z_{th} , v_{PCC} , v_{PCCant} , i_{DG} e i_{DG}	27
27	Cenário 7 - Comportamento de i_{DG} ao longo do tempo com controle de ganho de <i>droop</i> automático.	28
28	Esquemático do circuito experimental	28
29	Cenário Inicial.	29
30	O gráfico mostra o comportamento de V_{PCC} e o de baixo mos- tra a corrente do v_g	29
31	Comportamento das impedâncias de Thevenin vista pelo DG e temos a impedância que está sendo conectada no barramento Z_N	30

Lista de Abreviatura

CA - Corrente Alternada

CC - Corrente Contínua

DG - Geração Distribuída (*Distributed generation*)

PCC - Ponto Comum de Acoplamento (*Point of Common Coupling*)

PLL - Malha Fechada de Fase (*Phase Locked Loop*)

THD - Distorção harmônica total (*Total Harmonic Distortion*)

QEE - Qualidade da Energia Elétrica

DER - Fonte de Energia Distribuída (*Distributed Energy Resources*)

RES - Fontes de Energia Renovável (*Renewable Energy Sources*)

ESS - Sistema de Armazenamento de Energia (*Energy Store Energy*)

PWM - Modulação por Largura de Pulso (*Pulse Width Modulation*)

Lista de Símbolos

- P - Potência Ativa
 f - Frequência
 Q - Potência Reativa
 E - Tensão
 X - Admitância
 R - Resistência
 j - Número Imaginário
 i - Corrente
 v - Tensão
 I - Corrente em RMS
 V - Tensão em RMS
 Z - Impedância
 δ - Ângulo
 q - Chave do Inversor
 L - Indutância
 k_p - Constante de Posição
 $e(\infty)$ - Erro Estacionário
 P_c - Pólo do Controlador
 Z_c - Zero do Controlador
 i_{DG}^* - Corrente do Gerador Distribuído
 k - Ganho de Corrente do Gerador Distribuído
 b - *Droop* de Ganho
 v^* - Tensão Senoidal Desejada
 V^* - Tensão RMS Desejada
 Z_{th} - Impedância equivalente
 \mathbf{V} - Vetor de Tensão
 \mathbf{I} - Vetor de Corrente
 $\hat{\mathbf{V}}$ - Vetor de Tensão da Rede Adjunta
 $\hat{\mathbf{I}}$ - Vetor de Corrente da Rede Adjunta

Resumo

A maioria dos controles de geração distribuída (DG) utilizam um controle de potência por *droop* de P e Q para alcançar uma operação confiável de rede de distribuição. O controle de potência tem um tempo de resposta lenta, flutuações na frequência e no nível de tensão e também problemas de compartilhamento de potência entres os geradores. Este trabalho propõe um novo controle baseado no nível tensão ao invés da potência e um novo método para determinar de forma precisa o ganho de *droop* de corrente baseado na teoria de grafos e no teorema de Tellengen. O controle de geração distribuída opera por meio de redução ativa dependendo do nível de tensão e da compensação da queda de tensão. Os resultados provaram que o método é cooperativo e estável. Nesse trabalho há análise com variação da inclinação de *droop* para melhorar a operação sob variações de cargas e também uma análise de estabilidade. **Palavras-chave:** Geração Distribuída; Estabilidade;

Teorema de Tellegen.

Abstract

Most distributed generation (DG) controls utilize P and Q slope power control to achieve reliable distribution network operation. Power control has a slow response time, fluctuations in frequency and voltage level and also power sharing problems between generators. This work proposes a new control based on voltage level instead of power and a new method to determine the current slope gain based on graph theory and Tellegen's theorem. The distributed generation control operates by means of active reduction depending on the voltage level and the voltage drop compensation. The results proved that the method is cooperative and stable. In this work, there is an analysis with gain slope variation to improve the operation under load variations and also a stability analysis.

Keywords: Distributed Generation; Stability; Tellegen's Theorem.

Conteúdo

1	Introdução	1
1.1	Revisão bibliográfica	3
1.2	Objetivo	8
1.3	Objetivos específicos	8
2	Descrição do sistema	9
2.1	Inversor fonte de corrente (geração distribuída (<i>Distributed generation</i>) (DG))	9
2.2	Rede de transmissão	11
2.3	Princípio de operação	12
2.3.1	Controle de ganho de <i>droop</i> de corrente	13
2.3.2	Controle com ganho automático	15
2.3.3	Controle PI do inversor	16
2.3.4	Implementação do controlador	18
2.4	Análise da estabilidade	19
3	Resultados	23
3.1	Resultados do controle	23
3.2	Verificação experimental	28
3.3	Resultados da estabilidade	29
4	Conclusões	31

1 Introdução

Com o aumento do consumo de energia elétrica e com o aumento da preocupação com o meio ambiente, surgiram programas de diminuição da utilização de fontes de energia fóssil (políticas de zero carbono) consequentemente houve aumento da utilização de fontes renováveis, tais como eólica e solar. Diferente das fontes fósseis, as fontes renováveis são não despacháveis, intermitentes e não controláveis, isso impacta diretamente na forma de gerar e distribuir energia elétrica. O sistema mais utilizado para utilização de fontes renováveis conectadas a rede é a DG. A geração distribuída é o termo usado para designar a geração de energia elétrica realizada por consumidores de forma independente das concessionárias de energia elétrica. Esse sistema permite que o consumidor gere energia para o próprio consumo como também fornecer o excedente para a rede de distribuição da região. No Brasil a "Resolução Normativa Número 482, de 17 de Abril de 2012" da Agência Nacional de Energia Elétrica ANEEL regulamenta esse tipo de atividade. Nesse contexto defini-se como:

- Rede: Sistema de distribuição de energia da concessionária. Possuem alta indutância;
- Microrrede: rede de potência locais que operam em sincronia (conectado a rede) ou não com a rede (Microrredes isoladas). Não se caracterizam pelo tamanho, e sim pela funcionalidade. Possuem baixa relação reatância por resistência.

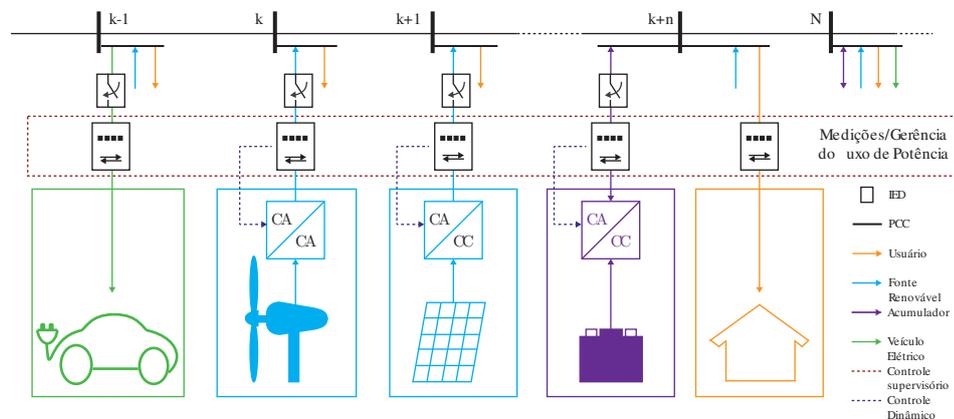


Figura 1: Microrrede em que é utilizado geração distribuída, os geradores são de energia eólica e solar. Há um elemento para armazenar energia que são as baterias e as cargas como residências e carros elétricos.

Na microrrede da Figura 1 tem-se: Elementos que são tanto consumidores quanto fornecedores de energia dependendo do momento, assim como as baterias; Elementos que apenas consomem como a residência e o carro elétrico; Elementos que em certos momentos fornecem energia e em outros não, como o gerador eólico e o solar que estão sujeitos as condições do tempo. Esse conjunto de elementos em uma microrrede permite várias configurações, permitindo flexibilidade de acordo com a necessidade. Porém essa flexibilidade aumenta a complexidade do sistema e para esse sistema funcionar é necessário um controle que garanta o bom funcionamento, ou seja, uma rede com qualidade, estabilidade e confiabilidade durante a sua operação. Para alcançar o controle que consiga compensar os problemas de uma microrrede vários estudos foram feitos para garantir um bom funcionamento de uma microrrede que utiliza DG. Os problemas mais comuns nessa situação são a regulação de tensão e a estabilidade da rede. Para que os equipamentos conectados a ela operem de forma adequada isso é o mínimo requerido. Através da qualidade

da energia elétrica (QEE) pode-se classificar o quão próxima a energia elétrica está do ideal. A QEE está associada diretamente com três fatores que são:

- Magnitude: Amplitude no intervalo entre 0,95 pu e 1,05 pu;
- Frequência: Sem variações de frequência da componente fundamental;
- Ausência de harmônicas: Ausência de outras componentes de frequência múltiplas ou não da frequência fundamental.

Os controladores para esse tipo de sistema são projetados visando cumprir as exigências citadas. A maioria dos controladores atuais são focados em controladores $P - f$ e $Q - V$, [3, 4, 5], esse controles são baseados em equações de fluxo de potência ativa e reativa que precisam ser calculadas e desacoplados, conseqüentemente possuem dinâmicas lentas e flutuações na frequência e na tensão com a mudança de cargas. Para superar esses problemas, controles baseado em resistências/indutância virtuais e controles adaptativos foram propostos, melhorando a estabilidade e o tempo de resposta, mas ainda apresentando não linearidades. Em [2, 6] um controle de *droop* de corrente foi proposto, simplificando o problema da não linearidade do compartilhamento de potência reativa e potência ativa para um problema linear de corrente compartilhada, por se basear em medições da própria rede sem a necessidade de um cálculo de fluxo de potência, o sistema apresentou um tempo de resposta mais rápido. Melhorando assim a resposta a variações de cargas.

Dependendo de algumas situações alguns controladores são mais indicados que outros. Isso varia devido as características do sistema em que o controlador será implantado. O tipo de aplicação também vai influenciar na escolha do tipo de sistema. A priori tem-se três situações: Microrredes conectadas a rede; Microrredes isoladas e DGs conectado diretamente na rede.

O uso de microrredes isoladas com fontes de energia renovável (*Renewable Energy Sources*) (RES) [7], tais como energia fotovoltaica e energia eólica, tem facilitado a eletrificação de pequenos vilarejos e bases de telecomunicações. Contudo, as fontes de energia renováveis estão sujeitas as variações climáticas que influencia diretamente na disponibilidade de potência. Essa situação requer a utilização de baterias para que o sistema continue funcionando mesmo quando RES não tenham potência suficiente para fornecer a carga, em outras palavras, um sistema de armazenamento de energia (*Energy Store Energy*) (ESS) assume a responsabilidade do sistemas equilibrando a relação de potência absorvida/entregue no sistema. Nesse tipo de rede o controle precisa decidir em qual configuração ele vai operar dependendo da quantidade de potência disponível. As configurações podem ser divididas em: Carregamento das baterias, esse modo ocorre quando existe a possibilidade de fornecer a potência excedente para as baterias; Potência fornecida apenas pela RES, caso as baterias estejam carregadas e as RES possuem potência suficiente para fornecer as cargas; Potência fornecida tanta pela baterias quanto pelas RES, como as fontes renováveis estão sujeitas a variações climáticas pode ocorrer a situação em que as mesmas não tenham a disponibilidade de fornecer toda a potência requerida pelas as cargas logo o que faltar de potência será fornecido pelas baterias; Potência fornecida pelas baterias, caso todas as RES estejam incapacitadas de fornecer potência elétrica por condições climáticas a unidade de ESS assume todo o fornecimento de potência requerida pela carga.

No caso em que existe a possibilidade de fácil conexão com a rede elétrica pode implementar sistema que é uma microrrede conectada a rede elétrica. A garantia de funcionamento do sistema é dada pela a rede. Pode ter a opção de colocar um banco de baterias, como uma forma de armazenar potência excedente produzida pelos DGs e assim aumentar o aproveitamento da energia proveniente das fontes renováveis. Da mesma forma é necessário um controle para gerenciar o funcionamento da unidade em si, como também um controle para decidir em qual modo

de operação o sistema vai funcionar. Dessa forma pode-se gerenciar de onde será fornecida a potência solicitada pela carga de acordo com a disponibilidade das RES.

Por último existe a situação em que os DGs são conectados à rede diretamente. Esse tipo de sistema é utilizado para integrar gerações de energia por fontes renováveis ao sistema elétrico de distribuição. Esse sistema permite que parte da potência solicitada pelas cargas ao longo da linha seja compartilhada tanto pela rede elétrica quando pelos DGs conectados a rede. Por se tratar de um sistema que está conectado diretamente a rede elétrica tem-se uma alta relação de reatância por resistência como também existe uma grande variação de carga ao longo do tempo. Os controladores que fazem essa integração da geração distribuída com a rede necessitam garantir alguns requisitos. Um dos principais requisitos é a regulação da rede, o controlador precisa manter a tensão da rede dentro da faixa especificada como também a estabilidade da rede sob variação constante de cargas. A injeção de potência pelo DGs não pode ser de forma independente, podendo ocorrer sobre e sub tensões na rede. Em alguns casos a melhoria de regulação de tensão da rede em um determinado ponto pode mudar o nível de tensão para fora da faixa desejada em outros pontos. O controle necessita também ser cooperativo com outros DGs ou seja funcionar em harmonia com outros DGs conectados em pontos diferente da rede procurando sempre manter o compartilhamento de potência mais uniforme. Com o sistema cooperativo é possível manter os níveis de tensão dentro da faixa especificada em todos os pontos da rede. O trabalho é focado em controladores para essa situação de forma que atenda as condições citadas como também apresentar uma boa resposta à variações de carga. Na Figura 2 está ilustrado cada uma das situações.

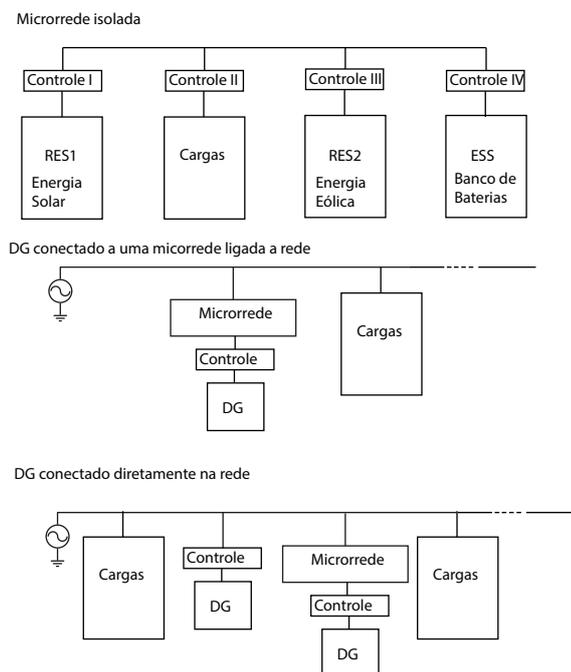


Figura 2: Tipos de configurações para geração distribuída

1.1 Revisão bibliográfica

Os controles clássicos são baseados em curvas de $P - f$ e $Q - V$. Existem outros tipos de controle baseados em *droop* de tensão e corrente, mostrado em [2]. A primeira definição apresentada em [2] separa os métodos de controle em dois grandes grupos definidos pela sua

forma de atuação no sistema, que são

- Métodos de controle centralizado;
- Métodos de controle descentralizado.

Os métodos de controle centralizado baseiam-se na ideia de um controle central comandando todos as demais fonte de energia distribuída (*Distributed Energy Resources*) (DER)s de forma que a rede mantenha a QEE. Precisa-se de uma alta largura de banda para a transmissão de dados entre os DGs e o controle central. Embora, esse método de controle melhore o sistema como um todo, está mais suscetível a instabilidades caso ocorra alguma falha na transmissão. Por isso, esse método necessita de redundância de comunicação, ou seja, mais de um meio de comunicação para que caso uma falhe tenha o outro meio para garantir a estabilidade dos sistema.

No caso do métodos de controle descentralizado existe a independência entre cada DERs. Isso é uma vantagem por não precisa de nenhum sistema de comunicação, pois cada uma das unidades possuem um sistema de controle próprio. Deve-se ter o cuidado nesse caso pois manter as características desejadas em um determinado ponto da rede pela ação do DER pode ocasionar pioras em outros pontos da rede. Dentre os métodos de controles descentralizados temos os que se baseiam no fluxo de potência ativa e reativa que são controles $P - f$ e $Q - V$ respectivamente. Esses métodos são utilizados em rede que possuem alta indutância, pois dessa forma é possível desacoplar as equações de potência ativas e reativas e assim conseguir utilizar esse método. O mesmo possui uma dinâmica lenta com flutuações de tensão e frequência em resposta à variações de cargas. Esse tipo de controle pode ser utilizado também em redes que possuem baixa relação X/R mas para isso é preciso utilizar uma impedância virtual na saída do inversor para aumentar essa relação e assim conseguir utilizar o controle de forma adequada.

Em [1] é comparado os métodos de controle local de microgrids. O métodos convencional baseado em impedância virtual em que é colocada uma impedância na saída do inversor ou essa impedância é implementada via *software* por meio do controle, isso é amplamente utilizado para desacoplar as equações de potência ativa e reativa também para eliminar as diferenças de potência reativa no microgrid. A impedância virtual é expressa em (1). Na Figura 3 tem-se o esquema do controlador baseado em impedância virtual.

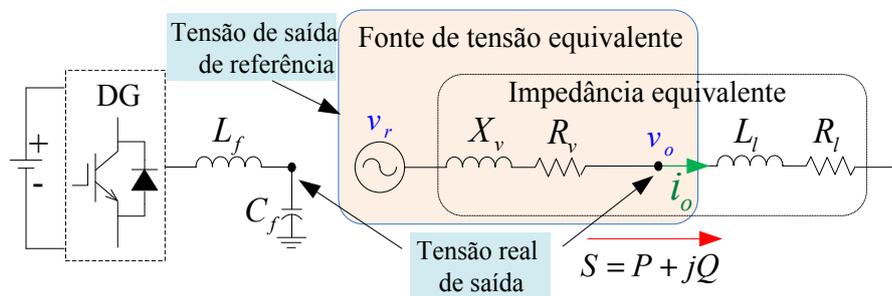


Figura 3: Esquemático sobre impedância virtual, figura retirada de [1].

$$v_o = v_r - Z_v \times i_o \quad (1)$$

Onde $Z_v = R_v + jX_v$ é a impedância virtual $v_0 = V_0 \angle \delta_0$ e i_0 são as saídas de tensão e corrente respectivamente e $v_r = V_r \angle \delta_r$ é a tensão de referência. De acordo com a Figura 3 é possível expressar a potência em função desses termos em (2).

$$V_0 \angle \delta_0 \left(\frac{V_r \angle \delta_r - V_0 \angle \delta_0}{R_v + jX_v} \right) = P + jQ \quad (2)$$

De acordo com [1] a partir das Equações (1) e (2) pode-se chegar, na expressão da variação de tensão e na variação de ângulo.

$$\Delta V = V_r - V_0 = \frac{R_v P + X_v Q}{V_0} \quad (3)$$

$$\delta_v = \delta_r - \delta_0 = \frac{X_v P - R_v Q}{V_0 V_r} \quad (4)$$

Para simplificar substituímos V_0 e V_r por V^* isso é aceitável pois a variação de tensão está dentro da tensão da faixa permitida da tensão nominal. Como a rede possui uma alta relação X/R pode-se considerar $R \approx 0$, com essa condição é possível desacoplar as equações de potência ativa (5) e potência reativa (6).

$$\delta_0 = \delta_r - m_d P \quad (5)$$

$$V_0 = V_r - n_d Q, \quad (6)$$

onde

$$m_d = \frac{X_v}{V^{*2}}; \quad n_d = \frac{X_v}{V^*}. \quad (7)$$

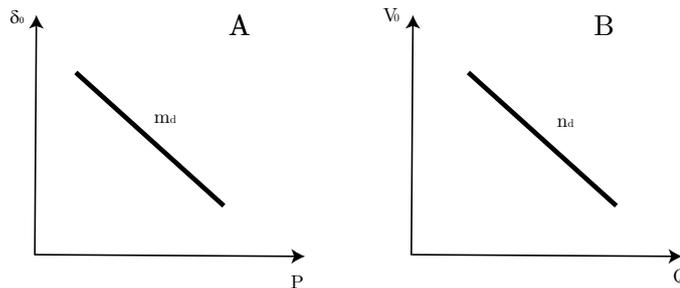


Figura 4: Exemplo de *droop* $P - f$ (A) e $Q - V$ (B).

Na Figura 4 há um exemplo ilustrativo de *droop* $P - f$ e $Q - V$ de acordo com as Equações (5) e (6). A frequência está diretamente ligada ao ângulo δ . Dessa forma as Equações (5) e (6) são regidas pela malha de realimentação de $P - f$ e por $Q - V$. Quanto maior o valor dos coeficientes m_d e n_d geralmente melhora o compartilhamento das potências porém aumenta as oscilações do sistema tornando-o um sistema menos amortecido.

Em [2] é apresentado um método de controle baseado em tensão e corrente $V - I$. Esse método de controle se baseia em medições de corrente e tensão da própria microrrede, dessa

forma esse controlador tem uma dinâmica mais rápida respondendo melhor à variações de carga como também um melhor compartilhamento de potência entre os DERs.

Na rede utilizada em [2] existe vários DERs conectados a rede como também várias cargas em cada um deles foi testando tanto o controle $P - f(\delta)$ e $Q - V$ como também o controle proposto em [2] que é regido pelo equacionamento em (8).

$$\begin{bmatrix} E_q^* \\ E_d^* \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} E_0 \\ 0 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} R_T & X_T \\ -X_T & R_T \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_q \\ i_d \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} f(i_q, i_d) \\ g(i_q, i_d) \end{bmatrix}, \quad (8)$$

onde E_q^* e E_d^* são os valores de referência em dq (transformada dq), E_0 é o valor da tensão sem cargas, R_T e X_T são os valores de resistência e reatância da linha de transmissão i_d e i_q são as componentes $d - q$ da corrente medida na saída do DER e as funções f e g são definidas como

$$\begin{bmatrix} f \\ g \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} m & l \\ -k & n \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_q \\ i_d \end{bmatrix}, \quad (9)$$

onde m , l , k e n são constantes escolhidas de acordo com a rede. Os resultados do controle clássico estão nas Figuras 5(a) e 6(a) e os resultados do controle baseado em $V - I$ estão nas Figuras 5(b) e 6(b). Cada DER é um gerador distribuído na rede em [2]

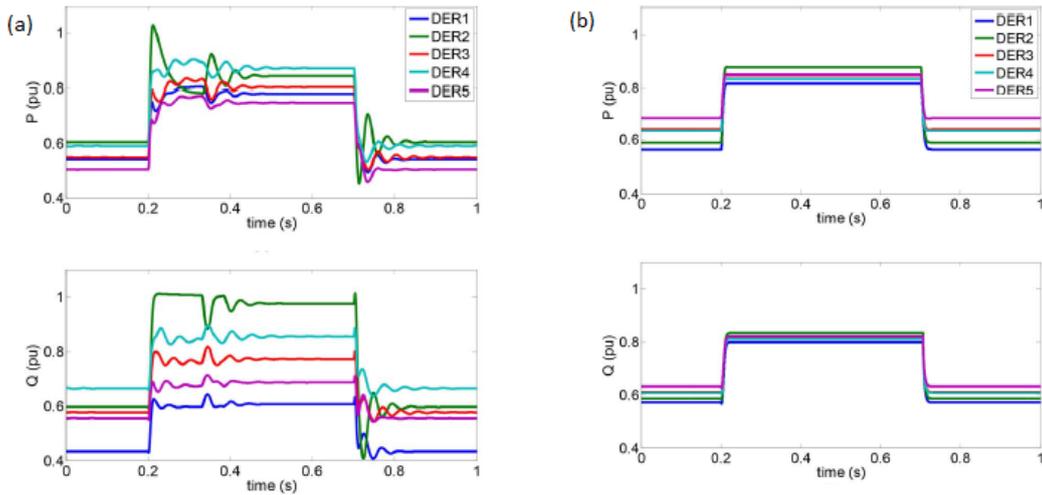


Figura 5: Resultados em [2]. (a) Potência ativa e reativa de cada DER com o controle clássico. (b) Potência ativa e reativa de cada DER com o controle baseado em $V - I$. Figuras retiradas de [2].

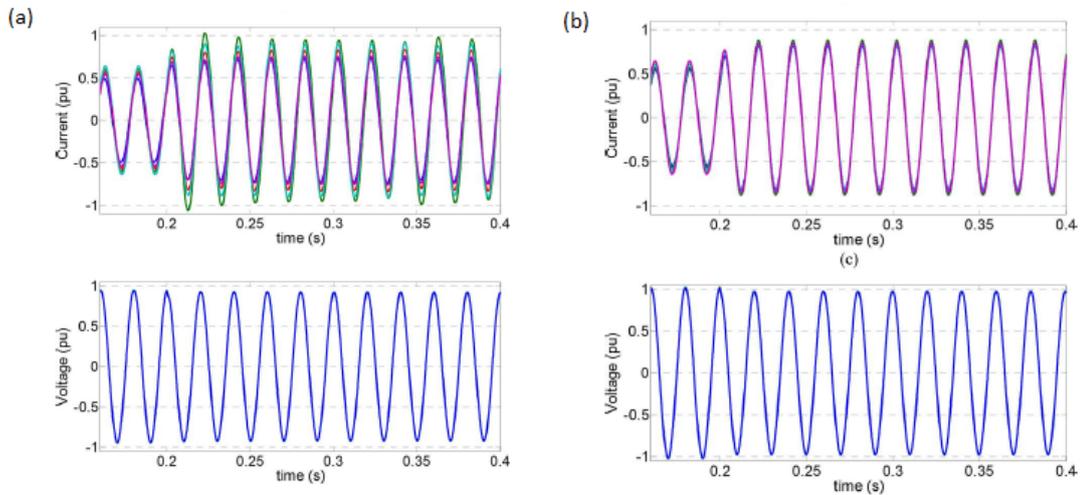


Figura 6: Resultados em [2]. (a) Tensão e corrente de cada DER com o controle clássico. (b) Tensão e corrente de cada DER com o controle baseado em $V - I$. Figuras retiradas de [2].

Por esses gráficos é possível notar alguns comportamentos característicos do controle clássico, como por exemplo, a dinâmica lenta notada nos gráficos de $P - Q$ demorando a se estabilizar no valor estacionário e também por sua oscilação. Nota-se também que compartilhamento de potência não é uniforme entre os DERs, alguns fornecendo mais potência que outros e a tensão se aproxima do desejado que é de 1 pu. Os gráficos das Figuras 5(b) e 6(b) são da mesma rede sob as mesmas condições foi apenas mudado o controle para o que está proposto em [2] que é baseado em $V - I$.

Com esse controle há grandes diferenças tais como a dinâmica do sistema que está rápido em comparação ao anterior, o compartilhamento das potências pelos DERs ficou mais uniforme como também a tensão está mais próximo do valor desejado. A desvantagem do sistema proposto é que se houver modificações na microrrede o mesmo controle não terá a mesma eficiência já que o mesmo foi projetado de acordo com as características da rede.

Outro ponto a se destacar é a estabilidade ainda mais que os sistemas de potência são forçados a operar próximos da sua carga nominal devido ao aumento da demanda de energia elétrica. Consequentemente, foi observado ao longo do tempo sérios blackout que ocorrem quando o sistema se torna instável, sendo que a causa da instabilidade é variada. Isto significa que com o aumento da demanda de energia é necessário cada vez mais que os sistemas que sejam auto-suficientes com relação a estabilidade e qualidade da energia fornecida.

Caracteriza-se uma instabilidade por uma tensão incontrolável em um certo ponto na rede após um distúrbio de potência. Este tipo de problema ocorre geralmente em sistemas com pouca margem de estabilidade ou em sistemas que tem pouco reserva de potência ativa. A instabilidade de tensão nada mais é que um fenômeno dinâmico onde ao invés de uma dinâmica lenta com a duração de alguns segundos passa a ser uma duração de alguns minutos. Apesar do problema de instabilidade ser complexo é preciso de um método eficiente, rápido e simples que calcule o quão longe o sistema estar do pior caso que é o colapso de tensão.

A maioria dos métodos utilizados são baseados na execução de fluxo de potência usando modelos convencionais das curvas $P - V$ ou $Q - V$ em alguns barramentos selecionados. Outros métodos utilizam uma linearização em torno do ponto de operação em vários pontos das curvas $P - V$ ou $Q - V$ [12]. Junto com a análise nodal todos esse métodos utilizam o sistema de matriz Jacobiana.

A ideia por trás dos métodos que usam a tensão local é que o fasor de tensão contém as informações para detectar diretamente a margem de estabilidade usando as medições realizadas direto do sistema. Esse sistema é atrativo desde de que as medições em tempo real dos fasores de tensão e corrente feitas nos barramentos do sistema estejam prontas para serem utilizadas pelo controle. Devido aos recursos computacionais estarem avançados esse método possibilita uma boa visão sobre a tensão de colapso e esse sistema pode ser usado online. Um dos desafios para a análise de estabilidade é encontrar um método mais simples que não seja necessário cálculos de fluxo e potência para determinar o quão próximo o sistema está da instabilidade.

De acordo com o exposto, é possível perceber as vantagens do controle $V - I$. Entretanto, os métodos encontrados na literatura apresentam ganhos fixos e altamente dependente da impedância da rede. Neste trabalho, pretende-se utilizar o controle $V - I$, porém adicionando um ajuste de ganho de inclinação automático. O ganho automático facilitará a conexão do DG em qualquer ponto de acoplamento da rede, dessa forma, o DG funcionará como *plug-and-play*.

1.2 Objetivo

Este trabalho propõe um método de controle para geração distribuída conectado á rede baseado em ganho de *droop* de corrente. O mesmo é calculada baseado na teoria de grafos e no teorema de Tellegen. O controle deve operar sob diferentes condições de carga e de forma cooperativa com outros convencionais DGs. Além disso, a DG opera para regular o nível de tensão para satisfazer as normas em [8, 9].

1.3 Objetivos específicos

- Desenvolver um controle que seja capaz de regular a tensão da rede de forma automática sob variação de cargas;
- Verificar se o controle é cooperativo com outros geradores distribuídos;
- Analisar o tempo de resposta do controle;
- Verificar a estabilidade do sistema sob variação de carga;
- Determinar e verificar quais são os limites de estabilidade do controlador.

2 Descrição do sistema

O funcionamento adequado dos equipamentos ligados a uma rede está associada as características como, tensões e correntes senoidais com amplitudes em seu valor nominal, tensões trifásicas equilibradas, frequência constante e ausência de harmônicos. O fator de potência é aconselhável ser próximo de um (quando não existe a necessidade de potência reativa na rede), pois dessa forma a rede terá mais potência ativa para fornecer a suas cargas. Essas condições fazem com que os equipamentos ligados a ela funcionem de maneira adequada, como também evitando desgastes nos equipamentos, conseqüentemente, aumentando sua vida útil. Entretanto, as redes de distribuição estão sujeitas a fenômenos que afetam a qualidade de energia, chamada de distúrbios.

Visando a qualidade da energia elétrica será apresentado um método para compensar a queda de tensão na rede de transmissão de maneira que os pontos da mesma fiquem com valores dentro das especificações (entre 1,05 pu e 0,95 pu) [8, 9]. O controle regula o quanto de potência o DG vai injetar na rede para regular a tensão. O DG neste trabalho é uma fonte DC, representando a tensão fornecida por alguma fonte renovável, e um conversor de corrente contínua (CC) para corrente alternada (CA).

Os conversores CC-CA são conhecidos como inversores. Os inversores tem a função de alterar uma entrada em CC, (podendo ser uma bateria, uma célula combustível, uma célula solar ou outra fonte CC) e converter em uma saída em CA, com amplitudes e frequências desejadas. Inversores possuem diversas aplicações, como por exemplo, acionamento de motores, fontes de alimentação ininterrupta, fontes de de alimentação auxiliares, entres outras aplicações. No caso deste trabalho o inversor tem a função de funcionar como uma fonte de corrente conectada a rede de transmissão.

A rede de transmissão foi modelada com elementos RLC para simular a queda de tensão e também o deslocamento de fase para cada ponto da mesma. O controle proposto pode ser separado em dois elementos. O primeiro é o controle de *droop* que vai determinar a corrente de referência e o segundo é o controlador proporcional integral (*PI*) que vai ser responsável por garantir que a corrente da saída do DG seja igual a corrente de referência.

2.1 Inversor fonte de corrente (DG)

Na Figura 7 tem-se o inversor utilizado, cada chave é comandada por um sinal resultado de uma modulação por largura de pulso (*Pulse Width Modulation*) (PWM) e em sua saída há um filtro *RL* em série.

Dependendo de quais chaves estão abertas ou fechadas a tensão da carga muda conforme as seguintes situações:

- Se a chave q_1 está fechada e \bar{q}_1 está aberta ($q_1 = 1$ e $\bar{q}_1 = 0$) obtém-se uma tensão de saída do primeiro braço de $v_{i1} = E$; Se a chave q_1 está aberta e \bar{q}_1 está fechada ($q_1 = 0$ e $\bar{q}_1 = 1$) obtém-se uma tensão de saída do primeiro braço de $v_{i1} = -E$.
- Se a chave q_2 está fechada e \bar{q}_2 está aberta ($q_2 = 1$ e $\bar{q}_2 = 0$) obtém-se uma tensão de saída do segundo braço de $v_{i1} = E$; Se a chave q_1 está aberta e \bar{q}_2 está fechada ($q_2 = 0$ e $\bar{q}_2 = 1$) obtém-se uma tensão de saída do segundo braço de $v_{i1} = -E$.

As chaves que estão no mesmo braço não podem ser ligadas ao mesmo tempo, pois assim

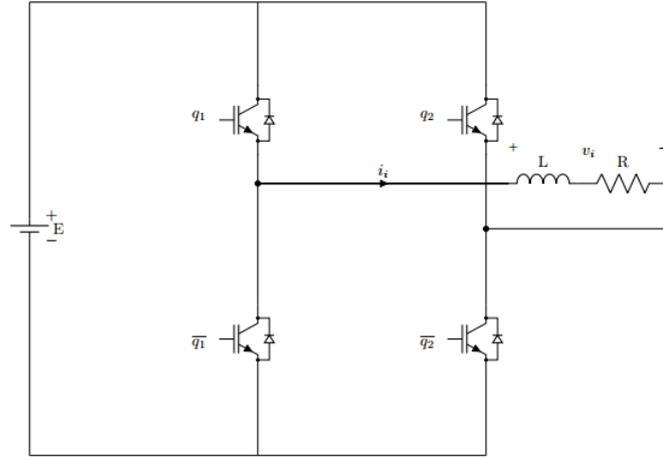


Figura 7: Inversor utilizado como fonte de corrente.

curta circuita a fonte. Dessa forma para se obter a tensão sobre a carga basta subtrair as tensão de cada braço (10).

$$v_i = v_{i1} - v_{i2} \quad (10)$$

$$= (q_1 E - \bar{q}_1 E) - (q_2 E - \bar{q}_2 E), \quad (11)$$

Como $\bar{q}_1 = 1 - q_1$ e $\bar{q}_2 = 1 - q_2$, logo

$$v_i = [(2q_1 - 1) - (2q_2 - 1)] E. \quad (12)$$

O sinal de comando para a chave q_1 é produzido comparando um sinal senoidal, denominado v_{ca1} , com um onda triangular, sendo assim, de posse desse sinal basta apenas inverter o mesmo e este será o sinal de comando para \bar{q}_1 . Para o sinal da chave q_2 é utilizado a mesma senoide defasada 180 graus, denominada v_{ca2} e comparar com o mesmo sinal triangular, para \bar{q}_2 basta utilizar o sinal de q_2 e inverter. Como a tensão de referencia é $v_{ca} = v_{ca1} - v_{ca2}$, sendo assim os valores de referência são calculados da seguinte forma

$$v_{ca1} = \frac{v_{ca}}{2} \quad (13)$$

e

$$v_{ca2} = -\frac{v_{ca}}{2}. \quad (14)$$

A comparação das senoides com a triangular resulta nas seguintes possibilidades

$$if(v_{ca1} > trian) \Rightarrow q1 = 1 \quad (15)$$

$$if(v_{ca1} < trian) \Rightarrow q1 = 0 \quad (16)$$

$$if(v_{ca2} > trian) \Rightarrow q2 = 1 \quad (17)$$

$$if(v_{ca2} < trian) \Rightarrow q2 = 0. \quad (18)$$

A tensão sobre a carga é de três níveis e possui componentes a componente de frequência de chaveamento para remover essa componente é necessário projetar um filtros passa-baixas para

obter uma tensão e corrente senoidais. Todos as formas de onda podem ser observadas na Figura 8.

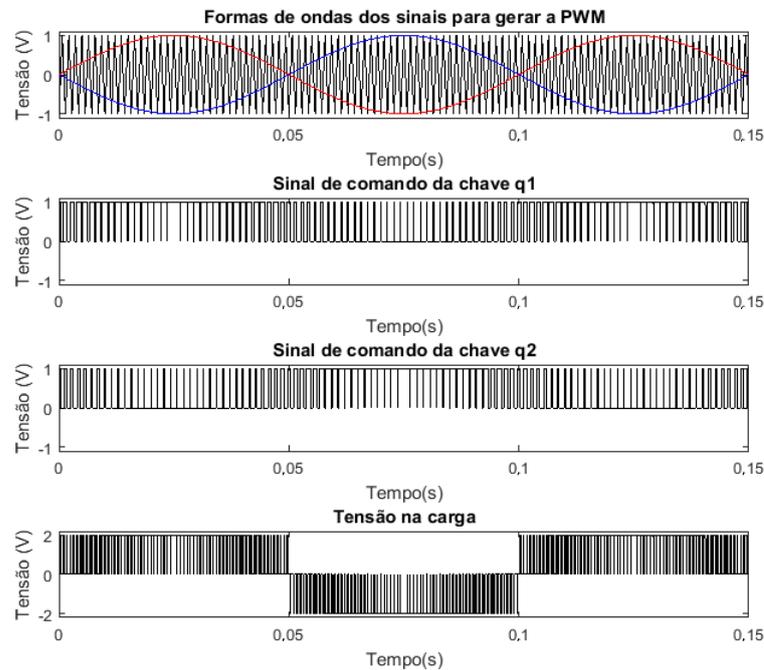


Figura 8: Formas de onda relacionadas ao inversor.

2.2 Rede de transmissão

A rede de transmissão foi modelada de acordo com [10], existe uma queda de tensão de ponto para ponto, e também uma defasagem. Segue o circuito que modela a rede [10]. A fonte da rede tem tensão eficaz de 220 V com uma frequência de 60 Hz, $R = 0,5 \Omega$ e $L = 0,1 \text{ mH}$. Segue as Figuras 9 e 10. Na Figura 10 tem-se a tensão em cada ponto de acoplamento da rede.

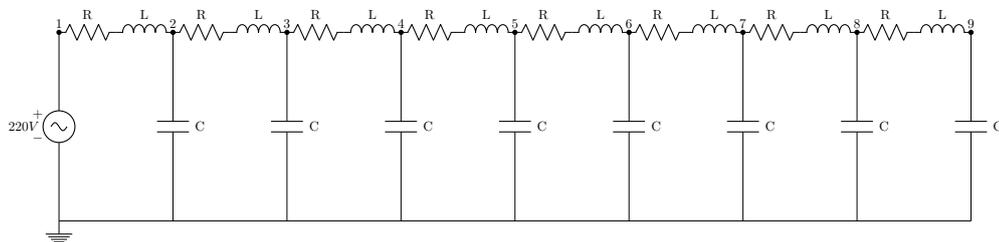


Figura 9: Rede de transmissão.

A rede está ilustrada na Figura 11 e os parâmetros estão na Tabela 1. A mesma grade de utilidade foi analisada pela primeira vez em [10].

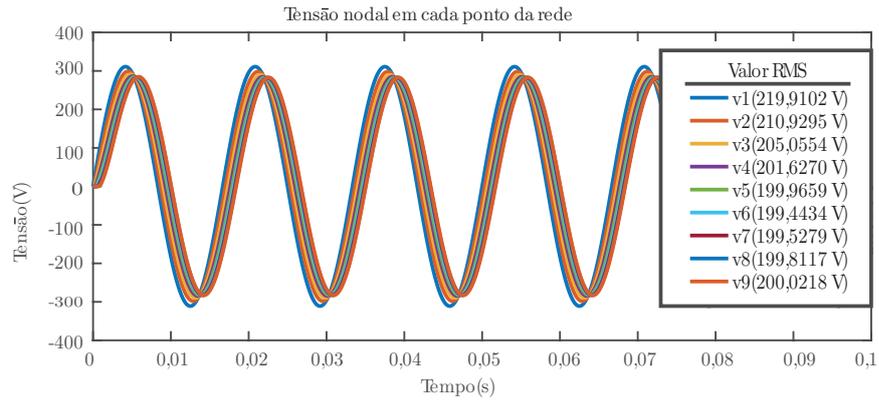


Figura 10: Formas de onda em cada ponto da rede.

Tabela 1: Rede e parâmetros do DG.

Parâmetros	Valor
V_g	220 V
f	60 Hz
R_g	0,5 Ω
L_g	0,1 mH
C_g	150 μ H
V_{DC}	400 V
L	10 mH
R	1,5 Ω

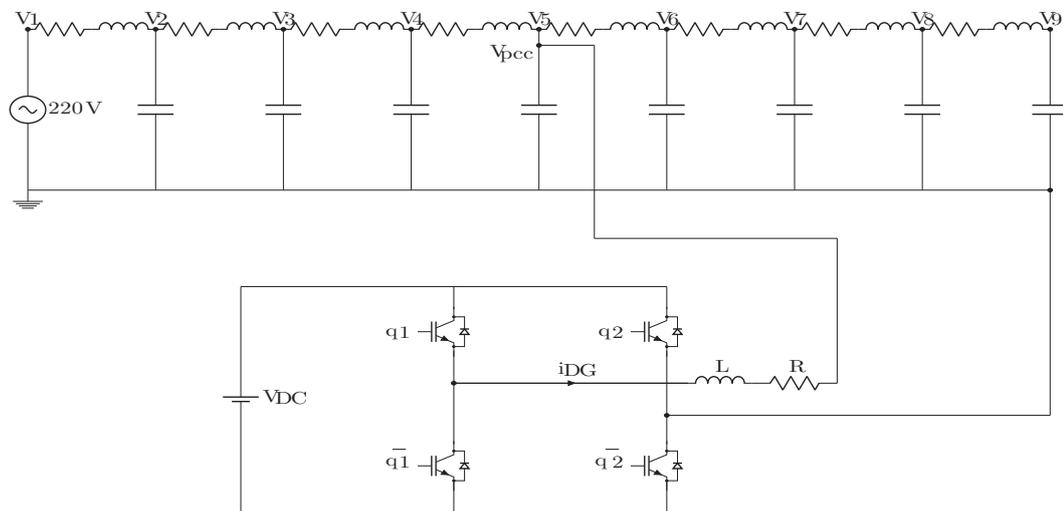


Figura 11: Rede com DG conectado em PCC=5.

2.3 Princípio de operação

Na Figura [12](#) tem-se o diagrama de blocos do controle para regular a tensão no ponto comum de acoplamento (*Point of Common Coupling*) (PCC).

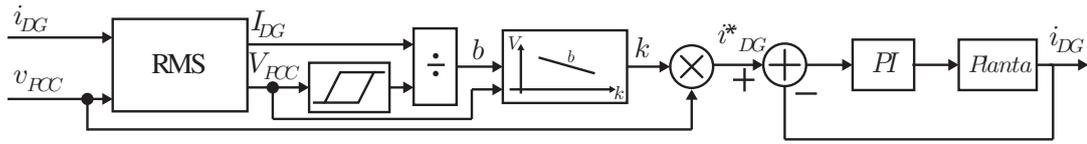


Figura 12: Diagrama de blocos do controle de *droop*.

O v_{PCC} é adquirido, seu valor eficaz é calculado, e então é verificado se o valor está dentro da faixa desejada ($v_{min}=0,95$ pu e $v_{max}=1,05$ pu). A faixa desejada é determinada para satisfazer as restrições dos padrões, [8, 9]. Se a tensão estiver fora do intervalo, um novo ganho k é calculado, caso contrário, o valor de k é mantido. Para evitar o cálculo de malha fechada de fase (*Phase Locked Loop*) (PLL) e garantir fator de poder unitário, k é multiplicado por v_{PCC} adquirido, resultando no i_{DG}^* , como está definido na Equação (19). O controle *PI* tem a função de fazer com que o DG injete uma corrente iguala a da referência i_{DG}^* .

$$i_{DG}^* = k v_{PCC}. \quad (19)$$

O ganho k é dado por,

$$k = b(V^* - V_{PCC}), \quad (20)$$

onde v^* é a tensão desejada e b é o ganho de *droop*. Como o controlador opera com o valor eficaz, a constante de tempo do controle precisa ser no máximo $1/f$, onde f é a frequência fundamental.

Além disso, para determinar o ganho de *droop* (b), a teoria dos grafos e o teorema de Tellegen são usados [11, 12]. A teoria de grafos pode resolver circuitos enumeradores, arbitrários, e ramificações de uma determinada topologia. O teorema de Tellegen complementa a teoria assegurando que a soma de todas as tensões e correntes de uma dada topologia permaneça zero se as leis de Kirchoff forem satisfeitas. Como o teorema de Tellegen é válido para qualquer topologia concentrada, que contenha quaisquer elementos, lineares ou não lineares, passivos ou ativos, variáveis no tempo ou invariantes no tempo, independentemente da impedância, corrente ou variação de tensão, qualquer variável pode ser determinada, desde que a topologia considerada permaneça a mesma. Assim, se uma variação de corrente de DG é imposta e a variação de tensão é medida, a impedância equivalente de PCC (Z_{th}) pode ser determinada pela medição das duas variáveis e sabendo que o ganho é multiplicado por v_{PCC} , b valor pode ser determinado com precisão com a Equação (21)

$$b = \frac{|\Delta I_{DG}|}{|\Delta V| V_{PCC}}. \quad (21)$$

2.3.1 Controle de ganho de *droop* de corrente

O controle de *droop* determina o quando de corrente será necessário ser injetado na rede para que a tensão fique dentro do valor desejado. A lógica do controle de *droop* está basicamente em atribuir um valor para a diferença do valor medido na rede para o valor que se deseja e multiplicando isso por uma uma constante para assim determinar a referência de corrente para o inversor e conseqüentemente fornecer a corrente calculada cuja amplitude é determinada pela variável k .

O valor de k da equação é multiplicado pela senoide de tensão que é medida pelo ponto de acoplamento, pois dessa forma a senoide de referência para o inversor terá a mesma fase, evitando

problemas como também não é necessário usar um PLL com a finalidade de ajustar a fase. Então a expressão que representa a o valor eficaz da corrente que será injetada na linha é

$$I_{DG}^* = b|V^* - V_{pcc}|V_{pcc} \quad (22)$$

Uma histerese foi colocada para recalculer os valores quando apenas quando V_{pcc} está fora da faixa de valores desejados.

Para determinar o valor de b foi criado um programa de resolução de circuitos baseado em grafos método descrito em [11]. Para determinar o valor b é necessário calcular qual é a impedância equivalente (Z_{th}) vista pelo DG. Utilizando o programa foi calculado o valor das tensão nodais de cada ponto da Figura 9 o resultado foi

$$V = \begin{bmatrix} 220 \text{ V} \\ 210,84 \text{ V} \\ 20,90 \text{ V} \\ 201,46 \text{ V} \\ 199,85 \text{ V} \\ 199,42 \text{ V} \\ 199,59 \text{ V} \\ 199,95 \text{ V} \\ 200,19 \text{ V} \end{bmatrix}$$

Os valores obtidos pelo programa foram próximos da simulação mostrada na Figura 10 Sabendo-se disso foi colocado uma fonte de corrente em $PCC = 5$ de maneira que tenha a mesma fase da tensão. A fase da tensão em $PCC = 5$ é de $153,64^\circ$ como a fonte de corrente colocada estar no sentido oposto ao adotado a fase da corrente injetada será de $-26,36^\circ$. Para encontrar o valor da magnitude da corrente foi utilizado o seguinte cálculo. É injetada uma corrente qualquer para saber qual é a impedância equivalente. Sendo assim utilizando a expressão (23)

$$v^* = v_{pcc} + Z_{th} i_{DG}^* \quad (23)$$

onde v^* a tensão depois que se injeta a corrente i_{DG}^* . Para calcular o valor de Z_{th} é utilizado uma corrente arbitraria de $10\angle 26,36^\circ$. Através do programa é encontrado o valor

$$v^* = 217,077\angle 152,05^\circ \text{ V} \quad (24)$$

Com esse resultado é possível determinar a impedância resultante

$$Z_{th} = \frac{v^* - v_{pcc}}{i_{DG}^*} \quad (25)$$

$$= \frac{217,077\angle 152,05^\circ - 199,85\angle 153,64^\circ}{10\angle 26,36^\circ} \quad (26)$$

$$= 1,81707\angle 160,64^\circ \Omega \quad (27)$$

É possível comprovar a expressão de b mostrada em (21) como também calcular um valor já que sabe-se o valor de Z_{th} . Como a corrente injetada está em fase precisamos apenas calcular o módulo de b . Rearrajando a Equação (23)

$$I_{DG}^* = \frac{V^* - V_{pcc}}{Z_{th}} \quad (28)$$

Multiplicando e dividindo a Equação (29) por V_{pcc}

$$I_{DG}^* = \frac{V^* - V_{pcc}}{Z_{eq} V_{pcc}} V_{pcc} \quad (29)$$

Comparando (22) com (29)

$$b = \frac{1}{Z_{th} * V_{pcc}} = 0,0028, \quad (30)$$

consequentemente, o valor eficaz da corrente a ser injectada na rede é

$$I_{DG}^* = b(V^* - V_{pcc})V_{pcc} \quad (31)$$

$$= 0,0028(220 - 199,85) \times 199,85 \quad (32)$$

$$= 11,27 \text{ A}. \quad (33)$$

Pelo programa, após injectar a corrente calculada o resultado obtido pelo programa foi

$$V = \begin{bmatrix} 220 \text{ V} \\ 215,6278 \text{ V} \\ 214,8646 \text{ V} \\ 216,7408 \text{ V} \\ 220,3330 \text{ V} \\ 219,8528 \text{ V} \\ 220,0442 \text{ V} \\ 220,4352 \text{ V} \\ 220,7097 \text{ V} \end{bmatrix}.$$

Note que , $v_5 = 220 \text{ V}$, é exatamente o valor desejado. A Equação (30) pode ser expressa em função da variação de tensão e corrente, assim expresso como (21). Pelo teorema de Tellegen, qualquer variação pode ser recalculada por esta equação, pois a topologia do circuito não muda, mesmo para cargas não lineares. Além disso, apenas a tensão DG é exigida para calcular o valor de amortecimento, outras tensões podem ser usadas para explorar um controle centralizado.

2.3.2 Controle com ganho automático

Quando as cargas são conectadas na rede da concessionária, a impedância equivalente é modificada e, consequentemente, o ganho de *droop* fixo, não é suficiente para manter uma operação adequada do sistema. Assim, para resolver este problema, o controle determina o ganho *droop* baseado nas medições de corrente do DG e da tensão do PCC, quando os valores de tensão do PCC estão fora dos valores desejados.

Para o primeiro cálculo de b o DG injeta um corrente inicial e mede a variação de tensão. Com as variações de tensão e corrente consequentes da injeção de uma corrente inicial é calculado o valor de Z_{th} . A partir da do valor da impedância o controle calcula a inclinação do ganho e consequentemente qual é a amplitude da corrente que é necessária para regular a tensão. Uma vez com a tensão regulada por esse processo inicial o controle monitora o valor da tensão do ponto de acoplamento. Caso a tensão de PCC sai da faixa desejada é recalculado o b e uma nova corrente é injectada para regular a tensão da rede.

$$\frac{\Delta V}{\Delta I} = \frac{V_{PCC} - V_{PCCant}}{I_{DG}^* - I_{DGant}^*} \quad (34)$$

e

$$Z_{th} = \frac{\Delta V}{\Delta I}. \quad (35)$$

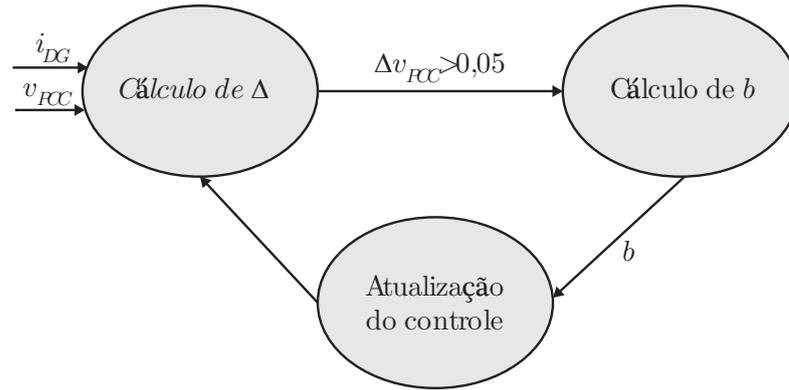


Figura 13: Digrama de blocos do ganho automático.

Assim b pode ser calculado para cada situação quando uma carga é conectada e mantendo V_{PCC} no intervalo desejado. De acordo com a Figura 13, quando b é válido, o *droop* é atualizada no bloco de controle. A corrente DG é ajustada, corrigindo a tensão em PCC. Assim, o Δv deve ser restrito a uma nova variação no sistema.

2.3.3 Controle PI do inversor

A planta é uma impedância RL em série. Portanto, a planta é de primeira ordem cuja função de transferência está em (36)

$$H(s) = \frac{1}{sL + R}. \quad (36)$$

Na Figura 14 existem dois problemas que são o erro estacionário e seu tempo de resposta lento. Dessa forma é necessário um controle que seja capaz de zerar o erro em regime estacionário e também deixar a resposta da planta mais rápida, para isso usa-se PI. O valor do resistor (R) usado é de $1,5 \Omega$ e o indutor (L) é de 10 mH . Pode-se calcular o erro estacionário da seguinte forma

$$kp = \lim_{s \rightarrow 0} \frac{1}{s10 \times 10^{-3} + 1,5} = \frac{2}{3} \quad (37)$$

$$e(\infty) = \frac{1}{1 + kp} = 0,6 \quad (38)$$

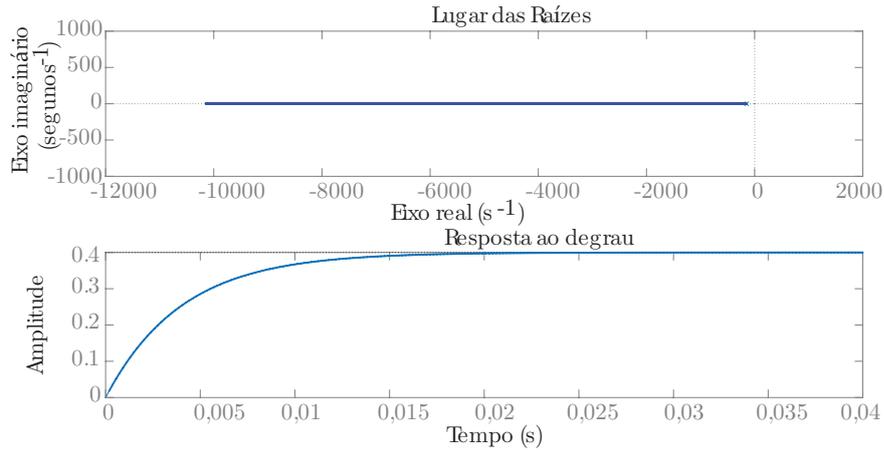


Figura 14: Característica do sistema.

Sabendo-se da planta e suas características o controle PI foi escolhido tanto pela sua simplicidade de projeto como também pela fácil implementação no tempo discreto. Para calcular seus ganhos foi suposto um erro estacionário mínimo, então escolhendo um erro estacionário de $12,5 \times 10^{-7}$, almejando-se um erro mínimo, a constante $kp1$ é dado por

$$kp1 = \frac{1 - e(\infty)}{e(\infty)} = \frac{1 - 12,5 \times 10^{-6}}{12,5 \times 10^{-6}} \simeq 8 \times 10^5. \quad (39)$$

Agora escolhendo um pólo $p_c = 0,01$ pode-se encontrar o zero (z_c) do controlador

$$\frac{kp1}{kp} = \frac{z_c}{p_c} \quad (40)$$

$$\frac{80000}{\frac{2}{3}} = \frac{z_c}{0,01} \quad (41)$$

$$z_c = 12000. \quad (42)$$

Logo o controlador PI terá a seguinte função de transferência

$$PI(s) = \frac{s + z_c}{s + p_c} = \frac{s + 12000}{s + 0,01} \approx \frac{s + 12000}{s}. \quad (43)$$

Utilizando esse controlador obtemos o resultado da Figura [15](#)

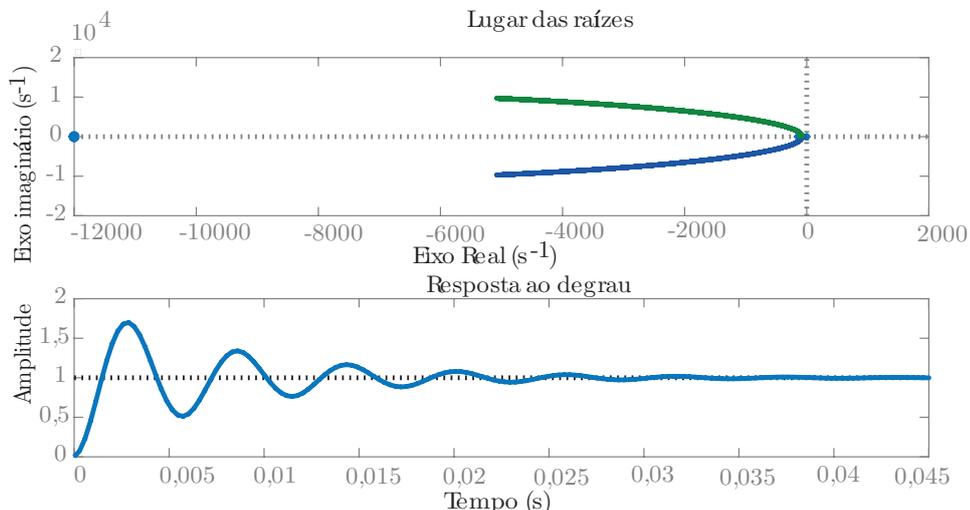


Figura 15: Comportamento do sistema sem ganho.

Apesar do problema do erro em regime permanente ter sido solucionado é necessário deixar o sistema mais rápido para isso basta colocar um ganho no controlador. Com um ganho de 10 a função de transferência do controlador é dada por (44)

$$PI(s) = \frac{10s + 1,2 \times 10^5}{s}. \quad (44)$$

As razões por escolher o valor $L = 10$ mH pode ser justificadas. O valor da indutância do inversor precisa ser maior do que o valor da indutância equivalente da linha, dessa forma, quando o inversor for conectado a rede sua influencia deve ser mínima. A impedância equivalente da rede é aproximadamente 2 mH. Veja a seguir a comparação entre a resposta da planta quando a rede esta conectada e quando a mesma esta desconectada.

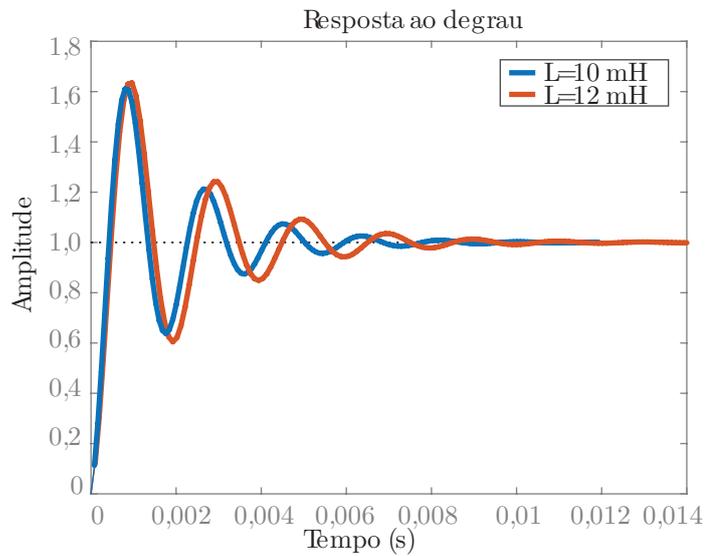


Figura 16: Comportamento do sistema com ganho.

Note que em ambos os casos o sistema tem uma tempo de resposta mais rápido que a frequência de chaveamento do inversor

2.3.4 Implementação do controlador

A implementação do controlador é feita por meio digital, ou seja, discretizando o controlador. Para isso, basta utilizar a aproximação de Tustin dada em (45)

$$s \rightarrow \frac{2z - 1}{Tz + 1}. \quad (45)$$

O elemento T esta relacionado com o tempo de amostragem. Considerando

$$t_z = \frac{T}{2}. \quad (46)$$

O controle pode ser representado de forma genérica da seguinte forma

$$PI(s) = k_p + \frac{k_i}{s}, \quad (47)$$

onde, $k_p = 10$ e $k_i = 1,2 \times 10^5$. A entrada do controle *PI* é o erro com relação a uma referência chamada de $E(s)$ e a saída do controle será $Y(s)$. Substituindo as Equações (45) e (46) na Equação (47)

$$\frac{Y(s)}{E(s)} = k_p + \frac{k_i}{s} \quad (48)$$

$$\frac{Y(z)}{E(z)} = k_p + t_z \frac{k_i(z+1)}{(z-1)} \quad (49)$$

$$Y(z)z - Y(z) = E(z)z(t_z k_i + k_p) + E(z)(t_z k_i - k_p). \quad (50)$$

Para implementar essa equação é necessário encontrar uma equação a diferença equivalente. Sendo assim, aplicando a inversa da transformada *Z* e deslocando no tempo

$$u(k) = u(k-1) + e(k)(t_z k_i + k_p) + e(k-1)(t_z k_i - k_p), \quad (51)$$

Discretizando também a planta para a verificar o controle projetado

$$u(k) = \frac{1}{R+L} (u(k-1)(L - R t_z) + y(k)t_z + y(k-1)t_z). \quad (52)$$

Na Figura 17 o diagrama de blocos representa o sistema discretizado

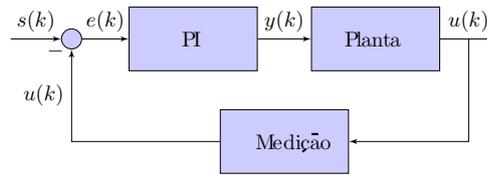


Figura 17: Diagrama de blocos.

2.4 Análise da estabilidade

Para estudar o controle apresentado com o foco na estabilidade do sistema é preciso de ferramentas teóricas para definir quais são os limites em que o sistema é estável. Portanto, é apresentada a ferramenta teórica com o objetivo de determinar quais são os limites teóricos. O principal teorema utilizado aqui é o teorema de Tellegen. Em [12] podemos observar o mesmo embasamento para resolver outro problema relacionado a estabilidade e será usado de maneira adaptada a situação em foco. O teorema de Tellegen afirma que a soma de todas as potências da rede é igual a zero e mesmo após que a rede seja alterada isso ainda continua válido. Esse teorema pode ser expresso pela Equação (53)

$$\sum_{m=1}^l v_m^a i_m^a = \sum_{m=1}^l v_m^b i_m^b = 0 \quad (53)$$

onde m é o número do ramo (seguimento entre dois PCCs da rede), l é o número total de ramos, v_m^a e i_m^a representam a tensão e corrente no ramo m antes da alteração, respectivamente, v_m^b e i_m^b representam a tensão e corrente no ramo m depois da alteração, respectivamente. Simplificando a mesma expressão para uma expressão vetorial.

$$\mathbf{V}^T \mathbf{I} = [v_1 \ v_2 \ \cdots \ v_l] \begin{bmatrix} i_1 \\ i_2 \\ \vdots \\ i_l \end{bmatrix} = 0 \quad (54)$$

onde \mathbf{V}^T é o vetor transposto das tensões dos ramos e \mathbf{I} é o vetor das correntes dos ramos. A rede modificada é chamada de rede adjunta e desde de que a rede adjunta possua o seu grafo com a mesma topologia pelo teorema de Tellengen

$$\hat{\mathbf{I}}^T \Delta \mathbf{V} - \hat{\mathbf{V}}^T \Delta \mathbf{I} = 0 \quad (55)$$

onde $\Delta \mathbf{V}$ e $\Delta \mathbf{I}$ representa os vetores da variação dos valores complexos de tensão e corrente em todos os ramo da rede por na rede e $\hat{\mathbf{I}}$ e $\hat{\mathbf{V}}$ representa a os valores complexos de tensão e corrente de cada ramo da rede adjunta. Definindo quais são as possíveis alterações que podem ocorrer mantendo-se a sua topologia.

Na rede adjunta pode ter modificações de potência complexa que será representado como ΔS_N , onde N é o números do ponto de acoplamento da rede (PCC), ou seja, cada ponto de acoplamento é um barramento de número N e também mudança na matriz de admitância $\Delta \mathbf{Y}$. Essas alterações podem ocorrer em três formas diferentes.

- Conjunto S , corresponde ao barramento infinito que no caso é a fonte de tensão V_g .
- Conjunto G , corresponde aos barramentos remanescentes (fontes ou cargas conectadas).
- Conjunto R , corresponde a todos os elementos de impedância da rede.

Para simplificar a análise, a Equação (55) será dividida em três partes para analisar os casos de forma isolada. Sendo assim, a Equação (55) pode ser escrita da pela Equação (56)

$$(\hat{\mathbf{I}}_S^T \Delta \mathbf{V}_S - \hat{\mathbf{V}}_S^T \Delta \mathbf{I}_S) + (\hat{\mathbf{I}}_G^T \Delta \mathbf{V}_G - \hat{\mathbf{V}}_G^T \Delta \mathbf{I}_G) + (\hat{\mathbf{I}}_R^T \Delta \mathbf{V}_R - \hat{\mathbf{V}}_R^T \Delta \mathbf{I}_R) = 0. \quad (56)$$

O barramento infinito é modelado como uma fonte sem impedância de saída (dependendo da proximidade com o barramento essa impedância é desprezível), e como uma fonte de tensão e frequência constantes, conseqüentemente $\Delta \mathbf{V}_S = \mathbf{0}$. Considerando que o controle proposto mantém a tensão no ponto de acoplamento fixas ou com variações insignificantes, obtém-se corrente nula no barramento infinito $\Delta \mathbf{I}_S = 0$. Dessa forma a contribuição do barramento infinito é nula

$$(\hat{\mathbf{I}}_S^T \Delta \mathbf{V}_S - \hat{\mathbf{V}}_S^T \Delta \mathbf{I}_S) = 0. \quad (57)$$

Analisando a contribuição dos ramos da rede que são os elementos que modelam a rede de transmissão. Como o controle DG mantém a tensão constante em PCC sem variações de tensão nos ramos da rede portanto, $\Delta \mathbf{V}_R = 0$ e como não tem alterações nas impedâncias que modelam a rede, a variação da matriz de admitância é nula, $\Delta \mathbf{Y} = 0$, ou seja, se mantém inalterada e como consequência as variações de corrente são nulas $\Delta \mathbf{I}_R = 0$. Dessa forma,

$$(\hat{\mathbf{I}}_R^T \Delta \mathbf{V}_R - \hat{\mathbf{V}}_R^T \Delta \mathbf{I}_R) = 0. \quad (58)$$

Assim da equação (56) sobra apenas com a seguinte parte corresponde aos barramentos remanescentes. Apesar do valor total dessa parcela ser nulo, os valores de ΔV_G e ΔI_G não são nulo.

$$(\hat{\mathbf{I}}_G^T \Delta \mathbf{V}_G - \hat{\mathbf{V}}_G^T \Delta \mathbf{I}_G) = 0. \quad (59)$$

Dentro desse conjunto G é de suma importância destacar que as cargas que foram conectadas no barramento são modeladas como fontes e estão na categoria e portanto pertencem ao conjunto em questão. Considerando o barramento N , uma carga com a potência complexa $S_N = P_N + jQ_N$ e com uma impedância $Z_N = \frac{V_N}{I_N}$ conectada ao restante do sistema de potência, baseado na simplificação da rede na Figura 18. O barramento infinito fornece parte da potência necessária a rede, mas devido ao controle que mantém o ponto de acoplamento em uma tensão fixa, dessa forma sua corrente permanece inalterada, impedâncias entre o barramento infinito e o DG podendo ser elementos da rede ou cargas, simplificando isso pela impedância de Thevenin vista pelo DG. A potência fornecida ou recebida no barramento N é dado pela seguinte expressão

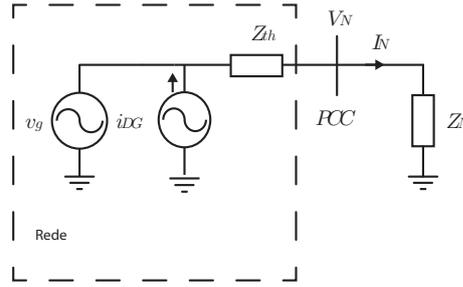


Figura 18: onde v_g é o barramento infinito, Z_{th} é a impedância de Thevenin de toda a rede vista pela fonte de corrente, PCC é o ponto de acoplamento, V_N é a tensão no barramento, e Z_N é a impedância a ser conectada.

$$S_N = V_N I_N^*, \quad (60)$$

substituindo I_N^* , tem-se

$$\frac{S_N}{V_N} = I_N^* = \left(\frac{V_g - V_N}{Z_{th}} \right)^*, \quad (61)$$

rearrumando

$$V_n(V_g - V_N)^* = S_N Z_{th}^*. \quad (62)$$

A máxima potência transferida ocorre quando o primeiro termo da Equação (62) é máximo e para o primeiro termo seja máximo a seguinte condição tem que ser satisfeita

$$\frac{\partial}{\partial V_N} [V_N(V_g - V_N)] = 0 \quad (63)$$

$$-V_N + (V_g - V_N) = 0 \quad (64)$$

$$V_N = (V_g - V_N). \quad (65)$$

Da teoria básica de circuitos [11] a máxima potência transferida acontece quando

$$|Z_N| = |Z_{th}|. \quad (66)$$

As equações (65) e (66) ocorrem quando acontece a máxima potência transferida. Passando desse limite, há uma perda de equilíbrio, ocasionando um colapso de tensão. Portanto, a Equação

(66) também denota o limite da estabilidade. Consequentemente, a carga a ser conectada tem que obedecer a seguinte condição para que o sistema permaneça estável

$$Z_N \gg Z_{th}. \quad (67)$$

3 Resultados

Nesta seção são apresentados os resultados de cada um dos pontos destacados anteriormente provando a funcionalidade do controle como também a sua estabilidade.

3.1 Resultados do controle

Os resultados foram obtidos com base no circuito ilustrado na Figura 11, valores da Tabela 1 e também os parâmetros de controle calculados (b , k_p , k_i). Como $V_g = 220$ V, as tensões devem ser reguladas entre 209 V e 231 V, [8]. Sete cenários foram avaliados: 1) rede sem DG; 2) rede com DG conectado; 3) passo de carga regular; 4) passo de alta carga; 5) conexão de outros convencionais DG; 6) variação de carga com ganho de *droop* fixo e 7) variação de carga com ganho de *droop* automático.

Cenário 1: Os resultados sem DG são ilustrados na Figura 10. Note que, para cada PCC existem níveis de tensão e diferença de fases devido à impedância da linha. Além disso, como pode ser visto, a tensão não está satisfazendo as restrições de valores de acordo com [8, 9], já que a maioria dos valores de tensão estão abaixo de 209 V.

Cenário 2: Resultados com um DG conectado com o controle proposto são mostrados nas Figuras 19 e 21. Na Figura 19, depois de $t = 0,6$ s, a tensão eficaz é restaurada para o valor nominal, $V_{PCC} = 220$ V. Como pode ser visto, o ganho de *droop* é completamente precisa, compensando a tensão para o valor de referência. A Figura 20 é a corrente de DG (i_{DG}), observe uma ressonância pequena no momento da conexão, que é rapidamente minimizada, e a corrente de DG segue a referência (i_{DG}^*), provando boa estabilidade e tempo de resposta rápido.

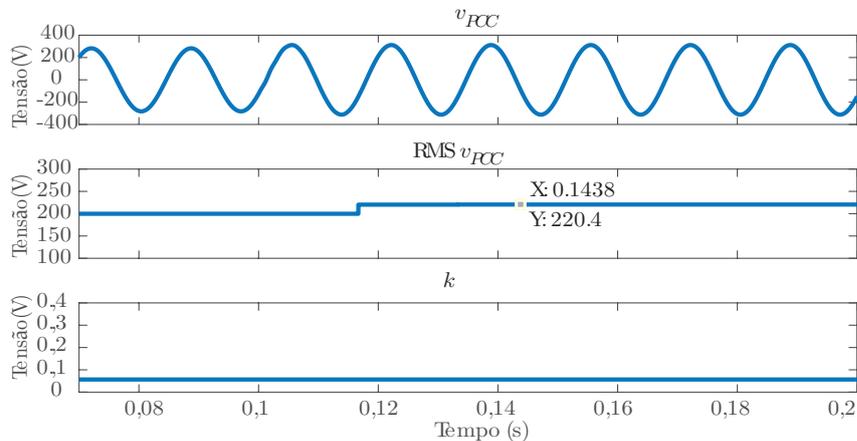


Figura 19: Cenário 2 -Tensão em $PCC = 5$, tensão eficaz em $PCC = 5$ e ganho k com o DG conectado com o controle proposto em $t=0,6$ s.

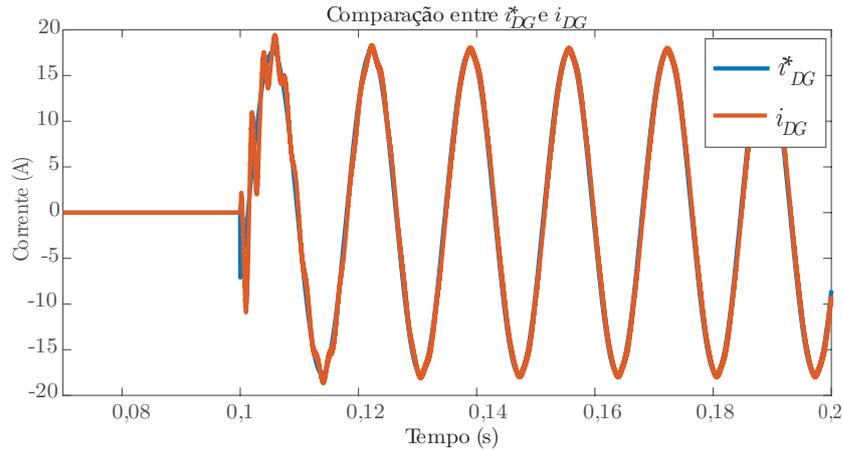


Figura 20: Cenário 2 - i_{DG}^* é o sinal de referência e i_{DG} é a corrente do DG.

Cenário 3: Cargas foram conectadas em dois instantes diferentes, um em $t = 0,6$ s ($R = 100 \Omega$) e outro em $t = 0,7$ s ($R = 50 \Omega$). No momento da conexão da primeira carga, a tensão diminuiu. O mesmo aconteceu sob a segunda variação de carga. Para ambos os casos, não há instabilidade ou problema durante o transiente. Além disso, a tensão permaneceu dentro da faixa desejada, confirmando que o valor b é calculado com precisão para uma faixa de variação de carga regular.

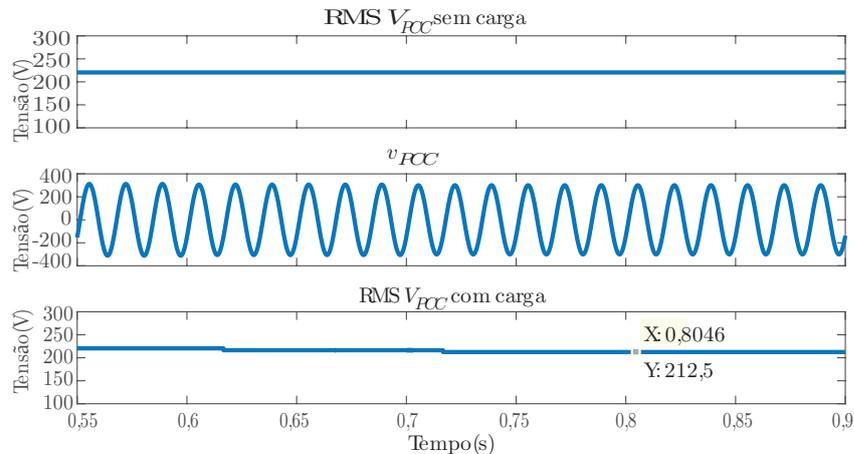


Figura 21: Cenário 3 - Tensão em $PCC = 5$ sob variação de carga linear.

Cenário 4: Carga resistiva ($R = 12 \Omega$) foi conectada no $PCC = 5$, como pode ser visto na Figura 22. Quando a carga foi conectada, mais corrente do DG foi necessária para suprir a solicitação de potência pela carga, entretanto a impedância equivalente mudou e o b calculado não é suficiente, portanto a tensão não ficou dentro da faixa desejada. Nesse caso, recalculer o valor de b é obrigatório. Sem mudar o valor de b não há como compensar e o resultado é uma tensão do PCC fora do intervalo desejado.

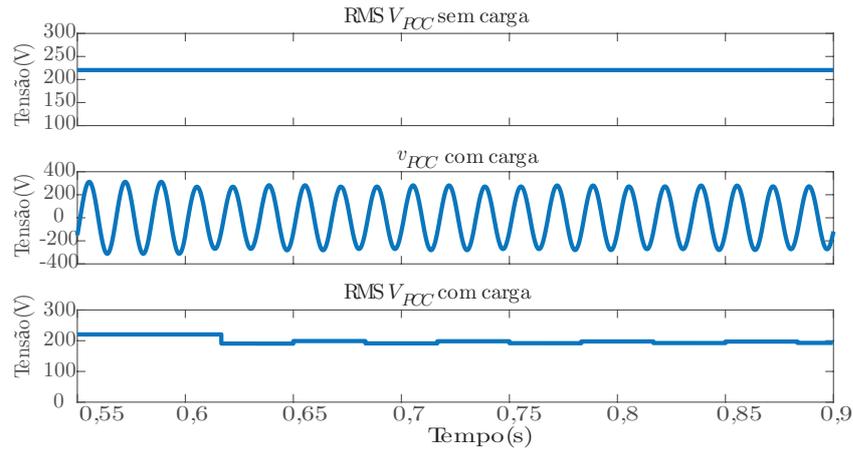


Figura 22: Cenário 4 - Tensão em $PCC = 5$, tensão eficaz em $PCC = 5$ e ganho k com variação de carga.

Cenário 5: Este cenário verifica quando a outra fonte de corrente (i_{DG2}) foi conectada em $PCC = 8$ da rede. Como pode ser visto na Figura 23, o valor V_{pcc} mudou depois da conexão i_{DG2} com o valor fora do intervalo desejado, então o controlador de *droop* recalculou i_{DG}^* , com o novo valor de ganho de *droop* V_{PCC} retornou ao intervalo desejado de acordo. É possível verificar quando i_{DG2} foi conectado, i_{DG} foi reduzido, provando que o controle é cooperativo.

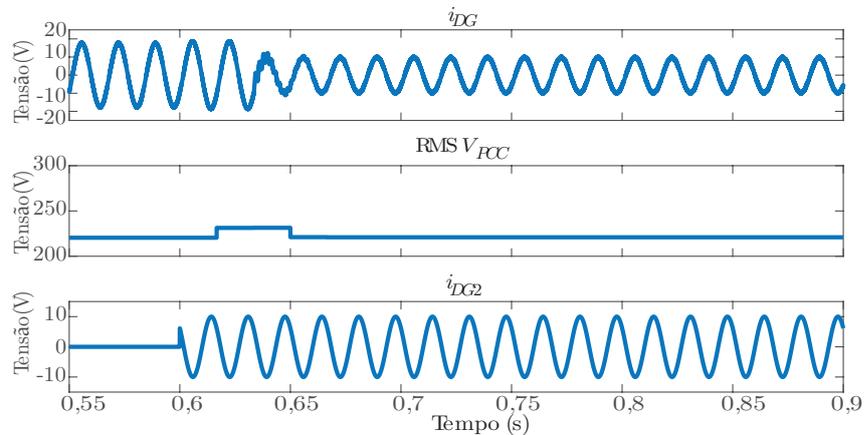


Figura 23: Cenário 5 - Tensão em $PCC = 5$, tensão eficaz em $PCC = 5$ e ganho k conectado com um convencional DG.

Cenário 6: Neste cenário é verificar a eficácia do ganho de *droop* fixo. Assim, montou-se uma situação que é plausível ocorrer diariamente. Na Tabela 2 tem-se a lista das cargas e outros DG s que foram usados.

Tabela 2: Cargas e DGs conectados.

Tempo(s)	Tipo	Valor	Ponto de Conexão
0,3	Resistor	100 Ω	5
0,5	Resistor	200 Ω	5
0,6	Resistor	100 Ω	5
0,7	Resistor	100 Ω	5
0,9	Resistor	150 Ω	5
1	Resistor	75 Ω	5
1,3	V_{DG}	14,2 V	8
1,6	i_{DG}	13,2 A	8

Na Figura 24 tem-se o comportamento da tensão do PCC quando a rede é submetida a situação descrita na Tabela 2. Nas primeiras cargas conectadas com o ganho de *droop* fixo foi possível manter a tensão dentro da faixa especificada. Entretanto, pelo fato do ganho de *droop* ser fixo, em $t = 0,7$ s foi conectada uma carga em que o ganho de *droop* não foi suficiente para ajustar a tensão da rede, casando instabilidade entre o tempo 0,7 s e 1,3 s. O sistema voltou a estabilidade por um certo momento porque uma parte da potência solicitada foi fornecida por outro DG.

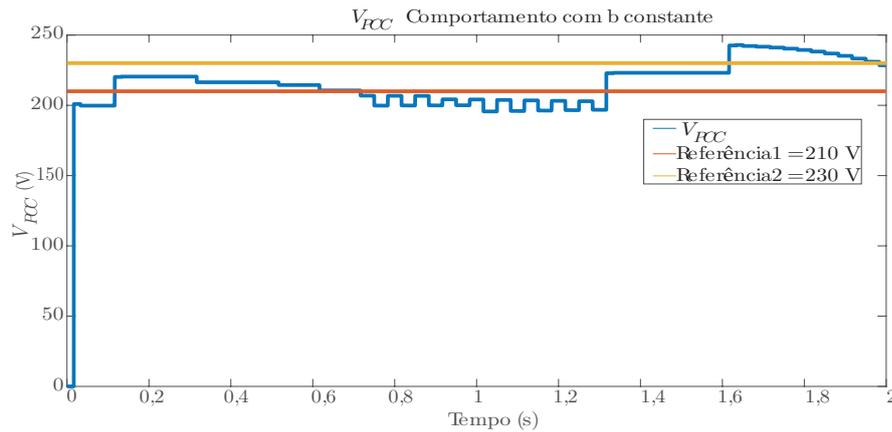


Figura 24: Cenário 6 - Tensão eficaz em $PCC = 5$ e as referências de tensão desejada com o ganho de *droop* fixo.

Cenário 7: O gráfico na Figura 25 tem-se o comportamento da tensão em $PCC = 5$ sob a mesma variação de carga, mas com controle de ganho de *droop* automático. Observando estes gráficos é possível concluir que o sistema de controle é preciso porque toda vez que alguma carga ou DG foi conectada à linha e a tensão no ponto de acoplamento saiu da faixa desejada o sistema de controle foi ativado e recalculado o ganho de *droop* regulando a tensão. Com esse resultado prova que o sistema de ganho de *droop* automático é cooperativo com outros DGs tradicionais. O gráfico da Figura 27 mostra i_{DG} injetado.

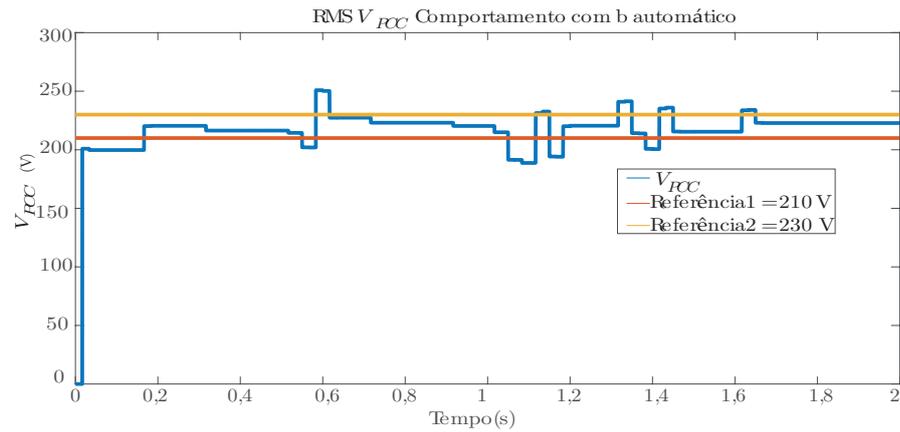


Figura 25: Cenário 7 - Comportamento de V_{PCC} ao longo do tempo com controle de ganho de *droop* automático.

Nas Figuras 26 e 27 é ilustrada o comportamento ao longo do tempo das variáveis de controle. Observe que, em algumas variações de carga, b foi mantido o mesmo, embora quando a tensão está fora do intervalo, b é recalculado, a corrente DG varia e a tensão volta para a faixa desejada.

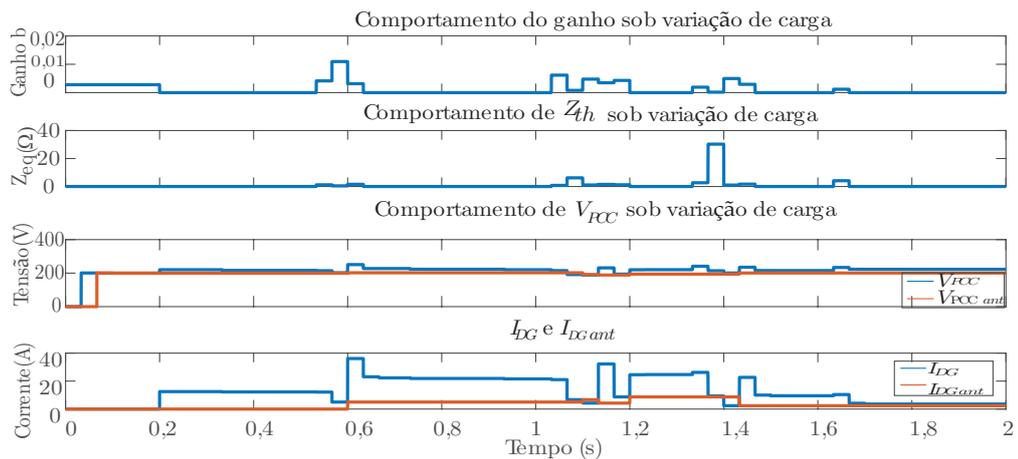


Figura 26: Cenário 7 - Variações de b , Z_{th} , v_{PCC} , v_{PCCant} , i_{DG} e i_{DG}

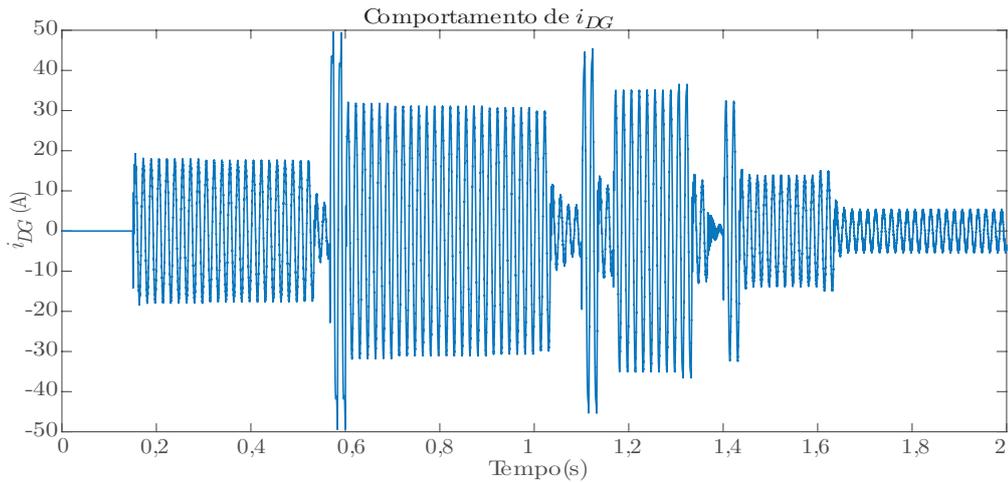


Figura 27: Cenário 7 - Comportamento de i_{DG} ao longo do tempo com controle de ganho de *droop* automático.

3.2 Verificação experimental

Devido a restrições laboratoriais, o sistema foi modelado conforme ilustrado na Figura 28.

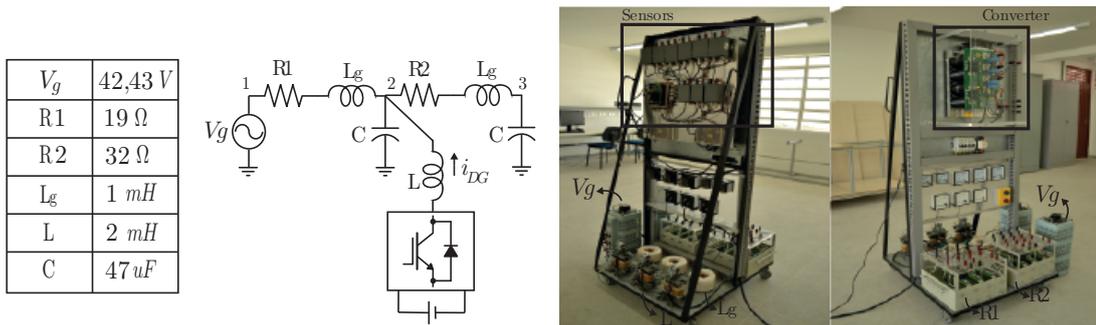


Figura 28: Esquemático do circuito experimental

Inicialmente, foi verificado o funcionamento do controle proposto com um ganho constante. Onde o ponto 2 representa o ponto de acoplamento comum (V_{pcc}) e as impedâncias conectadas a 2 representam a impedância equivalente da rede original da concessionária. Na Figura 29, a grade de energia sem DG ou carga conectada é ilustrada. Uma corrente foi injetada para determinar o valor de b de acordo com as medições. O valor obtido de acordo com o método proposto foi de $b = 0,0018$. Conhecendo o ganho de *droop*, foi possível determinar o ganho,

$$k = b(V^* - V_{pcc}) = 0,0018(42,4 - 33,1) = 0,02. \quad (68)$$

Na Figura 29 é ilustrado o DG operando para compensar a tensão para o valor de referência. Como pode ser visto, a tensão antes do DG era $V_{PCC} = 33,1$ V, depois do DG $V_{PCC} = 42,1$. Os resultados apresentados provam que o controle proposto é preciso. Vale ressaltar que foram utilizados esses valores devido as limitações do laboratório.

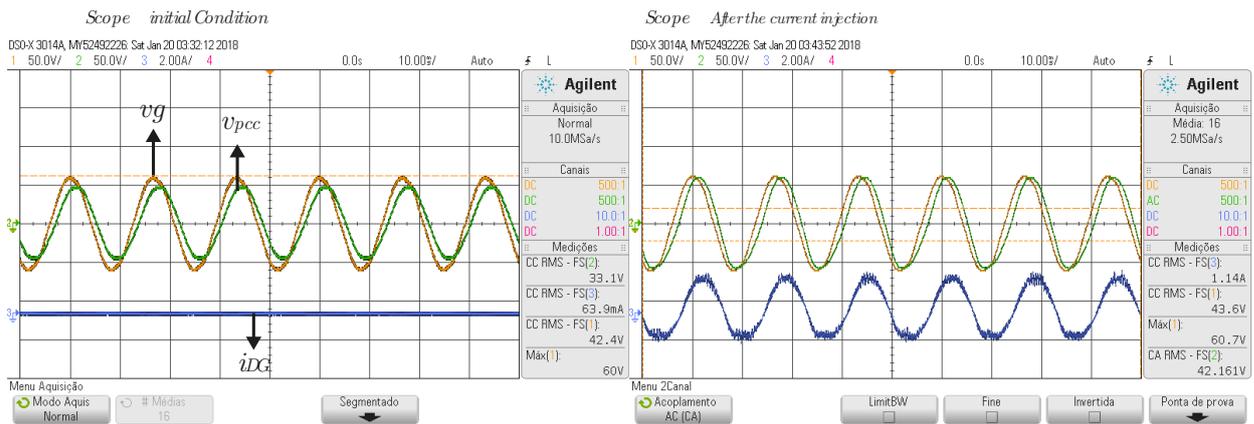


Figura 29: Cenário Inicial.

3.3 Resultados da estabilidade

Nessa parte iremos comprovar as afirmações feita no embasamento teórico sobre estabilidade. Utilizaremos a linha da Figura 10 e iremos conectar cargas de 50Ω em $PCC = 5$ até o momento em que acontecerá a instabilidade ou seja, no momento em que Z_N for igual a Z_{th} o sistema ficará instável. As cargas serão conectadas uma a uma nos tempos 0,4 s, 0,8 s, 1 s, 1,2 s e 1,4 s. Primeiramente, iremos mostrar o gráfico do comportamento de V_{PCC} e também da corrente do barramento infinito.

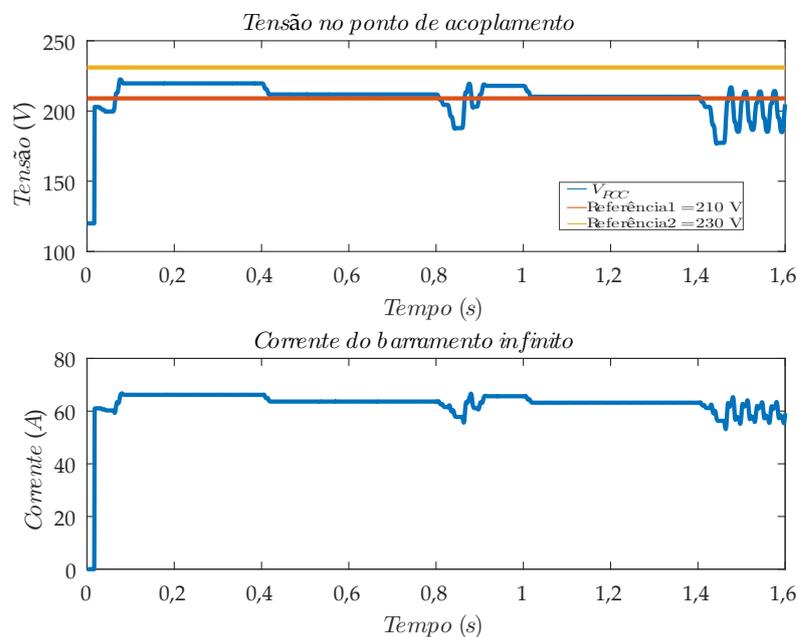


Figura 30: O gráfico mostra o comportamento de V_{PCC} e o de baixo mostra a corrente do v_g .

Perceba que o controle mantém a tensão do ponto de acoplamento dentro da faixa desejada mesmo sob variação de cargas. O segundo gráfico apenas confirma a ideia de que o barramento infinito vai fornecer uma corrente praticamente fixa e portanto pode-se fazer as simplificações que a contribuição do barramento infinito é nula. Perceba que no tempo 1.4 s tem-se o ponto da instabilidade conforme o gráfico na Figura 31.

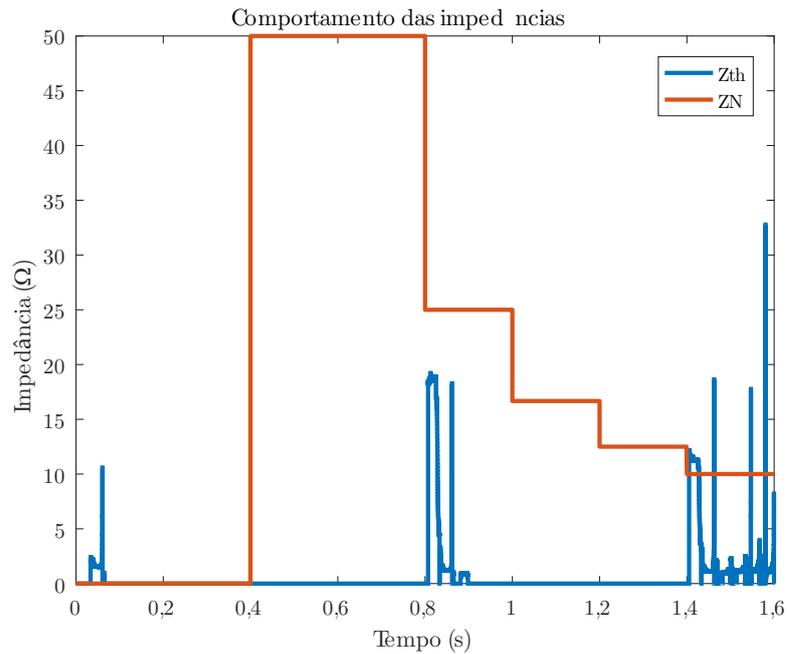


Figura 31: Comportamento das impedâncias de Thevenin vista pelo DG e temos a impedância que está sendo conectada no barramento Z_N .

As medições de Z_{th} são realizadas a cada momento, quando está fora da histerese, conforme explicado nas seções anteriores como também em [13]. No instante de tempo de 0s até 0,4s não há nenhuma carga conectada ao barramento logo a impedância Z_N é infinita e satisfaz a condição (67). A partir do instante 0,4s em diante as cargas são conectadas e enquanto a condição (67) for obedecida o sistema é estável. No instante 1,4s foi conectada uma carga em que a condição não foi obedecida ($Z_N > Z_{th}$) e logo em seguida ocorre oscilações na tensão do ponto de acoplamento caracterizando assim uma instabilidade no sistema.

4 Conclusões

Neste trabalho foi apresentado o controle de *droop*, baseado em medições de tensão, capaz de corrigir as variações de tensão em uma rede elétrica. O controle de *droop* determina o quanto de corrente é injetada pelo inversor para elevar o nível de tensão para o nível de referência no ponto comum de acoplamento (*PCC*). O método para determinar a corrente é baseada na diferença entre a tensão medida e a tensão de referência combinadas com o controle de *droop* que foi obtido de acordo com a teoria de grafos e teorema de Tellegen.

Nos resultados, o primeiro cenário, a rede de distribuição apresentou níveis de tensão abaixo dos níveis restritos de acordo com os regulamentos em [8, 9]. O segundo cenário provou que o ganho de tensão foi perfeitamente calculada baseada na teoria de grafos. o terceiro cenário foi verificado que sob variação de carga regular a precisão do valor do ganho pelo controlador ainda compensou os valores de tensões que ainda satisfaziam as restrições. O quarto cenário foi realizado com uma conexão de carga resistiva elevada que diminui o nível de tensão que, nesse caso, o controle de *droop* não conseguiu compensar para os níveis de restrição devido a uma maior potência do que o valor do *droop* calculado é capaz de compensar, pelo fato da carga no momento em que ela é conectada ocorre uma alteração nos valores dos parâmetros da rede de distribuição. No último cenário, outra DG foi conectada, conseqüentemente aumentando os níveis de tensão, assim, a DG principal precisou injetar menos corrente para compensar os níveis de tensão o que provou que o sistema proposto pode operar de forma cooperativa, como também, um tempo de resposta rápido sob variação de carga. Na parte de estabilidade foi entrado o limite de operação do sistema e comprovado por simulação. A estabilidade do controle possui uma boa faixa de operação e determinar seus limites de estabilidade é relativamente mais simples, precisando apenas informações da variação de tensão e corrente da própria rede para essa tarefa. Dessa forma, pode-se determinar situações de instabilidade com informações da própria rede.

Referências

- [1] Jian Yang Hua Han Mei Su Josep M. Guerrero New Perspectives on Droop Control in AC Microgrid Yao Sun, Xiaochao Hou. *IEEE Transactions on Industrial Eletronics*, 2017.
- [2] M. S. Golsorkhi and D. D. C. Lu. A control method for inverter-based islanded microgrids based on v-i droop characteristics. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 30(3):1196–1204, June 2015.
- [3] K. De Brabandere, B. Bolsens, J. Van den Keybus, A. Woyte, J. Driesen, and R. Belmans. A voltage and frequency droop control method for parallel inverters. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 22(4):1107–1115, July 2007.
- [4] Y. A. R. I. Mohamed and E. F. El-Saadany. Adaptive decentralized droop controller to preserve power sharing stability of paralleled inverters in distributed generation microgrids. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 23(6):2806–2816, Nov 2008.
- [5] Y. W. Li and C. N. Kao. An accurate power control strategy for power-electronics-interfaced distributed generation units operating in a low-voltage multibus microgrid. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 24(12):2977–2988, Dec 2009.
- [6] J. M. Guerrero, J. Matas, L. Garcia de Vicuna, M. Castilla, and J. Miret. Decentralized control for parallel operation of distributed generation inverters using resistive output impedance. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 54(2):994–1004, April 2007.
- [7] Josep M. Guerrero. A communication-Less Distributed Control Architecture for Island Microgrids With Renewable Generation Nelson Leonardo Díaz, Juan C. Vasquez and Storage. *IEEE Transactions on Power Eletronics*, 33(3), 2018.
- [8] Ieee recommended practice and requirements for harmonic control in electric power systems - redline. *IEEE Std 519-2014 (Revision of IEEE Std 519-1992) - Redline*, pages 1–213, June 2014.
- [9] Agencia nacional de energia eletrica - aneel. *PRODIST-Módulo 8-Qualidade da Energia Eletrica*, 2012.
- [10] P. T. Cheng and T. L. Lee. Distributed active filter systems (dafss): A new approach to power system harmonics. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 42(5):1301–1309, Sept 2006.
- [11] C.A. Desoer and E.S. Kuh. *Teoria basica de circuitos*. Guanabara, 1988.
- [12] I. Smon, G. Verbic, and F. Gubina. Local voltage-stability index using tellegen’s theorem. *IEEE Transactions on Power Systems*, 21(3):1267–1275, Aug 2006.
- [13] Gustavo P. de Pontes Camila S. Gehrke. *IEEE Brazilian Power Eletronics Conference COBEP*, 18(6):377 – 383, 2017.