

Avaliação Dinâmica de um Sistema Elétrico em Cenário de Estiagem

B. L. Oliveira, Almeida.* A. K. Xavier, Santos.** W. L. Araújo, Neves.***

*Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, Paraíba, BRASIL (Cel: 83 99821-1401; e-mail: bruna.almeida@ee.ufcg.edu.br).

**Universidade Federal de Alagoas, Maceió, Alagoas, BRASIL (Tel: 82 3214-1317; e-mail: alana.santos@ceca.ufal.br).

*** Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, Paraíba, BRASIL (Cel:98825-3897; email: waneves@dee.ufcg.edu.br).

Abstract: The present work intends to analyze the transient and dynamic behavior of an electrical network that contains a steam thermal plant, a hydroelectric plant and a wind farm. The work started from the hypothesis that in a drought scenario with little hydro generation, less rotating mass, the system would be more vulnerable to disturbance. In this case, the disturbances suffered by the system were the short circuit and the load cut in four simulation scenarios: Normal, Hydro reduction, Thermal reduction and Hydro reduction with thermal increase. The behavior of the waveforms of the rotor speed of the induction generator and the synchronous one as a function of time will be shown and the veracity of the initial hypothesis will be proven.

Resumo: O presente trabalho pretende analisar o comportamento transitório e dinâmico de uma rede elétrica que contém uma usina Térmica a vapor, uma usina Hidrelétrica e um parque eólico. O trabalho partiu da hipótese de que em um cenário de seca com pouca geração hídrica, menos massa girante, o sistema estaria mais vulnerável a perturbação. Nesse caso, as perturbações sofridas pelo sistema foram o curto-circuito e o corte de carga em quatro cenários de simulação: Normal, Redução de hídrica, Redução de térmica e Redução de hídrica com aumento de térmica. Serão mostrados os comportamentos das formas de onda da velocidade do rotor do gerador de indução e do síncrono em função do tempo e comprovado a veracidade da hipótese inicial.

Keywords: transient and dynamic analysis of a network, disturbances, simulation scenarios, drought, the most vulnerable system.

Palavras-chaves: análise transitória e dinâmica de uma rede, perturbações, cenários de simulações, seca, sistema mais vulnerável.

1. INTRODUÇÃO

No Brasil, em 2019, foram gerados 161,52 GW de potência dos quais 67,6% foram por usinas hídricas, 12,5% por usinas térmicas e 8,9% por usinas eólicas. Sobrando apenas 11% para as demais fontes como a biomassa com 8,3%, a solar e nuclear que juntas somam 2,3% e pequenas gerações totalizando 0,4% (ONS, 2020). As três principais fontes de geração no Brasil são o foco principal desse trabalho.

Um grande problema da matriz primordialmente hídrica é o período de seca. A falta de água tem como consequência os reservatórios baixos e poucas máquinas funcionando sendo assim necessário o auxílio das demais fontes (principalmente térmicas e eólicas) para suprir a demanda energética brasileira. A usina eólica tem se destacado dentro o conjunto de energias renováveis por oferecer maturidade tecnológica para a produção de eletricidade em grande escala.

No entanto, a inserção cada vez mais crescente de outras fontes de energia no sistema elétrico nacional tem alterado a dinâmica da rede. A substituição de usinas hídricas por outros sistemas de geração pode levar ao enfraquecimento da inércia (massa girante) do sistema, pois as máquinas das usinas hídricas tem

maior inércia, maior geração e maior impacto no sistema que as máquinas das usinas eólicas e térmicas.

Dessa forma, no período de seca o sistema estará mais vulnerável aos prováveis defeitos e contingências da rede. Quando defeitos como curtos-circuitos ou cortes de carga ocorrem nas redes elétricas, o sistema tende a apresentar oscilações nas suas formas de onda de tensão e corrente, podendo, a depender do grau da perturbação, desestabilizar o sistema levando-o ao colapso.

Um cenário crítico de estiagem vivido no Nordeste brasileiro foi noticiado em maio de 2017. Entre 2012 e 2017 o Nordeste viveu a maior seca dos últimos 100 anos (GLOBO, 2017). Em março de 2018, o Nordeste importava energia do Norte, devido ao cenário de pouca geração quando houve o desligamento do bipolo 1 do ELO CC Xingu – Estreito, interrompendo 4000 MW.

Com isso, houve redistribuição de potência para as interligações Norte – Nordeste e Norte – Sudeste, provocando o ilhamento da região Norte e da região Nordeste do Sistema Interligado Nacional (SIN). No Nordeste houve déficit de geração atuando o ERAC (Esquema Regional de Alívio de

Carga), interrompendo 1000 MW. Porém, 40 segundos após o ilhamento da região ocorreu o “blackout” (ONS, 2018).

Uma das hipóteses de explicação do “blackout” aponta para um cenário de estiagem em que o sistema elétrico brasileiro estava com pouca inércia e, portanto, mais vulnerável a esse tipo de transtorno. Esse foi o ponto de partida dessa pesquisa.

As perturbações devido a contingências no sistema geram transitórios eletromecânicos. Se o sistema for estável, essas oscilações serão amortecidas até que o sistema alcance um novo estado de equilíbrio. Esse ajuste do sistema a uma nova condição, bem como seu desempenho durante esse intervalo define a dinâmica do sistema (ANDERSON, 2003).

A integração entre diferentes fontes de geração pode afetar o desempenho transitório das máquinas síncronas e, portanto, conduzir o sistema a um novo estado de equilíbrio, bem como a um estado de instabilidade. Estudar a resposta, dos principais tipos de geração de energia elétrica no Brasil, a um distúrbio causado numa rede em diferentes cenários é o objetivo principal desse trabalho.

2. SISTEMAS DE GERAÇÃO CONVENCIONAIS E NÃO CONVENCIONAIS

A função principal de um sistema elétrico de potência é converter uma forma natural de energia em energia elétrica e a transportar até o consumidor final. A qualidade da fonte de alimentação deve atender a certos padrões mínimos em relação aos seguintes fatores: frequência constante, tensão constante e nível de confiabilidade. A geração deve ter também mínimo custo e mínimo impacto ambiental. Para atender esses requisitos, utilizam-se alguns níveis de controle que estão identificados na Fig. 1. Pode ser observado o subsistema de controle de geração de energia elétrica de um sistema de energia (KUNDUR, 1994).

No diagrama de blocos da Fig.1 a caixa do *motor principal e controle* representa a regulação da velocidade e o controle de variáveis do sistema de fornecimento de energia, pressão de caldeiras, temperatura e vazões. A regulação de tensão no gerador e a potência reativa de saída são realizadas pela caixa de *sistema de excitação e controle* (KUNDUR, 1994).

Partindo dessa configuração, foi possível representar as usinas hídricas, térmicas e eólicas, como também os reguladores de velocidade e de tensão. O sistema de controle das usinas foi tal como mostrado na Fig.1 e, as máquinas síncronas e de indução foram configuradas por modelos pré-definido do *software* Matlab ©.

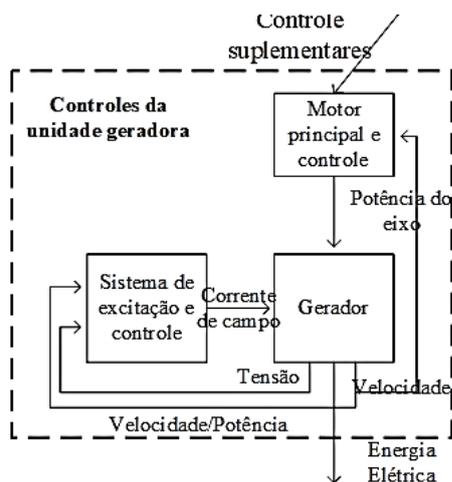


Fig. 1 Controle de um sistema de geração de energia elétrica (KUNDUR, 1994).

O regulador de velocidade faz o controle de velocidade a partir do controle de torque, de forma que, os limites de frequência da máquina sejam obedecidos. Já o de tensão, controla a tensão de campo do gerador síncrono corrigindo as variações de demanda ou defeitos na rede elétrica.

2.1 Sistemas de Geração Hídrica e Térmica

Baseado no modelo da central de controle de uma unidade geradora de Kundur, a usina térmica e a hídrica foram representadas no *software* Matlab®. (Fig. 2).

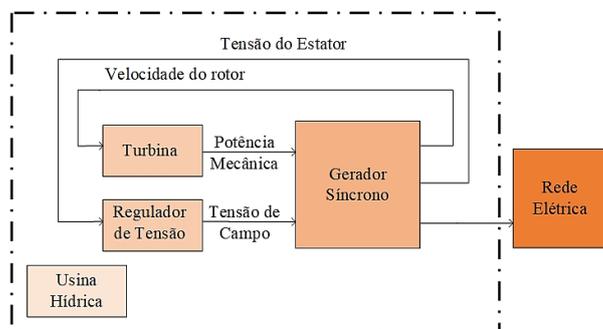


Fig. 2 Modelo Usina Hídrica e Térmica

A diferença na modelagem de uma usina térmica e uma hídrica é o controle das turbinas. O modelo da turbina térmica é tal como apresentado na Fig. 3 e o modelo da hídrica na Fig. 4 (KUNDUR, 1994).

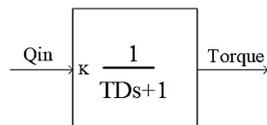


Fig. 3 Modelo turbina térmica.

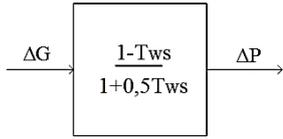


Fig. 4 Modelo Turbina Hídrica.

Em que:

ΔP é a variação de potência mecânica da turbina;

ΔG a variação da posição da comporta (abertura e fechamento);

Tws e TDs são as constantes de tempo;

Qin é a taxa de entrada do fluxo de massa do vapor.

Na turbina também tem o regulador de velocidade que é responsável pelo controle de potência gerada pelo rotor da turbina. Ele controla a velocidade de rotação do mesmo, mantendo a frequência do sistema dentro de uma faixa de valores aceitáveis (SOUZA, FUCHS e SANTOS, 1983). Ele é modelado tal como mostra a Fig. 5.

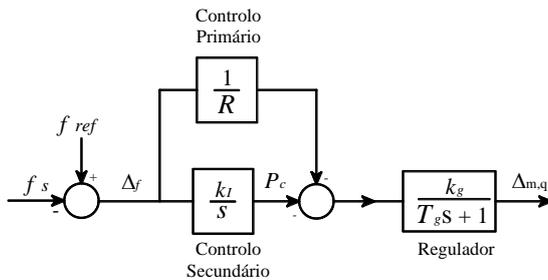


Fig. 5 Modelo regulador de velocidade (SOUZA, FUCHS e SANTOS, 1983).

Além do regulador de velocidade, tem-se o regulador de tensão que fornece a máquina síncrona uma adequada tensão de campo, de modo a sustentar a tensão terminal e a potência reativa em determinados valores desejados. Foi utilizado o regulador com excitatriz rotativa, ou seja, com a realimentação ($f(E_f)$), como pode ser observado na Fig. 6 (STAVRAKAKIS e KARINIOTAKIS, 1995).

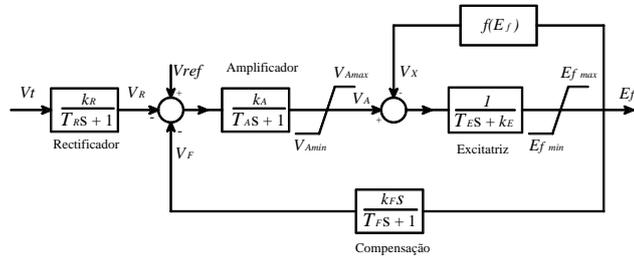


Fig. 6 Modelo regulador de tensão (STAVRAKAKIS e KARINIOTAKIS, 1995).

A máquina síncrona, a turbina com regulador de velocidade e o regulador de tensão modelam as usinas térmicas e hídricas.

2.2 Sistema de Geração Eólica

Nesse trabalho será adotado um aerogerador constituído por um gerador eólico de indução convencional do tipo gaiola de esquilo. A modelagem da turbina depende da velocidade do vento, da velocidade angular do gerador e do ângulo de inclinação das pás (ângulo Pitch). Na Figura 7 é possível analisar o aerogerador modelado.

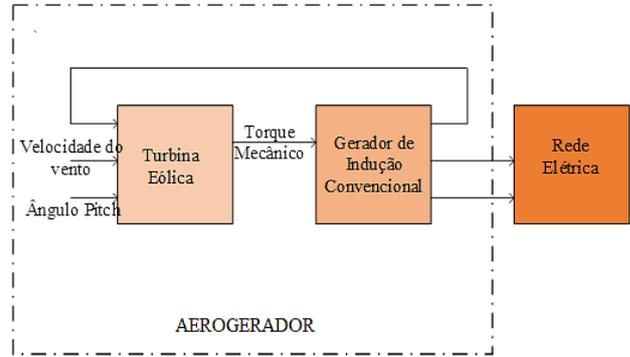


Fig. 7 Modelo de aerogerador

2.3 Representação Multimáquina

O modelo multimáquina representa matematicamente um sistema elétrico completo. Para reduzir o número total de equações, pode-se assumir que vários geradores eólicos operam sob as mesmas condições de vento, vários hídricos com as mesmas condições de nível de água, como também vários térmicos operando nas mesmas condições.

Então, a usina pode ser particionada em n máquinas que operam de forma idêntica e, cada grupo pode ser substituído por uma máquina equivalente se os parâmetros da máquina equivalente obedecer às seguintes relações:

$$H_{An} = nH_A \quad (1)$$

$$T'_{on} = T'_o \quad (2)$$

$$r_{sn} = \frac{r_s}{n} \quad (3)$$

$$X_n = \frac{X}{n} \quad (4)$$

$$X'_n = \frac{X'}{n} \quad (5)$$

Em que:

H_A = Inércia de uma máquina (massa girante)

T'_o = Tempo do período transitório

r_s = Resistência do estator em ohm

X = Reatância do estator em ohm

X' = Reatância transitória do estator em ohm

n = Número de máquinas da usina

3. REPRESENTAÇÃO DOS MODELOS DINÂMICOS

O sistema elétrico utilizado é formado por onze barras, três usinas de geração de carga: térmica, hídrica e eólica e as cargas. A tensão base no lado de alta tensão é 230 kV, para as usinas térmica e hídrica a tensão no lado de baixa é 13,8 kV, já para as eólicas 460 V, cada aerogerador. Cada máquina térmica tem 25 MVA, enquanto a hídrica tem 50 MVA de potência nominal. Na usina eólica, os aerogeradores tem 1 MVA.

Na condição normal de simulação o sistema é formado por 20 máquinas térmicas, 12 máquinas hídricas e 50 aerogeradores. O total de geração é 1150 MVA e as cargas estão distribuídas nas barras tal como mostra a Tabela 1.

Tabela 1. Cargas nas barras da rede elétrica em estudo.

Barra	MW	MVAr
1	0	0
2	0	0
3	300	240
4	0	0
5	120	60
6	140	90
7	0	0
8	110	90
9	80	50
10	0	0
11	0	0

Total de cargas é 918,36 MVA. Na Fig. 8 é apresentado o esquema simplificado unifilar da rede elétrica trifásica utilizada nesse trabalho.

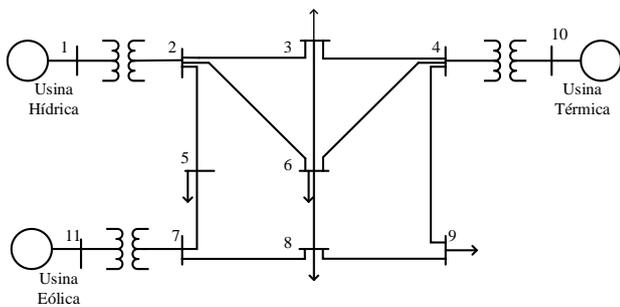


Fig. 8 Rede Elétrica estudada (SAADAT, 1999).

A partir do sistema escolhido foi possível implementar no *software* os blocos necessários para esse estudo.

3.1 Usinas Hídrica e Térmica

No bloco das usinas térmica e hídrica tem o gerador síncrono, a turbina com regulador de velocidade e o regulador de tensão. Os parâmetros do gerador síncrono da usina térmica estão mostrados na Tabela 2 (KUNDUR, 1994).

Tabela 2. Dados do gerador síncrono da usina térmica.

Parâmetros	Valor
Tensão Nominal	13,8 KVA
Potência Aparente Nominal	25 MVA
Frequência nominal	60 Hz
Reatância subtransitórias d-q	$X''_d = 0,12$ pu $X''_q = 0,12$ pu
Reatância transitória d-q	$X'_d = 0,232$ pu
Reatância d-q	$X_d = 1,25$ pu $X_q = 1,22$ pu
Resistência do estator	$R = 0,0082$ pu
Constante de tempo subtransitória d-q	$T''_{d0} = 0,035$ s

	$T''_{q0} = 0,035$ s
Constante de tempo transitória	$T'_{d0} = 0,882$ s
Constante de inércia	$H_s = 3,6$
Coefficiente de amortecimento	$D_s = 0$

Já na Tabela 3 é possível analisar os dados do gerador síncrono da usina hídrica (KUNDUR, 1994).

Tabela 3. Dados do gerador síncrono da usina hídrica.

Parâmetros	Valor
Tensão Nominal	13,8 KVA
Potência Aparente Nominal	50 MVA
Frequência nominal	60 Hz
Reatância subtransitórias d-q	$X''_d = 0,23$ pu $X''_q = 0,2847$ pu
Reatância transitória d-q	$X'_d = 0,2295$ pu
Reatância d-q	$X_d = 0,8979$ pu $X_q = 0,646$ pu
	$R = 0,00001$ pu
Resistência do estator	$T''_{d0} = 0,0681$ s
Constante de tempo subtransitória d-q	$T''_{q0} = 0,1$ s $T'_{d0} = 7,4$ s
Constante de tempo transitória	$H_s = 5,15$
Constante de inércia	$D_s = 0$

3.2 Usina eólica

Para a usina eólica, na Tabela 4 são apresentados os valores dos parâmetros da turbina eólica.

Tabela 4. Parâmetros da turbina eólica.

Parâmetros	Valor
Número de polos	4
Caixa de velocidade	50
Raio das Pás da Turbina	30 m
Velocidade do vento	11 m/s
Ângulo de pitch	0°
Densidade do ar	1,225 kg/m ³

Os dados do gerador de indução da usina eólica estão apresentados na Tabela 5.

Tabela 5. Dados do gerador de indução.

Parâmetros	Valor
Tensão Nominal	460 V
Potência Aparente Nominal	1 MVA
Frequência nominal	60 Hz
Resistência (R_s) e indutância (L_{ls}) do estator	$R_s = 0,01965$ pu $L_{ls} = 0,0397$ pu
Resistência (R_s) e indutância (L_{ls}) transitórias do estator	$R'_s = 0,01909$ pu $L'_{ls} = 0,0397$ pu
Indutância Mútua (L_m)	$L_m = 1,354$
Inércia (H)	$H = 4$

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Após o conhecimento da rede elétrica estudada, quatro cenários foram simulados que dependem de qual geração está mais forte no sistema, a térmica (T) ou a hídrica (H). Em cada cenário, dois tipos de perturbações foram causados: o corte de carga e o curto circuito. O corte de carga ocorrerá nas Barras 3 e 6 e o curto circuito trifásico franco na barra 3.

Podem ser verificados na Tabela 6 os quatro tipos de cenários de simulação, bem como o número de máquinas em cada um deles.

Tabela 6. Cenários de simulação

CENÁRIOS	GERAÇÃO – números máquinas		
	Hídrica	Térmica	Eólica
1 Normal	12	20	50
2 Redução de H	10	20	50
3 Redução de T	12	18	50
4 Redução de H com aumento de T	8	24	50

É importante destacar que em nenhum dos cenários há mais carga do que geração. O cenário 2 simula um período de seca em que o nível da água diminui e é necessário desligar algumas máquinas. O cenário 3 simula uma queda de usina térmica com a hídrica mais forte no sistema, enquanto que o cenário 4 a hídrica cai drasticamente em um período longo de seca e a térmica precisa ser usada como o seu “*backup*”.

O tempo de simulação foi de 100 s e em 50 s a perturbação ocorrerá na barra pré-definida. Para cada cenário foi verificado o comportamento da usina térmica, hídrica e eólica.

4.1 Corte de Carga

Nas barras 3 e 6 foi colocado uma chave que abre ao mesmo tempo retirando um total de 550 MVA (mais da metade da carga total) de carga. Dado o corte de carga, foi analisado o comportamento da velocidade do rotor das máquinas térmica, hídrica e eólica. Nas Fig. 10, Fig. 11 e Fig. 12, respectivamente, podem ser observados os gráficos dessa velocidade nos quatro cenários de simulação para cada usina.

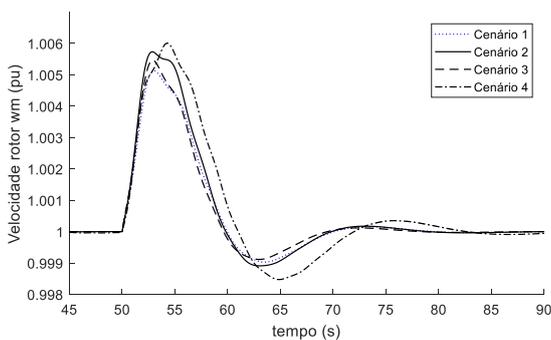


Fig. 10 Velocidade do rotor na usina térmica no corte de carga.

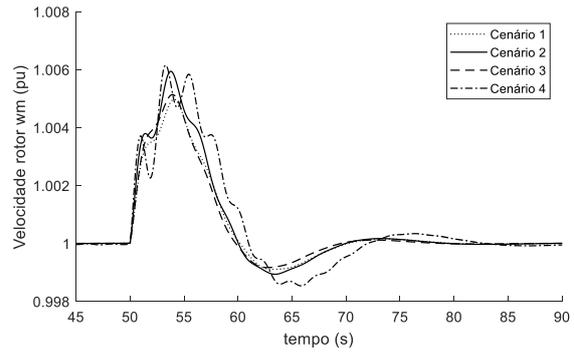


Fig. 11 Velocidade do rotor na usina hídrica no corte de carga.

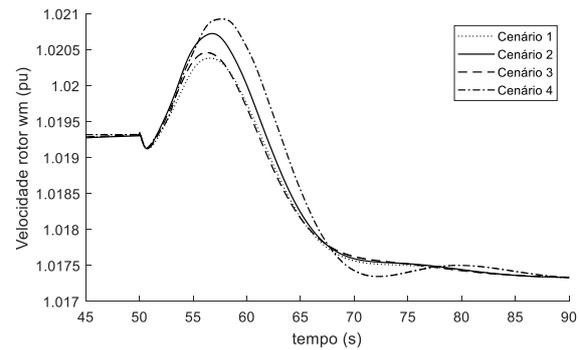


Fig. 12 Velocidade do rotor na usina eólica no corte de carga.

Para o corte de carga primeiramente foi analisado que o sistema passa pela perturbação e tende a voltar para o ponto de operação anterior à perturbação, confirmando sua estabilidade. Foi verificado também que o cenário 4 foi o mais oscilatório, seguido pelo cenário 2.

4.2 Curto-Circuito

Na barra 6 ocorre um curto-circuito trifásico franco aos 50s de simulação. Após 0,5s do curto, há abertura das chaves desligando as linhas de transmissão conectadas a essa barra, simulando a operação da proteção. Tal como feito no tópico anterior foi analisado o comportamento da velocidade do rotor das máquinas em cada uma das usinas. As Fig. 13, 14 e 15 apresentam, respectivamente, os gráficos da velocidade para a usina térmica, hídrica e eólica.

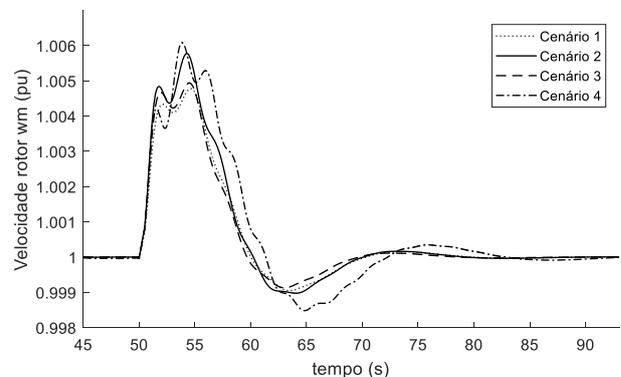


Fig. 13 Velocidade do rotor na usina térmica no curto circuito.

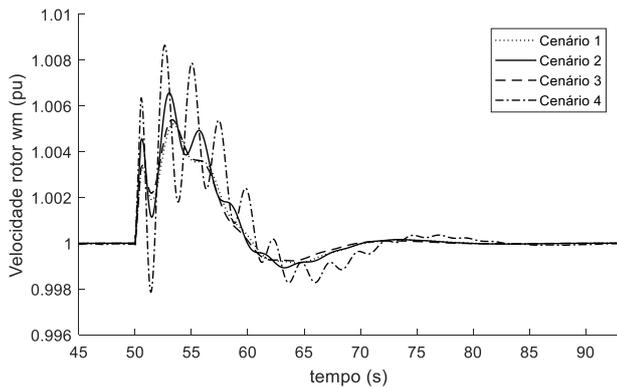


Fig. 14 Velocidade do rotor na usina hídrica no curto circuito.

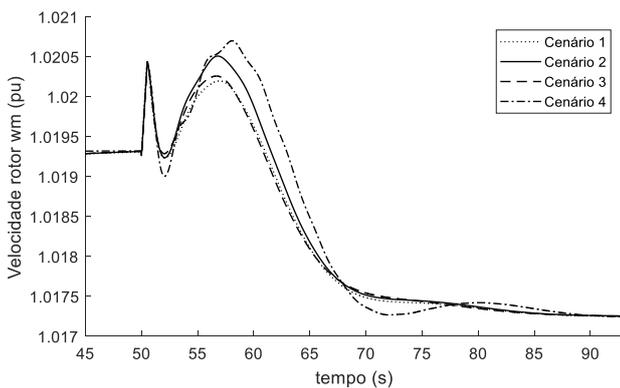


Fig. 15 Velocidade do rotor na usina eólica no curto circuito.

Mais uma vez foi verificado que o cenário 4, em que há maior redução de hídrica e aumento de térmica, foi o mais oscilatório seguido do cenário 2, em que houve uma diminuição de hídrica, mas a térmica foi mantida constante. Ambos os cenários são os que a usina hídrica está mais enfraquecida na rede e o sistema está com menos massa girante (inércia).

5. CONCLUSÕES

A diversificação da matriz energética se apresenta como uma das propostas para suprir a demanda de energia atual e futura. Esse trabalho apresentou uma análise do comportamento dinâmico de uma rede elétrica com diferentes tipos de geração em período de estiagem.

Com o auxílio da ferramenta de simulação MATLAB® foi verificado o comportamento do sistema em quatro cenários de simulação para duas perturbações (corte de carga e curto-circuito).

Em relação aos cenários de simulação, foi observado que o primeiro cenário mostrou o sistema atuando em dias normais, o cenário dois mostrou um sistema com perda de geração hídrica e a geração térmica constante, no cenário 3 uma perda de geração térmica, mantendo a hídrica constante. Foi notado que entre esses três primeiros cenários, o cenário 2 foi o mais oscilatório devido a perda de massa girante (inércia) da geração hídrica.

No último cenário de simulação, com perda maior de hídrica, teve a necessidade de aumentar a térmica para suprir a demanda de carga. O sistema ficou ainda mais oscilatório.

Com uma grande oscilação, esse cenário faria a proteção atuar e poderia representar um possível “blackout”. Assim, um sistema em um cenário de perda de massa girante (inércia) de máquinas hídricas fica mais vulnerável a perturbações e possíveis “blackouts”.

REFERÊNCIAS

- Anderson, M., Fouad, A.A (2003). “Power System Control and Stability”. Editora: IEEE Press – Series on Power Engineering, Second Edition, 2003
- Globo, 2018. Nordeste Brasileiro Vive A Pior Seca Dos Últimos Cem Anos. G1 GLOBO. Disponível em: <<http://g1.globo.com/profissao-reporter/noticia/2017/05/nordeste-brasileiro-vive-pior-seca-dos-ultimos-cem-anos.html>>. Acesso em: 26 de janeiro de 2020
- Kundur, P. (1994). “Power System Stability and Control”. Editora: McGraw-Hill, 1994. 153p.
- Kundur, P. (1994). “Power System Stability and Control”. Editora: McGraw-Hill, 1994. 383p.
- Operador Nacional do Sistema, ONS. Capacidade instalada no SIN. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>. Acesso em: 05 de fevereiro de 2020.
- Operador Nacional do Sistema, ONS. ONS Atualiza Resultados Da Análise Da Ocorrência Que Afetou O Norte E O Nordeste. Disponível em: <<http://ons.org.br/Paginas/Noticias/20180506-analiseocorrenciaNorteNordeste.aspx>>. Acesso em: 25 de janeiro de 2020.
- Saadat, H. S. (1999). “Power system analysis”. Ed.1. New York: McGraw-Hill, 1999.
- Souza, Z., Fuchs, R. D., Santos, A. H. M. Centrais, hidro e termelétricas. São Paulo: E. Blücher/Centraís, 1983. 241p.
- Stravarakakis, G. S. and Kariniotakis, G. N. “A General Simulation Algorithm for the Accurate Assessment of Isolated Diesel-Wind Turbines Systems Interaction. Part I: A general Multimachine Power System Model”, IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 10, No. 3, Sept. 1995.