

Analysis of Turbine Flow through Synchronous Generators to Supply Reactive Energy Generation in the Brazilian Electrical System

W. Ragnev, J. R. Camacho, *Senior Member IEEE* and I. S. Peretta

Abstract — This paper presents the losses, maintenance and variation of the turbine flow in the hydroelectric plants for the generation of reactive energy, in the condition of synchronous generator or synchronous compensator. The study was carried out in the Brazilian Electrical System, which has continental dimensions with long transmission lines, regions with concentrated loads and its profile varies in the levels of: light, medium and heavy, requiring control of the voltage and loading. The remuneration for the generation of reactive energy by synchronous generators was detailed in accordance with current legislation. As an application example, two hydroelectric plants were analyzed, which normally generate reactive energy for the electrical system. The first is the Henry Borden Hydroelectric Power Plant, located within a large consumer center in the metropolitan region of the City of São Paulo, which due to systemic needs; its generating units generate reactive energy. The other is the Pedreira Pumping Plant, which has pumping units powered by synchronous machines connected to the electrical system through 88 kV transmission lines. The result of the study identifies the losses and the increase in turbine flow required for the provision of reactive power generation by synchronous generators, and can serve as a reference for future planning and decision-making studies in different electricity markets.

Index Terms — Losses, Reactive Energy, Synchronous Compensator, Synchronous Generator, Turbine Flow.

I. INTRODUÇÃO

No sistema elétrico de potência, o controle do perfil de tensão nas barras de carga é de grande importância para sua operação adequada [1]. Este controle permite que a tensão terminal dos equipamentos elétricos permaneça dentro dos limites operativos pré-estabelecidos, além de elevar a capacidade dos circuitos de transmissão por meio da redução do fluxo de potência reativa circulante na rede elétrica [2], [3].

O fluxo de potência reativa aumenta o valor da corrente elétrica que circula pelo sistema elétrico causando perdas adicionais. Para minimizar esse efeito o ideal é que a compensação de potência reativa seja feita a mais próxima possível das cargas [4], [5].

Este trabalho teve o apoio do Departamento de Produção da EMAE – Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A.

W. Ragnev, da EMAE – Empresa Metropolitana de Águas e Energia e IFSP – Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de São Paulo, São Paulo, Brasil, (wragnev@gmail.com). *Corresponding author.*

J. R. Camacho - Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, Minas Gerais, Brasil, (jrcamacho@ufu.br).

I. S. Peretta, Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, Minas Gerais, Brasil, (iperetta@gmail.com).

Devido à forte ligação entre a potência reativa e o nível de tensão, o meio mais utilizado para manter o perfil de tensão adequado é o suporte de potência reativa [6]. Através deste serviço, procura-se assegurar que a magnitude de tensão em cada barra do sistema permaneça dentro de limites especificados sobre condições normais ou de contingências [7]. Para evitar a violação do perfil de tensão, utiliza-se a compensação da potência reativa através da instalação de diversos equipamentos tais como capacitores, reatores de derivação, geradores síncronos, compensadores síncronos e compensadores estáticos de VAR que atuam como fontes de potência reativa [8].

Cada um desses equipamentos possui característica própria de regime de operação e de aplicação. Por exemplo: os capacitores e reatores de derivação fornecem potência reativa continuamente, destinando-se a manter o perfil de tensão durante a operação normal do sistema; os compensadores síncronos, os geradores síncronos e os compensadores estáticos, além da operação contínua, também são fontes de reserva de potência reativa, pois operam durante contingências, controlando variações rápidas de tensão [9], [10].

A energia produzida pela vazão turbinada nas usinas hidráulicas é o item precificado equivalente ao custo do combustível nas usinas térmicas, sendo que a análise e conclusões são idênticas para usinas hidráulicas e térmicas. Este custo mais o custo próprio da água deve portanto ser incluído na precificação da energia reativa entregue ao sistema.

O presente artigo descreve o processo de geração de energia reativa pelas máquinas síncronas na condição operativa de gerador síncrono e de compensador síncrono, analisando as perdas, os custos de manutenção e as vazões turbinadas. São descritas a remuneração e a contabilização dos custos do serviço ancilar de geração de energia reativa no Sistema Elétrico Brasileiro.

Como exemplo de aplicação foram analisadas as vazões necessárias e o consumo de energia ativa para a geração de energia reativa na Usina Hidroelétrica de Henry Borden e na Usina Elevatória de Pedreira. Os resultados obtidos podem servir como instrumento de análise do provimento de energia reativa, auxiliando para uma melhor repartição de custos entre todos os agentes envolvidos.

II. GERAÇÃO DE POTÊNCIA REATIVA PELOS GERADORES SÍNCRONOS

Os geradores síncronos podem operar na condição de gerador, fornecendo potência ativa e reativa para o sistema elétrico ou, na condição de compensador síncrono, absorvendo potência ativa para manter a sua inércia e fornecendo potência reativa para o sistema elétrico.

A. Operação na Condição de Gerador Síncrono.

A geração de potência ativa e reativa pelos geradores síncronos requer que sejam respeitados os seus limites operativos sem causar sobrecargas ou perda de estabilidade com o sistema elétrico. A curva de capacidade delimita os valores máximos e mínimos de potência ativa e reativa fazendo com que o gerador opere em condição segura dentro dos limites de máxima e mínima corrente de campo, limites de máxima corrente de armadura e de estabilidade prática.

A Fig. 1 mostra a curva de capacidade de um gerador síncrono de polos salientes.

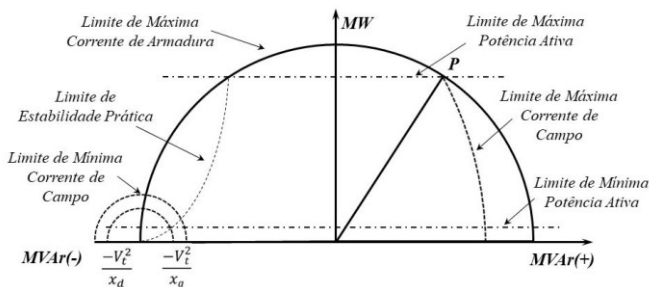


Fig. 1. Curva de capacidade do gerador síncrono de polos salientes. Fonte: Autoria própria.

O ponto P é definido como o ponto de operação nominal. Nesse ponto temos o máximo de geração de potência reativa sem limitar a geração de potência ativa. A partir desse ponto, o aumento na geração de potência reativa começa a limitar a geração de potência ativa.

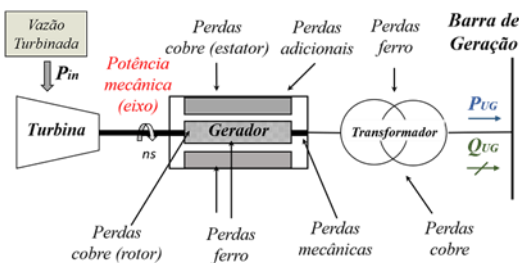


Fig. 2. Diagrama representativo das perdas na unidade geradora. Fonte: Autoria própria.

As perdas decorrentes da geração de potência ativa e reativa das unidades geradoras, compostas por: gerador síncrono, transformador elevador e turbina, são mostradas na Fig. 2.

A potência mecânica no eixo do gerador é oriunda da turbina e o seu valor pode ser expresso pela expressão:

$$P_{eixo} = P_{in} \cdot \eta_{hidr} \cdot \eta_{vol} \cdot \eta_{mec} \quad (1)$$

Onde:

P_{eixo} - Potência mecânica no eixo do gerador;

P_{in} - Potência do combustível na entrada da turbina;

η_{hidr} - Rendimento referente às perdas hidráulicas da turbina;

η_{vol} - Rendimento referente às perdas volumétricas da turbina;

η_{mec} - Rendimento referente às perdas mecânicas da turbina.

A potência ativa disponibilizada para o sistema P_{UG} pode ser expressa pela expressão:

$$P_{UG} = P_{eixo} - Perdas_{(gerador)} - Perdas_{(trafo)} \quad (2)$$

$$Perdas_{(ger)} = P_{cu(est)} + P_{cu(rot)} + P_{fe(ger)} + P_{(adic)} + P_{(mec)} \quad (3)$$

$$Perdas_{(trafo)} = P_{cu(trafo)} + P_{fe(trafo)} \quad (4)$$

Onde:

$P_{cu(est)}$ - Perdas cobre no enrolamento estatórico do gerador;

$P_{cu(rot)}$ - Perdas cobre no enrolamento rotórico do gerador;

$P_{fe(ger)}$ - Perdas ferro no gerador;

$P_{cu(trafo)}$ - Perdas cobre nos enrolamentos do transformador;

$P_{(adic)}$ - Perdas suplementares ou adicionais do gerador;

$P_{(mec)}$ - Perdas por atrito e ventilação do gerador;

P_{UG} - Potência Ativa gerada para o sistema;

Q_{UG} - Potência Reativa gerada para o sistema.

B. Operação na Condição de Compensador Síncrono.

Na operação das unidades geradoras hidroelétricas como compensador síncrono o gerador funciona como motor síncrono, absorvendo energia para manter a rotação do conjunto gerador e turbina. Ou seja, a turbina que normalmente aciona o gerador, agora é arrastada por ele. Nesta situação, o fluxo de água que atravessa a turbina é cortado, já que ela é arrastada pelo gerador e, para que o consumo de energia externa por este seja o mínimo, o rotor da turbina que normalmente funciona imerso em água (afogada), opera confinado num “bolsão de ar”. A formação do bolsão é feita através de injeção de ar comprimido fazendo o rebaixamento do nível da água do recinto do rotor, localizado entre a tampa da turbina e o início do tubo de sucção. Desta forma, a energia consumida pela parte interna da turbina, corresponde apenas ao trabalho de atrito e ventilação realizados pelas pás do rotor, cubo, coroa externa e seus anéis de desgaste, que no balanço final de energia é dissipado na forma de calor. A Fig. 3 mostra o esquema de formação da bolha de ar da UEP - Usina Elevatória de Pedreira quando da sua operação como compensador síncrono.

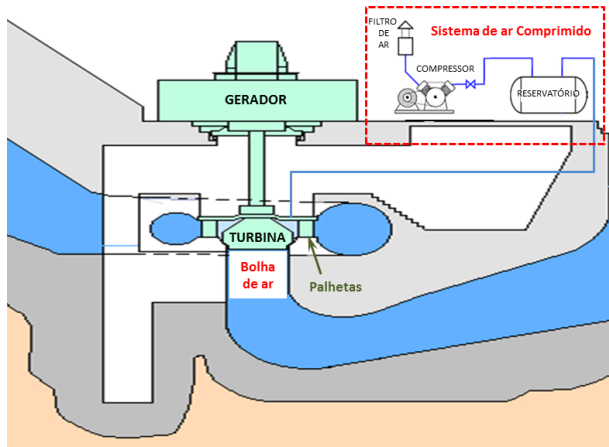


Fig. 3. Bolha de ar da Usina Elevatória de Pedreira (Turbina Francis). Fonte: acervo técnico da EMAE.

Os geradores síncronos acoplados em turbinas tipo Pelton, não necessitam da formação do “bolsão de ar”, pois não operam com as turbinas imersas na água (afogadas). Para a conversão de gerador para compensador basta fechar as agulhas dos injetores da turbina.

A turbina Pelton é constituída basicamente por um rotor que possui conchas (pás duplas) igualmente espaçadas pela sua periferia, formando a roda da turbina. É classificada como uma turbina de ação, pois o torque mecânico da turbina é gerado pela ação de um jato livre sobre a dupla concha do rotor. A água, após bater nas pás da turbina é recolhida para um canal de fuga.

A Fig. 4 mostra a operação da turbina tipo Pelton da UHB - Usina Hidroelétrica Henry Borden. A água após seu impacto na turbina cai numa área livre denominada “poço da turbina” fazendo com que a turbina sempre trabalhe desafogada.

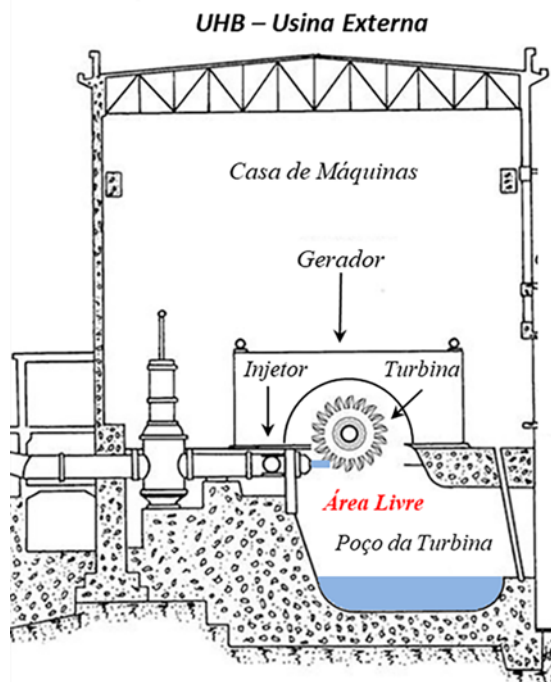


Fig. 4. Turbina Pelton Usina Henry Borden Externa 88 kV. Fonte: acervo técnico da EMAE.

Outra opção de operação como compensador síncrono seria a passagem de água pela turbina suficiente para manter a inércia do conjunto gerador/turbina, mantendo sua velocidade síncrona e o seu sincronismo com o sistema. Nessa situação a potência mecânica do eixo seria suficiente apenas para compensar as perdas mecânicas (atrito e ventilação) mais as perdas na máquina síncrona, decorrentes da geração de potência reativa, sem geração de potência ativa.

Essa operação não é usual, pois o seu controle requer que os reguladores hidráulicos de velocidade estejam muito bem ajustados, além do mais, a turbina iria trabalhar numa área de potência mínima, o que pode provocar cavitação e o seu rendimento seria ínfimo.

As unidades geradoras térmicas, em sua grande maioria, para efetuar a conversão de gerador para compensador síncrono e vice-versa, requerem grandes tempos de parada, necessários para efetuar o acoplamento do gerador em relação ao conjunto motriz (turbina-redutor, turbina ou motor, conforme o caso), tornando mais oneroso o provimento de suporte de reativos por compensação síncrona nestes casos, quando comparados às unidades geradoras hidráulicas. Existem atualmente, no Sistema Elétrico Brasileiro, poucas unidades que dispõem de equipamentos especiais para acoplamento entre o equipamento motriz e o gerador, que torna essa conversão tecnicamente mais facilitada possibilitando também operação como compensador síncrono, como é o caso da Usina Termoelétrica Camaçari [17].

A Fig. 5 mostra o esquema operacional do dispositivo de acoplamento nas unidades geradoras térmicas.

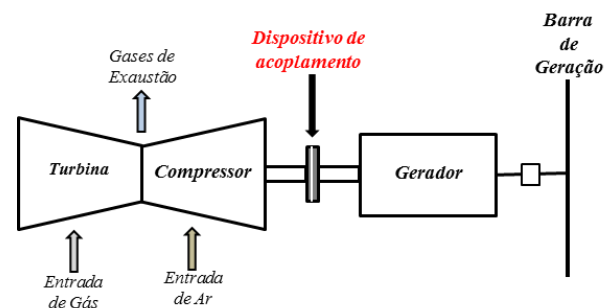


Fig. 5. Esquema operacional do dispositivo de acoplamento. Fonte: Autoria própria.

III. CUSTOS ADICIONAIS PARA A OPERAÇÃO COMO COMPENSADOR SÍNCRONO

Os custos adicionais para operação como compensador síncrono decorrem da própria condição operativa da unidade geradora que podem ser classificados como:

A. Custo de Corrente do Consumo de Energia.

Correspondente ao consumo de energia de alimentação do compensador síncrono, do sistema de excitação da unidade, dos compressores de ar de rebaixamento e das perdas nos transformadores elevadores [17].

B. Custos Adicionais de Operação e Manutenção.

Correspondente ao consumo de energia e os custos adicionais de manutenção do sistema auxiliar necessário para

esta situação operativa, tais como: sistema de ar de rebaixamento e de excitação [17].

Na operação dos geradores síncronos como compensadores síncronos haverá sempre um consumo adicional de potência ativa do sistema. Nas usinas em que existam unidades geradoras operando como gerador e como compensador síncrono, a potência ativa entregue para o sistema (barra de geração) será menor do que a produzida pelos demais geradores.

A Fig. 6 mostra o esquema de duas unidades geradoras operando uma como gerador e outra como compensador síncrono. Parte da potência ativa produzida pela unidade geradora P_{UG} na condição de “gerador síncrono” é absorvida pela unidade geradora que está na condição de “compensador síncrono” P_{UCS} sendo que a potência ativa P_{Barra} entregue para o sistema através da “Barra de Geração” é a diferença entre elas e o seu valor pode ser expresso pelas equações de 5 a 8. A potência reativa entregue para o sistema elétrico será a somatória das potências reativas geradas pelo gerador síncrono e pelo compensador síncrono, conforme as equações 9 a 12.

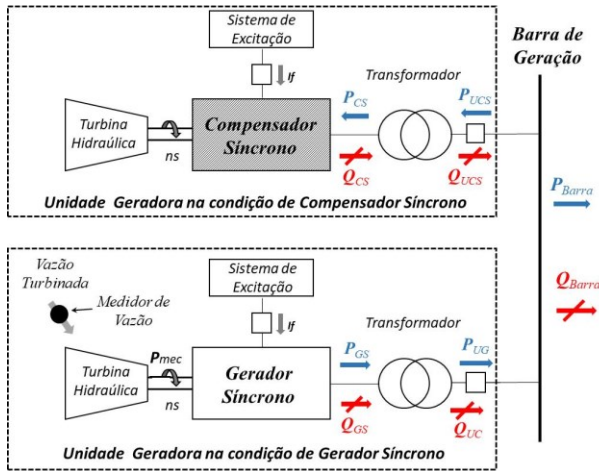


Fig. 6. Unidades Geradoras na Condição de Compensador Síncrono. Fonte: Autoria própria.

$$P_{Barra} = P_{UG} - P_{UCS} \quad (5)$$

$$P_{UG} = P_{GS} - \Delta p_{Trafo(UG)} \quad (6)$$

$$P_{CS} = P_{UCS} - \Delta p_{Trafo(UCS)} \quad (7)$$

$$P_{Barra} = P_{GS} - P_{CS} - \Delta p_{Trafo(UG)} - \Delta p_{Trafo(UCS)} \quad (8)$$

$$Q_{Barra} = Q_{UG} + Q_{UCS} \quad (9)$$

$$Q_{UG} = Q_{GS} - \Delta q_{Trafo(UG)} \quad (10)$$

$$Q_{UCS} = Q_{CS} - \Delta q_{Trafo(UCS)} \quad (11)$$

$$Q_{Barra} = Q_{GS} + Q_{CS} - \Delta q_{Trafo(UG)} - \Delta q_{Trafo(UCS)} \quad (12)$$

Onde:

P_{GS} - Potência ativa produzida pelo gerador síncrono;

Q_{GS} - Potência reativa produzida pelo gerador síncrono;

P_{UG} - Potência ativa produzida pela unidade geradora;

Q_{UG} - Potência reativa produzida pela unidade geradora;

P_{CS} - Potência ativa absorvida pelo compensador síncrono;

Q_{CS} - Potência reativa produzida pelo compensador síncrono;

P_{UCS} - Potência ativa absorvida pela unidade compensadora síncrona;

Q_{UCS} - Potência reativa absorvida pela unidade compensadora síncrona;

Q_{Barra} - Potência reativa fornecida pela unidade compensadora síncrona;

P_{Barra} - Potência ativa fornecida na barra de geração;

Q_{Barra} - Potência reativa fornecida na barra de geração;

$\Delta p_{Trafo(UG)}$ - Perdas no transformador da unidade geradora;

$\Delta p_{Trafo(UCS)}$ - Perdas no transformador da unidade síncrona;

$\Delta q_{Trafo(UG)}$ - Consumo de reativo no transformador da unidade geradora;

$\Delta q_{Trafo(UCS)}$ - Consumo de reativo no transformador da unidade síncrona.

IV. REMUNERAÇÃO DA ENERGIA REATIVA NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

O Sistema Elétrico Brasileiro tem dimensões continentais e o seu perfil de carga varia em patamares de carga leve, média e pesada, havendo necessidade de controle do seu perfil de tensão.

A geração de energia reativa pelos geradores síncronos não é remunerada quando da sua simultaneidade com a geração de energia ativa, sendo remunerada apenas a produção de energia ativa. O gasto extra decorrente da geração de energia reativa fica por conta dos agentes de geração [16].

Devido às suas características elétricas, a condição de geração de energia reativa, para controle do perfil de tensão, acontece com frequência durante o período de carga leve para usinas localizadas longe dos centros de carga e nos períodos de carga média e pesada para usinas localizadas próximas aos centros de carga.

Algumas usinas hidroelétricas localizadas em pontos estratégicos do sistema, em determinados períodos de carga, possuem unidades geradoras que ficam ociosas não gerando energia ativa. Para diminuir o impacto da operação liga e desliga dessas unidades geradoras, que pode provocar a diminuição de sua vida útil e também para ajudar o controle de tensão do sistema elétrico, elas são operadas como compensadores síncronos. A comercialização da energia reativa é feita através do *CPSA – Contrato de Prestação de Serviços Ancilares*, celebrado entre a *ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica* e os agentes de geração, onde o ressarcimento ocorre nas unidades geradoras que geram apenas energia reativa [17].

Nessa situação os custos adicionais referentes à manutenção e a operação incorridos para a geração de energia reativa, com base em levantamentos efetuados pela *ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica* junto aos agentes provedores desse tipo de serviço, são da ordem de 5,94% do valor da tarifa de geração de energia ativa [18]. Esse é o valor de contrato do *MVar.h*, que é pago pelo Sistema Elétrico Brasileiro e o seu custo é repartido por todos os agentes de geração, transmissão e distribuição.

O consumo de energia ativa para motorizar e manter o gerador sincronizado e as perdas e o consumo interno do transformador de acoplamento são contabilizados para o sistema elétrico como perdas sistêmicas [18].

A Fig. 7 mostra o esquema de ressarcimento dos custos das perdas nas unidades geradoras operando como compensador síncrono no contrato *CPSA – Contrato de Prestação de Serviços Ancilares*.

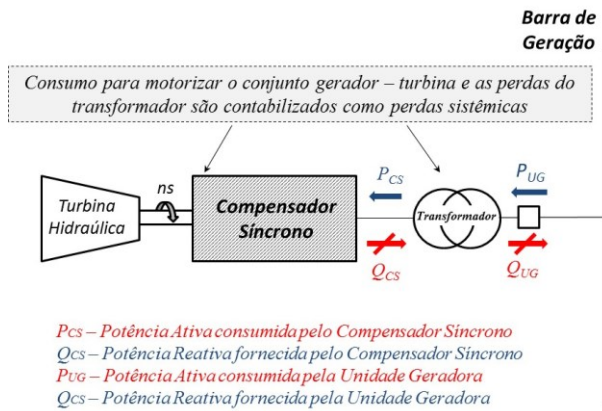


Fig. 7. Compensador síncrono contabilização das perdas e do consumo. Fonte: Autoria própria.

V. ANÁLISE DA VAZÃO TURBINA PARA O PROVIMENTO DE POTÊNCIA REATIVA

A geração de potência reativa nas unidades geradoras requer um incremento de potência mecânica no eixo do gerador para compensar as perdas adicionais, no gerador e no transformador, que implica no aumento da sua vazão turbinada. Se a unidade geradora estiver operando como compensador síncrono, absorvendo potência ativa do sistema elétrico para a sua motorização, para suprir as suas perdas adicionais deverão ser compensadas com aumento de vazão das demais unidades geradoras que estiverem gerando potência ativa para o sistema.

Para análise foram selecionadas duas usinas hidroelétricas quem têm o *CPSA - Contrato de Prestação de Serviços Ancilares* na modalidade de suporte de provimento de energia reativa e que possuem características bem diferentes. A primeira é a *UHE - Usina Hidroelétrica Henry Borden* que está localizada na Cidade de Cubatão no Estado de São Paulo, próxima a um grande centro consumidor (Região Metropolitana da Cidade de São Paulo). Possui 14 unidades geradoras com turbinas tipo Pelton com queda nominal de 720 m e potência instalada de 889 MW. A *UHE Henry Borden* é composta por duas seções:

- Seção Externa: A usina externa possui sete unidades geradoras (# 1, 2, 3, 4, 5, 6 e 7) totalizando 404 MW conectada ao sistema na tensão elétrica de 88 kV.

- Seção Subterrânea: A usina subterrânea possui sete unidades geradoras (# 8, 11, 12, 13, 14, 15 e 16) totalizando 485 MW conectada ao sistema na tensão elétrica de 230 kV.

Todas as suas unidades geradoras podem operar como compensador síncrono. Devido a sua localização e as características elétricas do sistema, normalmente no período de carga média (das 07h00min às 17h00min) e no período de carga pesada (das 18h00min às 23h00min) as suas unidades geradoras geram potência reativa com a corrente elétrica atrasada em relação à tensão elétrica “geram reativo”.

A segunda é a *UEP - Usina Elevatória de Pedreira*, localizada na Cidade de São Paulo no Estado de São Paulo. Possui 8 unidades de bombeamento dotadas de rotor tipo Francis, movidas por motores síncronos de 6,6 kV. Tem a função de bombear as águas do Canal Pinheiros para o

Reservatório Billings. Sua capacidade atual de bombeamento é de 395 m³/s, elevando as águas em cerca de 25 m. Do Reservatório Billings as águas são encaminhadas por gravidade para a Usina Hidroelétrica Henry Borden na seção externa (88 kV) e subterrânea (230 kV) com alta eficiência energética sendo que 1 m³/s turbinado gera 5,654 MW. A Fig. 8 representa o esquema de aproveitamento hidro energético da Usina Hidroelétrica Henry Borden externa e subterrânea.

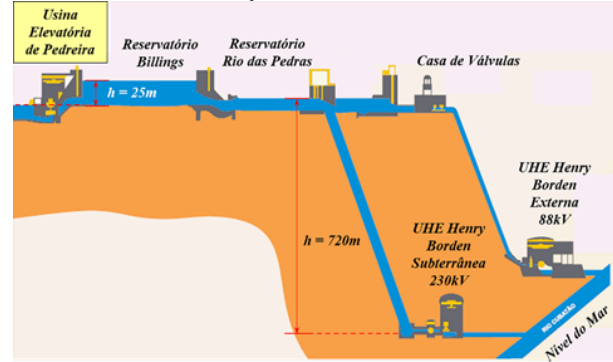


Fig. 8. Esquema de Aproveitamento hidro energético da UHE Henry Borden. Fonte: acervo técnico da EMAE.

A resolução conjunta SMA/SES 03/92, atualizada pela Resolução SEE-SMA-SRHSO-I, de 13/03/96, da Secretaria do Meio Ambiente da Cidade de São Paulo, regulamenta que as águas do Canal Pinheiros, em virtude da poluição, não podem mais ser bombeadas continuamente para o Reservatório Billings, esse bombeamento é feito somente quando as vazões provocadas pelas chuvas elevam o nível das águas dos rios Pinheiros e Tietê, podendo provocar enchentes na região. Estas resoluções limitam a utilização da Usina Elevatória de Pedreira.

As suas unidades de bombeamento ficam ociosas na maior parte do tempo, podendo operar como compensadores síncronos, absorvendo ou fornecendo potência reativa, quando houver necessidade de controlar os níveis de tensão do sistema elétrico.

Devido à sua localização e as características elétricas do sistema, a UHE Henry Borden ajuda a ajustar a tensão na região e aliviar a transformação de 88 kV/230 kV da Subestação Piratininga, conforme esquema da Fig. 9.

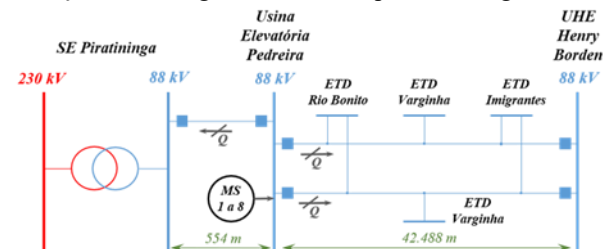


Fig. 9. Diagrama de conexão elétrica da Usina Elevatória de Pedreira. Fonte: Autoria própria.

A. Análise da Vazão Turbinada:

1) UHE Henry Borden.

Para a análise foi considerada a sua operação como gerador e como compensador síncrono. O despacho de geração de potência ativa foi de 150 MW nos setores de 88 kV e de 230 kV. A variação de geração de potência reativa foi feita em

valores que normalmente são despachados nos patamares de carga média e pesada.

A Fig. 10 mostra o esquema de medição Borden da energia gerada e da vazão turbinada da unidade geradora de UHE Henry. A energia ativa e reativa produzida pelo gerador síncrono é registrada na medição bruta e a energia disponibilizada para o sistema elétrico é registrada na medição líquida, desconta da energia gerada as perdas no transformador. A vazão turbinada é proporcional a energia gerada, variando conforme a curva da eficiência da turbina e é medida através de um medidor ultrassônico instalado no conduto forçado, com erro de leitura inferior a 1%.

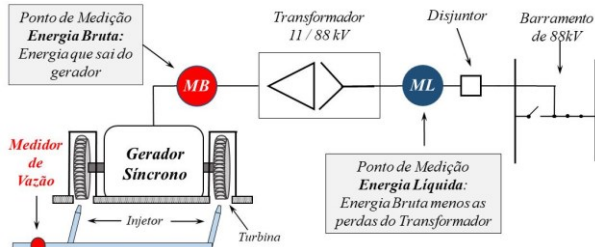


Fig. 10. Esquema de medição da UHE Henry Borden. Fonte: Autoria própria.

A potência instalada na UHE Henry Borden é de 889 MW, porém devido a questões ambientais em seu reservatório, a sua energia garantida é de 127 MW.h (médios). Para a análise na condição operativa “Compensador Síncrono”, foi considerada a operação em seis unidades geradoras como compensador síncrono e uma unidade geradora como gerador, tanto nos setores de 88 kV quanto no de 230 kV.

A tabela I mostra os valores da vazão turbinada e sua variação na UHE Henry Borden – 88 kV.

TABELA I
VAZÃO TURBINADA NA UHE HENRY BORDEN 88 KV
UHB – 88 kV (condição operativa: Gerador Síncrono)

Potência Reativa (Q)	Vazão Turbinada			(m³/s)/Q*
	q (m³/s)	Δq (m³/s)	%	
40 MVar	27,001	0,105	0,39	0,0026
80 MVar	27,220	0,324	1,21	0,0041
120 MVar	27,574	0,676	2,52	0,0056
160 MVar	28,500	1,605	5,97	0,0100
180 MVar	28,844	1,957	7,25	0,0107
200 MVar	29,187	2,291	8,52	0,0115

Geração de Potência Ativa = 150 MW
Vazão turbinada Q=0 → Vazão (q) = 26,896 m³/s
* Vazão turbinada (q) para geração de 1 MVar

UHB – 88 kV (condição operativa: Compensador Síncrono)

Potência Reativa (Q)	Vazão Turbinada			(m³/s)/Q*
	q (m³/s)	Δq (m³/s)	%	
60 MVar	1,415	0,405	40,14	0,0235
80 MVar	1,420	0,410	40,64	0,0178
100 MVar	1,440	0,430	42,62	0,0144
120 MVar	1,475	0,465	46,08	0,0123
140 MVar	1,499	0,489	48,46	0,0107
160 MVar	1,527	0,517	51,23	0,0095

Aumento da vazão turbinada para manter a inércia das unidades na condição de compensador síncrono = 1,010 m³/s
* Vazão turbinada (q) para geração de 1 MVar

Para manter a inércia das unidades geradoras que estavam operando como compensador síncrono foi necessário o acréscimo de 1,010 m³/s, nas unidades geradoras que estavam operando na condição de gerador síncrono o que equivale ao aumento de geração de 5,7MW.

A Fig. 11 mostra a variação da vazão turbinada para a geração de potência reativa na UHE Henry Borden 88 kV.

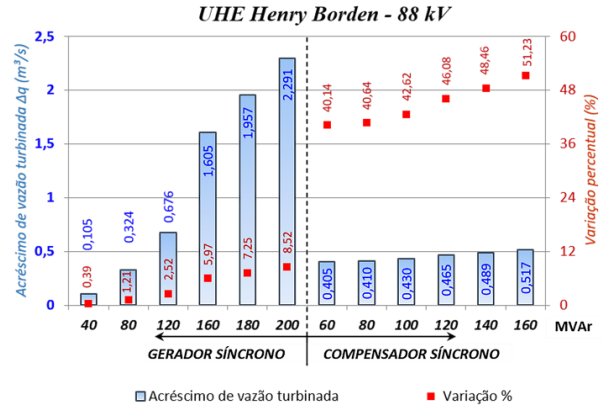


Fig. 11. Variação da vazão turbinada na UHE Henry Borden – 88kV. Fonte: Autoria própria.

A Fig. 12 mostra a relação de vazão turbinada (m³/s) para a geração de 1 MVar para cada ponto de operação.

Usina Henry Borden - 88 kV

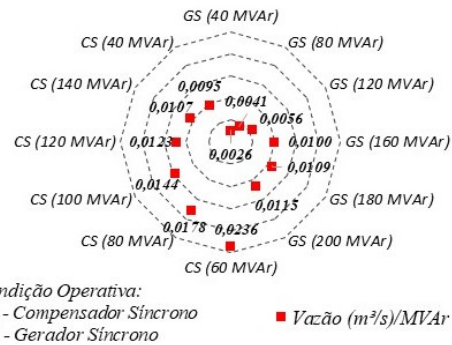


Fig. 12. Relação (m³/s)/MVar - UHE Henry Borden – 88kV. Fonte: Autoria própria.

A tabela II mostra os valores da vazão turbinada e sua variação na UHE Henry Borden Subterrânea – 230 kV.

TABELA II
VAZÃO TURBINADA NA UHE HENRY BORDEN 230 KV
UHB – 230 kV (condição operativa: Gerador Síncrono)

Potência Reativa (Q)	Vazão Turbinada			(m³/s)/Q*
	q (m³/s)	Δq (m³/s)	%	
50 MVar	25,726	0,141	0,55	0,0028
100 MVar	25,911	0,328	1,28	0,0033
150 MVar	26,538	0,955	3,73	0,0064
200 MVar	27,046	1,462	5,72	0,0073
225 MVar	27,436	1,853	7,25	0,0082
250 MVar	27,827	2,244	8,77	0,0090

Geração de Potência Ativa = 150 MW
Vazão turbinada Q=0 → Vazão (q) = 25,583 m³/s
* Vazão turbinada (q) para geração de 1 MVar

UHB - 230 kV (condição operativa: Compensador Síncrono)

Potência Reativa (Q)	Vazão Turbinada			(m³/s)/Q*
	q (m³/s)	Δq (m³/s)	%	
60 MVar	1,350	0,453	50,59	0,0225
80 MVar	1,369	0,472	51,31	0,0171
100 MVar	1,390	0,493	52,09	0,0139
120 MVar	1,408	0,511	52,75	0,0123
140 MVar	1,435	0,538	53,78	0,0103
160 MVar	1,467	0,570	54,99	0,0092

Aumento da vazão turbinada para manter a inércia das unidades na condição de compensador síncrono = 0,987 m³/s
* Vazão turbinada (q) para geração de 1 MVar

Segundo dados do Departamento de Engenharia da EMAE, a operação liga-desliga das unidades geradoras produz um aumento não programado nas manutenções, o que torna a operação contínua mais econômica, ora como gerador e ora como compensador.

Para manter a inércia das unidades geradoras que estavam operando na condição de compensador síncrono, foi necessário o acréscimo de 0,987 m³/s, nas unidades geradoras que estavam operando na condição de gerador síncrono o que equivale ao aumento de geração de potência de 5,58 MW.

A Fig. 13 mostra a variação da vazão turbinada para o da geração de potência reativa na UHE Henry Borden 230 kV.

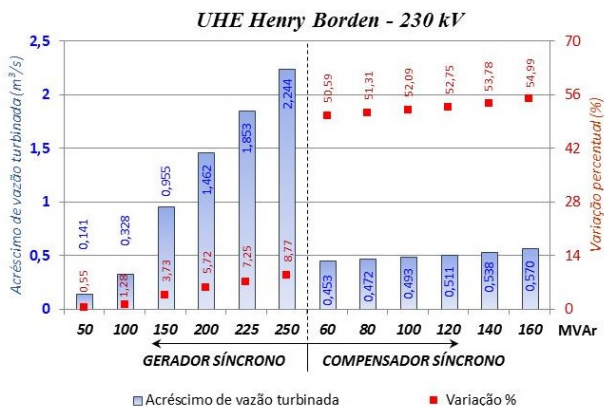


Fig. 13. Variação da vazão turbinada na UHE Henry Borden – 230 kV. Fonte: Autoria própria.

A Fig.14 mostra a vazão turbinada (m³/s) necessária para a geração de 1 MVar.

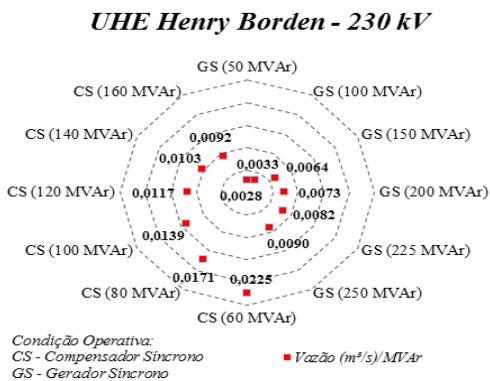


Fig. 14. Relação (m³/s) /MVar - UHE Henry Borden – 230kV. Fonte: Autoria própria.

Os valores das tabelas I e II mostram que as vazões turbinadas percentuais para a geração de mesma potência reativa em ambas as condições operativas são menores na condição de gerador síncrono do que na condição operativa de compensador síncrono. Isto ocorre devido ao fato que na condição operativa de gerador síncrono o aumento da geração de potência reativa causa apenas o aumento das perdas no gerador e no transformador de acoplamento. Na condição operativa de compensador síncrono, além do aumento das perdas é necessária uma potência ativa extra para manter a inércia das unidades geradoras que estão como compensador síncrono. Esse aumento de potência ativa é obtido pelo aumento das vazões turbinadas pelas demais unidades geradoras, mantendo assim a mesma disponibilidade de potência ativa para o sistema elétrico ($P_{Barra(MW)}$).

2) Usina Elevatória de Pedreira.

A Usina Elevatória de Pedreira consegue fornecer potência reativa para o sistema elétrico apenas na condição operativa de compensador síncrono, com a motorização de suas unidades. A potência ativa para manter a sua inércia é da ordem de 7,8 MW. Para a verificação do impacto da geração de potência reativa foram analisados os despachos de 10 MVar a 100 MVar.

A Fig. 15 mostra o esquema de medição do consumo de energia da unidade de bombeamento da Usina Elevatória de Pedreira. A energia consumida pelo motor síncrono é registrada na medição bruta e a energia consumida do sistema elétrico é registrada na medição líquida, que considera além da consumida pelo motor síncrono as perdas no transformador.

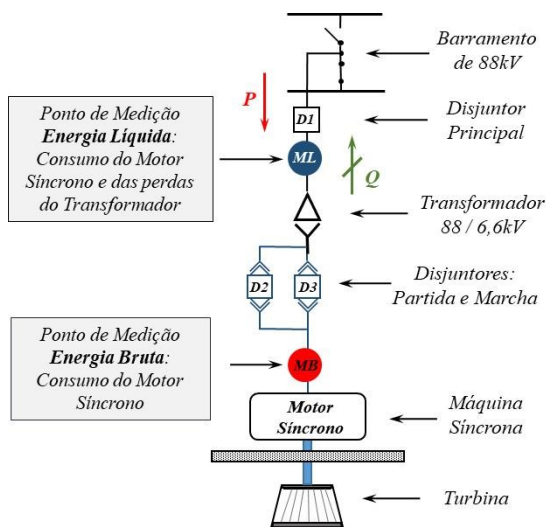


Fig. 15. Esquema de medição da UHE Henry Borden. Fonte: Autoria própria.

A unidade de bombeamento possui enrolamento amortecedor partindo como motor assíncrono. Para reduzir o valor da corrente de partida, a princípio a unidade parte com tensão reduzida e ao atingir rotação nominal é aplicada tensão nominal e é inserido o campo da máquina para o seu sincronismo com o sistema elétrico.

A tabela III mostra o consumo de potência ativa e a vazão turbinada equivalente para diferentes valores de geração de potência reativa.

TABELA III
VAZÃO TURBINADA NA USINA ELEVATÓRIA DE PEDREIRA

Potência Reativa (Q)	Usina Elevatória de Pedreira (Condição operativa: Compensador Síncrono)			
	Consumo		Vazão (q) Equivalente*	
	kW _{Total}	kW/MVar	(q) m³/s	(m³/s)/MVar**
10 MVar	7289	729	1,289	0,129
20 MVar	7469	373	1,321	0,066
30 MVar	7729	258	1,367	0,046
40 MVar	8069	202	1,427	0,036
50 MVar	8490	170	1,502	0,030
60 MVar	8991	150	1,590	0,027
70 MVar	9573	137	1,693	0,024
80 MVar	10235	128	1,810	0,023
90 MVar	10977	122	1,941	0,022
100 MVar	11800	118	2,087	0,021

Consumo de Potência Ativa para manter o sincronismo das unidades de bombeamento → 7,2 MW

* Vazão equivalente na UHE Henry Borden

** Vazão turbinada equivalente para geração de 1 MVar

Para verificação da vazão equivalente turbinada (m^3/s) foi considerado o aumento da geração de potência ativa e da vazão turbinada na UHE Henry Borden que está mais próxima eletricamente.

A Fig. 16 mostra o consumo de potência ativa para a geração de potência reativa na Usina Elevatória de Pedreira.

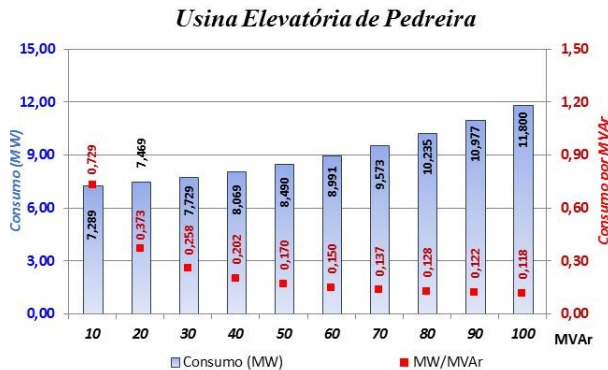


Fig. 16. Consumo de Potência Ativa na Usina Elevatória de Pedreira. Autoria própria.

A Fig. 17 mostra na tabela III a relação de vazão turbinada (m^3/s) na UHE Henry Borden para a geração de 1 MVar na Usina Elevatória de Pedreira para cada ponto de operação.

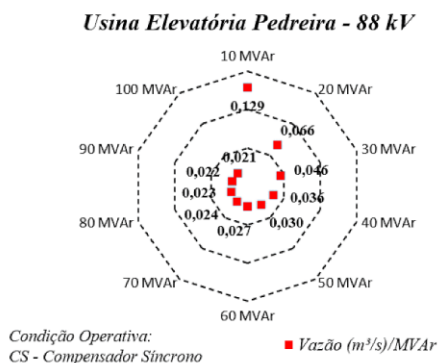


Fig. 17. Relação (m^3/s)/MVar – Usina Elevatória de Pedreira. Fonte: Autoria própria.

VI. CONCLUSÕES

A geração de potência reativa pelas unidades geradoras requer um acréscimo da vazão turbinada para suprir as perdas adicionais decorrente dessa geração. Na condição operativa “gerador síncrono” esse acréscimo é pequeno pois supre apenas o aumento das perdas no cobre, no ferro e adicionais. Na condição operativa “compensador síncrono” a unidade geradora absorve potência ativa do sistema elétrico para manter a sua inércia e suprir as suas perdas. O acréscimo de vazão turbinada, neste caso, é mais significativo e provem das demais unidades geradoras do sistema que estão gerando potência ativa.

Cada unidade geradora possui características próprias de rendimento de turbina, rendimento do gerador e do transformador que, dependendo do ponto de operação, tem influência direta nas perdas durante a geração de potência ativa e reativa.

A operação liga – desliga das unidades geradoras diminuem a sua vida útil o que torna a condição operativa de

“compensador síncrono” atrativa tanto para os agentes de geração como para o sistema elétrico.

No Brasil as unidades geradoras que fazem parte do CPSA - Contrato de Prestação de Serviços Ancilares, na condição de suporte de reativo, são remuneradas apenas na condição operativa de “compensador síncrono”, ou seja, apenas quando estão gerando somente potência reativa. Essa remuneração ressarcir os gastos de manutenção e consumo de energia dos seus serviços auxiliares.

As perdas ocorridas nas unidades geradoras na condição operativa “compensador síncrono” para o provimento de geração de potência reativa são classificadas como perdas sistêmicas e conforme determinação da ANEEL são repartidas pelos agentes de geração e transmissão.

A apuração correta das perdas e dos aumentos das vazões turbinadas para o provimento de geração de potência reativa nas unidades geradoras, tanto condição operativa “gerador síncrono” como na condição de “compensador síncrono” pode servir como instrumento para o correto ressarcimento dos custos desse serviço.

REFERÊNCIAS

- [1] I. C. Silva, B. H. Dias, E. J. Oliveira and L. M. Marcato, “Influence of Active Transmission Losses in the Operation of Thermolectric Systems”, *IEEE Latin America Transactions*, vol. 13 no 8, pp. 2622-2629, August 2015, DOI:10.1109/TLA.2015.7332141.
- [2] J. Zhong and K. Bhattacharya, “Toward a Competitive Market for Reactive Power”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 17, no 4, pp. 1206-1215, November 2002, DOI:10.1109/TPWRS.2002.805025.
- [3] I. El. Samahy, K. Bhattacharya, C. Cañizares, M. F. Anjos, and J. Pan, “A Procurement Market Model for Reactive Power Services Considering System Security”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, no 1, pp. 1629-1638, February 2008, DOI:10.1109/TPWRS.2007.913296.
- [4] J. W. Lamont and J. Fu, “Cost Analysis of Reactive Power Support”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 14, no 3, pp. 890-898, August 1999, DOI:doi.org/10.1109/59.780900.
- [5] E. A. Amorim, S. H. M. Hashimoto, F. G. M. Lima and J. R. S. Mantovani, “Multi Objective Evolutionary Algorithm Applied to the Optimal Power Flow Problem”, *IEEE Latin America Transactions*, vol. 8, no 3, pp. 236-244, June 2010, DOI:10.1109/TLA.2010.5538398.
- [6] Y. Sprumont, “On the Discrete Version of the Aumann-Shapley Cost-Sharing Method”, *The Economic Society*, vol. 73, no 5, pp. 1693-1712, September 2005, DOI:10.1111/j.1468-0262.2005.00633.x.
- [7] A. E. Hoffer, R. H. Moncada, B. J. Pavez and J. A. Tapia, “A Novel Method for Finite-Element Modeling of a Commercial Synchronous Reluctance Machine”, *IEEE Latin America Transactions*, vol. 16, no 3, pp. 806-812, March 2018, DOI:10.1109/TLA.2018.8358659.
- [8] H. Haighighait, C. Cañizares and K. Bhattacharya, “Dispatching Reactive Power Considering All Providers in Competitive Electricity Markets”, *IEEE – PES General Meeting, Minneapolis, USA*, July 2010, DOI:10.1109/PES.2010.5589793.
- [9] N. Agrawal, K. K. Swarnkar and A. K. Wadhvani, “Economic Load Dispatch Problem of Thermal Generators with Ramp Rate Limit Using Biogeography – Based Optimization”, *International Journal of Information and Education Technology (IJJET)* vol 1, Issue 3, ISSN: 2277-3754 pp. 98-102, March 2012, DOI:10.7763/IJJET.2012.V2.168.
- [10] R. C. Bansal, “Optimization Methods for Electric Power Systems: An Overview”, *International Journal of Emerging power Systems*, vol. 2, Issue 1, Art. 1021, 2005, DOI:10.2202/1553-779X.1021.
- [11] T. Adefarati, A. S. Oluwole and M. A. Sanusi, “Computational Solution to Economic Operation of Power Plants”, *Electrical and Electronic Engineering*, vol. 3 no 6, pp. 139-148, January 2013, DOI:10.5923/j.eee.20130306.01.
- [12] M. Singh, M. Garg and V. Girdher, “Comparative Study of Economic Load Dispatch Using Modified Hop Field Neural Network”, *International Journal of Computing & Business Research*, ISSN: 2229-6166, 2012, <https://tinyurl.com/y728330l>.

- [14] Y. Moon, J. Park, C. Jung and H. Kook, "Cost Evaluation for Capacitive Reactive Power under the Deregulation Environment", *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting Conference Proceedings, January 2001, Columbus, USA*, DOI:10.1109/PESW.2001.917336.
- [15] S. M. Villamizar Rueda and K. C. Almeida, "Optimal Power Flow Solutions Under Variable Load Conditions: Reactive Power Cost Modeling", *PICA 2001. Innovative Computing for Power - Electric Energy Meets the Market. 22^o IEEE Power Engineering Society. International Conference on Power Industry Computer Applications, Sydney, Australia, May 2001*, DOI:10.1109/PICA.2001.932368.
- [16] T. Souza, C. M. V. Tahan, J. A. Jardini, J. A. O. Rosa, A. P. Feltrin and J. C. G. Manso, "A New Approach to Remuneration of Ancillary Services Provided by Generation Agents in Brazil", *IEEE Latin America Transactions*, vol. 8 no 1, pp. 38-44, March 2010, DOI:10.1109/TLA.2010.5453944.
- [17] Operador Nacional do Sistema Elétrico - "Procedimentos de Rede (Módulo 14)". [Online] Disponível em: <https://tinyurl.com/y8lwzgej>
- [18] Agência Nacional de Energia Elétrica, "Resolução Normativa n^o 697, de 16 de dezembro de 2015". [Online] Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015697.pdf>. Acesso em: 30/03/2020.



Walter Ragnev was born in Sao Paulo, SP, Brazil in 1964. He received BSc. graduated from the Faculty of Engineering of São Paulo (FESP, Brazil) in 1991. M.Sc graduation in Electrical Engineering from Universidade Federal de Uberlândia (UFU, Brazil) in 2005.

Since 1984, he has worked at EMAE - Metropolitan Water and Energy Company, has experience in Plant Maintenance, Project Engineering and Electrical Power System Operation, acting as a project, maintenance and real time engineer at the EMAE system. Since 2006, he has been a Lecturer in the Electrical Technology and Engineering course at IFSP - Federal Institute of Science and Technology of São Paulo. Currently, his research is in the fields of electrical power systems and electrical machines.



José Roberto Camacho (IEEE M'02-SM'06) was born in Taquaritinga, SP, Brazil, in 1954. He received BSc and MSc degrees in Electrical Engineering, respectively at Universidade Federal de Uberlândia, MG, Brazil in 1978 and Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, Brazil in 1987, and the Ph.D. degree in Electrical Engineering

from Canterbury University, New Zealand, in 1993.

From 1979 to 1994, he was a Lecturer at the School of Electrical Engineering, Universidade Federal de Uberlândia, MG, Brazil. Since 1994, he has been a Professor in the same university. He is the author of 3 books, and more than 100 papers. His research interests include alternative energy and electricity for rural areas, electromagnetism and electromagnetic devices, engineering mathematics, small hydroelectric plants and new devices and techniques for energy production. He is the reviewer of many first-class journals in Electrical Engineering.



Igor S. Peretta was born in Campinas, SP, Brazil in 1974. He received B.Sc. degree from State University of Campinas (UNICAMP, Brazil) in 2002, M.Sc. degree in Electrical Engineering from Universidade Federal de Uberlândia (UFU, Brazil) in 2010, and both Ph.D. degree in Electrical Engineering from

Universidade Federal de Uberlândia (UFU, Brazil) and Ph.D. degree in Computer Science from the University of Strasbourg (UNISTRA, France) in 2015. He has experience in Computer Engineering especially in Artificial Intelligence, acting in the following themes: automatic speech recognition for voice commands, artificial neural networks, evolutionary algorithms, and artificial intelligence applications to engineering. Interests are among the fields of meta-heuristics, statistics, machine learning, evolutionary computation (in special Genetic Programming), and massively parallel computing (in special GPGPU computing). Since 2016, he is an Adjunct Professor within the Computer Engineering course at the Faculty of Electrical Engineering from the Universidade Federal de Uberlândia (UFU, Brazil). Currently, his researches are in the fields of evolutionary algorithms, numerical simulations, floating-point binary representations, and quantum computer programming.