

65
EDICION

REVISTA CIER

SIN FRONTERAS PARA LA ENERGIA



CONTENIDO

GENERACIÓN

- 4 MELHORIAS IMPLANTADAS NAS USINAS DA CEMIG A PARTIR DE OBSERVAÇÕES DOS TESTES REAIS DE RECOMPOSIÇÃO CONFORME RO-RR.BR.01

Jenaína Souza – CEMIG - Brasil

Generación



- 11 PROTECCIONES – GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LÍNEAS LARGAS Y LOS PROBLEMAS EN LAS DETECCIONES DE FALLAS

Alberto German Martinez – SECCO – Argentina

Generación

TRASMISIÓN

- 19 ANÁLISIS DE FUNCIONAMIENTO DE LOS PROBADORES DE PÉRTIGAS

Sebastian A. Mancini, Daniel E. García – TRANSENER S.A. – Argentina

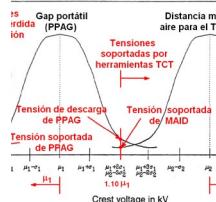
Trasmisión



- 26 USO DE GAPS COMO LIMITADORES DE SOBRETENSIONES PARA TCT EN TRASMISIÓN

Carlos Alonso, Carlos Curbelo – U.T.E – Uruguay

Trasmisión



GENERACIÓN

- 30 OPTIMIZACIÓN DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO AISLADO DE LA ISLA SAN CRISTÓBAL CON INCORPORACIÓN DE GENERACIÓN RENOVABLE Y VEHÍCULOS ELÉCTRICOS

Raul Barreto Calle – EERSSA – Ecuador

Generación



- 37 ANÁLISIS DE GESTIONABILIDAD EN LA GENERACIÓN ELÉCTRICA A PARTIR DE BIOMASA

Marcelo Berglavaz, Paula Cobas, Andres Osta – DIRECCIÓN NACIONAL DE ENERGÍA – Uruguay

Generación

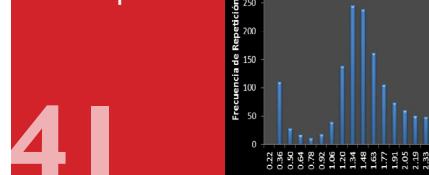


OPERACIÓN

- 41 EXPERIENCIAS EN EL MONITOREO DE FENÓMENOS DE ESTABILIDAD ESTÁTICA Y OSCILATORIA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO A TRAVÉS DEL SISTEMA WAMS

Jaime Cepeda, Aharon de la Torre – CENACE – Ecuador

Operación



Julio 2015

Presidente de la CIER:

Ing. Jorge Arturo Iporre Salguero (Bolivia)

Vicepresidente:

Ing. Osvaldo Ernesto Arrúa (Argentina)

Ing. Víctor Romero Solís (Paraguay)

Director Ejecutivo:

Ing. Juan José Carrasco (Uruguay)

Redacción y Administración en Secretaría Ejecutiva de la CIER:

Blv Artigas 1040 Montevideo, Uruguay

Tel: (+598) 27090611*

Fax: (+598) 27083193

Correo Electrónico: secier@cier.org.uy

Lic. M^a Fernanda Falcone

Asistente de Comunicación y Relaciones Institucionales

ffalcone@cier.org.uy

Foto de Portada:

Gaiser del Tatio... la tierra respirando. Gerardo Espíndola - www.flickr.com

Web: www.cier.org.uy

*Queda autorizada la reproducción total o parcial haciéndose mención de la fuente.





09,10 y 11
Noviembre 2015

**Sea de los primeros 50 inscritos
y reciba un TOUR GRATUITO de
un día a Isla Tortuga, Costa Rica
(08 noviembre de 2015)**



Mayor información e inscripciones:
rae.cecacier.org

Organiza:



Con el apoyo de:



MELHORIAS IMPLANTADAS NAS USINAS DA CEMIG A PARTIR DE OBSERVAÇÕES DOS TESTES REAIS DE RECOMPOSIÇÃO CONFORME RO-RR.BR.01

6º SENOP -
 SEMINARIO NACIONAL DE OPERACIONES DE SISTEMAS E
 INSTALACIONES ELÉCTRICAS.
 2012 Sao Paulo

I. INTRODUÇÃO

Nos últimos blecautes no Brasil, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) verificou que algumas usinas hidrelétricas não foram capazes de realizar todos os procedimentos de autorrestabelecimento. Tal fato implicou a ocorrência de áreas sem suprimento de energia, colocando em risco vários setores da sociedade.

Para garantir que a recomposição seja realizada de forma adequada, o ONS tem utilizado os testes de recomposição de usinas hidrelétricas, cujos procedimentos estão contidos na rotina operacional do ONS RO-RR.BR.01 (Testes Reais de Recomposição nas Usinas de Autorrestabelecimento).

Os agentes de geração têm interesse na aprovação de seus testes de recomposição, já que é previsto no contrato de concessão destas usinas a necessidade de cumprimento da legislação vigente. Os testes de recomposição são divididos em Parcial Individual-Simultâneo e Integral Individual-Simultâneo. Define-se a qual teste (integral ou simultâneo) uma usina será submetida em função de como ela participa das ilhas de restabelecimento durante uma recomposição real, nas fases fluente ou coordenada.

Tais testes causaram certo desconforto, em função da dificuldade de simulação das condições de perturbação. Algumas das condições de realização dos testes são:

- Desenergização de uma barra para ligação de unidades geradoras;
- Sincronismo de unidade geradora individualmente na barra desenergizada;
- Sincronismo de duas ou mais unidades geradoras na barra desenergizada;
- Manutenção de duas unidades geradoras a vazio na barra desenergizada, sem atuação de proteção de potência inversa;
- Manutenção dos demais equipamentos em operação normal durante a realização do teste;
- Comutação entre fontes do serviço auxiliar de corrente alternada da usina;
- Suprimento das demais cargas do serviço auxiliar durante a operação da usina;

RESUMO DO ARTIGO

Nos últimos blecautes no Brasil, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) verificou que algumas usinas hidrelétricas não foram capazes de realizar todos os procedimentos de autorrestabelecimento.

Para garantir que a recomposição seja realizada de forma adequada, o ONS tem utilizado os testes reais de recomposição de usinas hidrelétricas, cujos procedimentos estão contidos na rotina operacional do ONS RO-RR.BR.01 (Testes Reais de Recomposição nas Usinas de Autorrestabelecimento).

Tais testes geraram melhorias consideráveis para as usinas da CEMIG GT que devem ser submetidas a eles.

Autor:

Jenaina Souza – CEMIG - Brasil
 jenaina@cemig.com.br

- Partidas consecutivas dos grupos motores a diesel para verificação de sua autonomia.

Se, no começo, a aplicação da rotina RO-RR.BR.01 para os testes de recomposição nas usinas de autorrestabelecimento causou desconforto nos agentes de geração, no final tal rotina gerou melhorias significativas para as usinas da CEMIG GT. Tais melhorias foram necessárias após verificação de algumas deficiências encontradas durante a realização dos testes.

Ao todo devem ser submetidas aos testes de recomposição aproximadamente 70 (setenta) usinas do Sistema Interligado Nacional (SIN) das quais 10 (dez) pertencem à CEMIG GT. A quantidade de usinas envolvidas e as diversas configurações das estações foram desafiantes para a CEMIG GT, demandando vastos conhecimentos e trabalho na realização dos testes.

Diante do exposto, em função das exigências de segurança do SIN, experiência adquirida e desafios enfrentados pela CEMIG GT, este artigo apresenta as adequações em algumas usinas da empresa, de forma a atender os procedimentos contidos na rotina RO-RR.BR.01 e confirmar a confiabilidade de suas usinas, melhorando o fornecimento de energia para o SIN.

2. PRINCIPAIS REQUISITOS PARA REALIZAÇÃO DOS TESTES INTEGRAIS

São submetidas ao teste integral usinas que possuem alta confiabilidade de restabelecimento. O teste integral se divide em teste individual e teste simultâneo.

2.1. Teste Integral Individual:

O teste integral individual visa a verificar se cada UG que possui derivação para o serviço auxiliar (sangria) está apta a partir com o recurso de autorrestabelecimento próprio e ser conectada em barra desenergizada (barra “morta”). Neste teste, antes da partida da UG, a rotação desta deverá ser nula (sistema de frenagem aplicado). O teste deve ter duração inferior a 30 minutos.

2.2. Teste Integral Simultâneo:

O teste integral simultâneo é realizado com a ligação do número mínimo de UGs estabelecido para iniciar e concluir o processo de recomposição da área em que a usina está inserida, em barra desenergizada (barra “morta”). Depois de sincronizada a última UG, deverá ser aguardado um tempo mínimo de 60 (sessenta) segundos para verificação da estabilidade. O teste deve ter duração inferior a 30 minutos.

Quando for possível a recuperação da UG sem rotação nula (aplicação do sistema de frenagem), esse procedimento pode ser adotado.

Destaca-se que, nas usinas de autorrestabelecimento integral que possuem como recurso de autorrestabelecimento um GMG (grupo motor gerador de emergência), deve ser assegurado que este esteja apto para realizar pelo menos duas partidas para recomposição das UGs, sem o auxílio de fonte de alimentação externa. Necessariamente, uma partida deve ocorrer no teste integral individual e outra no teste integral simultâneo.

3. PRINCIPAIS REQUISITOS PARA REALIZAÇÃO DOS TESTES PARCIAIS

São submetidas ao teste parcial usinas que possuem média confiabilidade de restabelecimento e que participam da fase

coordenada de restabelecimento.

O teste parcial se divide em teste individual e teste simultâneo.

3.1. Teste Parcial Individual:

O teste parcial individual consiste na comprovação de que, ao ser dado comando para abertura do disjuntor da UG, esta permanecerá girando mecanicamente e excitada por tempo mínimo de 30 (trinta) minutos. Devem ser testadas individualmente todas as UGs que possuem derivação para o serviço auxiliar (sangria).

3.2. Teste Parcial Simultâneo:

O teste parcial simultâneo consiste em se comprovar que as UGs, ao serem desconectadas do sistema, deverão ter a capacidade de permanecer girando mecanicamente e excitadas por um tempo mínimo de 30 (trinta) minutos. Decorrido esse tempo, todas as UGs deverão ter a capacidade de ser sincronizadas ao SIN. A quantidade de UGs a serem desconectadas é o número mínimo definido no procedimento de recomposição da área em que a usina está inserida.

4. DESCRIÇÃO DOS PRINCIPAIS TESTES DA CEMIG

Nota: Para o pleno entendimento dos itens seguintes, adotou-se a legenda abaixo referente aos diagramas unifilares:

Em vermelho: configuração executada para o teste.

Em azul: configuração dos demais equipamentos em operação normal e não participantes do teste.

Em preto: equipamentos fora de operação

4.1. UHE Emborcação (1192MW)

A UHE Emborcação é classificada como usina de autorrestabelecimento integral e, portanto, deve ser submetida ao teste integral simultâneo e ao teste integral individual.

A barra escolhida para realização dos testes foi a barra B1 (ver figura 1) e, portanto, ela foi desenergizada para realização do teste.

Para este teste, foi necessário isolar o autotransformador T6, a fim de evitar surtos de tensão durante a conexão da UG na barra B1.

4.1.a. Teste Integral Individual da UGI (similar para UG2, UG3 e UG4):

- Preparação da barra B1 para torná-la desenergizada, abrindo os disjuntores 2K4, 7U4, 10U4, 13U4, 16U4 e 19U4 e chave 1UT6.
- Parar UG2, com a consequente abertura do disjuntor 8U4 e chave de saída da UG2, por estar no mesmo vão da UGI que será submetida ao teste.
- Parar UGI, com a consequente abertura do disjuntor 9U4, iniciando o teste.
- Fechar o disjuntor 7U4.
- Comandar primeira partida do GMG.
- Verificar rotação nula da UGI (sistema de frenagem aplicado).
- Proporcionar a alimentação das cargas essenciais da UGI através do GMG.
- Ligar a UGI na barra desenergizada através do disjuntor 8U4, finalizando o teste individual da UGI.

A configuração da UHE Emborcação ao final do teste integral individual da UGI pode ser verificada na figura 1.

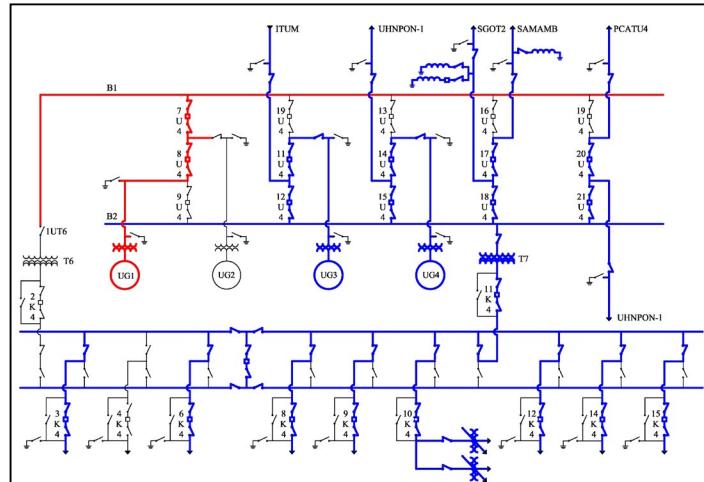


Figura 1: Diagrama Unifilar da UHE Emborcação ao Final do Teste Integral Individual da UG1

4.1.b. Teste Integral Simultâneo entre UG1, UG2 e UG3

- Preparação da barra B1 para torná-la desenergizada, abrindo os disjuntores 2K4, 7U4, 10U4, 13U4, 16U4 e 19U4 e chave 1UT6.
- Parar simultaneamente as 3 (três) UGs que participarão do teste, com a consequente abertura dos disjuntores de meio de vão (8U4, 11U4 e 14U4), iniciando o teste.
- Comandar segunda partida do GMG.
- Proporcionar a alimentação das cargas essenciais da UG que se encontra em processo de parada ou já parada, através do GMG.
- Proporcionar a alimentação das cargas essenciais das outras duas UGs que se encontram em processo de parada ou já paradas, através do serviço auxiliar da primeira UG já excitada.
- Interligar a primeira UG na barra B1 desenergizada e sincronizar as outras duas UGs com a primeira UG, finalizando o teste.

A configuração da UHE Emborcação ao final do teste integral simultâneo entre UG1, UG2 e UG3 pode ser verificada na figura 2.

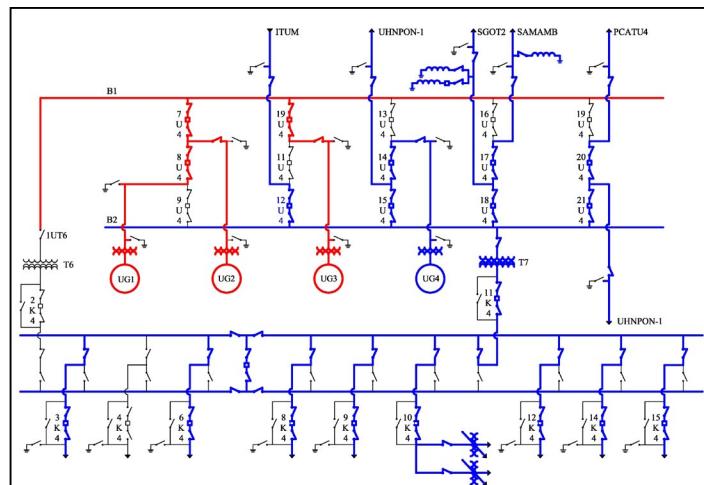


Figura 2: Diagrama Unifilar da UHE Emborcação ao Final do Teste Integral Simultâneo entre UG1, UG2 e UG3

4.1.c. Melhorias implementadas na UHE Emborcação a partir de observações dos testes reais de recomposição:

Ao sincronizar uma unidade geradora numa condição de blecaute,

o regulador de velocidade já ajustava uma geração mínima, a fim acelerar o processo de recomposição. Na saída da barra, há um transformador abaixador. A colocação da unidade geradora na barra já com uma geração mínima implicava energização e colocação de geração num transformador em vazio até que as cargas de 138kV fossem assumidas (cargas localizadas no lado de baixa tensão do referido transformador). Como melhoria, os parâmetros do regulador de velocidade foram alterados e o ganho foi o aumento de vida útil do transformador.

O serviço auxiliar de corrente alternada da UHE Emborcação é complexo, assim, foi necessário alterar a periodicidade dos testes de comutação de carga no serviço auxiliar e troca do banco de baterias do GMG a cada dois anos, independentemente de sua condição.

4.2. UHE Volta Grande (380 MW)

A UHE Volta Grande é uma usina que deveria ser submetida ao teste integral individual e ao teste integral simultâneo. Entretanto, esta usina possui configuração de disjuntores geminados (ver figura 3). Assim, para realização do teste individual e simultâneo, seriam necessárias cerca de dez paradas de UGs.

Assim, sem prejuízo da comprovação da capacidade da usina e evitando tantas paradas, foram realizados na UHE Volta Grande, dois testes simultâneos, sendo um entre a UG1 e UG2 e outro entre a UG3 e UG4.

A barra escolhida para realização do teste foi a barra B2 (ver figuras 3 e 4).

Como não houve testes individuais, os freios foram aplicados (rotação nula) durante ambos os testes simultâneos antes de fazer as partidas das UGs, utilizando o GMG.

4.2.a. Teste Integral Simultâneo entre UG1 e UG2

- Desenergizar barra B2.
- Parar simultaneamente as UG1 e UG2 e, consequentemente, abrir o disjuntor 1P4, iniciando o teste.
- Comandar primeira partida do GMG.
- Auardar rotação nula (sistema de frenagem aplicado) nas UG1 e UG2.
- Proporcionar a alimentação das cargas essenciais das UG1 e UG2 através do GMG.
- Interligar as UG1 e UG2 na barra B2 desenergizada através do disjuntor 1P4, finalizando o teste.

A configuração da UHE Volta Grande ao final do teste integral simultâneo entre UG1 e UG2 pode ser verificada na figura 3.

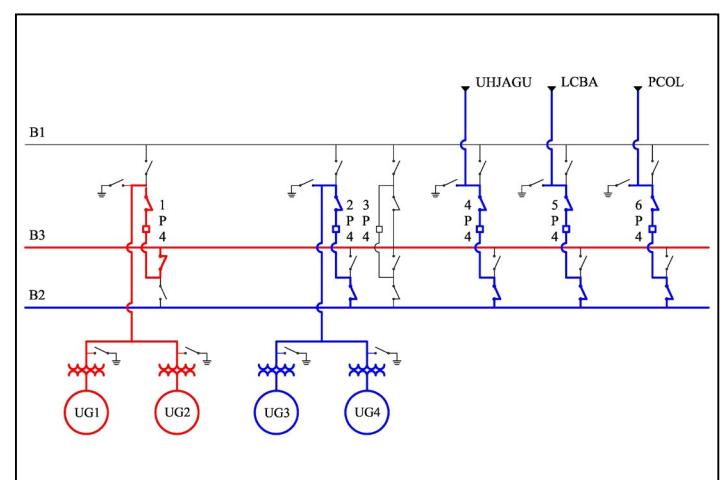


Figura 3: Diagrama Unifilar da UHE Volta Grande ao Final do Teste Integral Simultâneo entre UG1 e UG2

4.2.b. Teste Integral Simultâneo entre UG3 e UG4

- Desenergizar barra B2.
- Parar as UG3 e UG4 e, consequentemente, abrir o disjuntor 2P4, iniciando o teste.
- Comandar segunda partida do GMG.
- Verificar rotação nula (sistema de frenagem aplicado) nas UG3 e UG4.
- Proporcionar a alimentação das cargas essenciais das UG3 e UG4 através do GMG.
- Interligar as UG3 e UG4 na barra B2 desenergizada através do disjuntor 2P4, finalizando o teste.

A configuração da UHE Volta Grande ao final do teste integral simultâneo entre UG3 e UG4 pode ser verificada na figura 4.

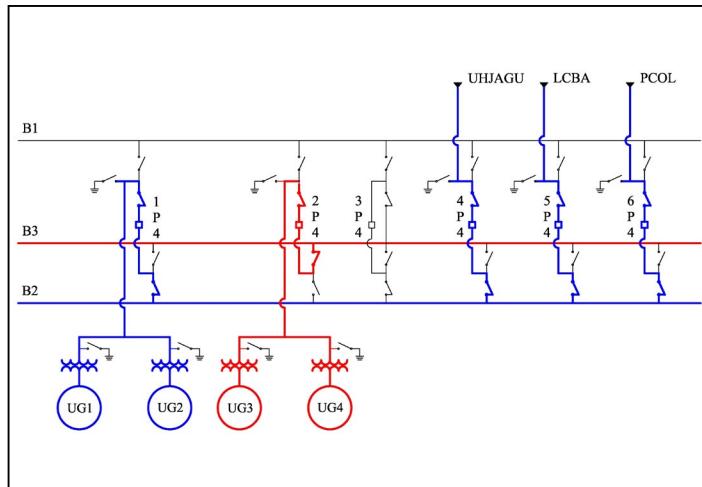


Figura 4: Diagrama Unifilar da UHE Volta Grande ao Final do Teste Integral Simultâneo entre UG3 e UG4

4.2.c. Melhorias implementadas na UHE Volta Grande a partir de observações dos testes reais de recomposição:

O sistema de sincronismo da UHE Volta Grande é complexo, pois envolve primeiramente o sincronismo entre unidades geradoras e posteriormente o sincronismo destas unidades geradoras com o SIN.

Havia falhas constantes e crônicas deste sistema de sincronismo. Com a necessidade de aprovação do teste, todo o sistema foi substituído, a fim de tornar o funcionamento do sistema de sincronismo pleno.

4.3. UHE Salto Grande (104MW)

A UHE Salto Grande é classificada como usina de autorrestabelecimento integral e, portanto, deve ser submetida ao teste integral simultâneo e ao teste integral individual.

Para realização dos testes da UHE Salto Grande, havia os seguintes empecilhos:

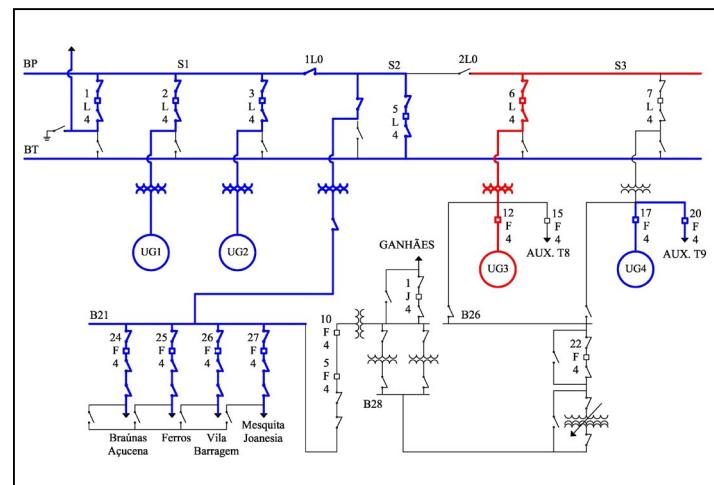
- UG3 e UG4 possuem rotação nominal de 257rpm: no teste integral individual, com a necessidade de rotação nula para partir a UG utilizando o GMG, havia o risco de o tempo total do teste ser superior a 30 minutos (em função do tempo necessário para aplicação do sistema de frenagem). Estrategicamente, o sistema de frenagem foi aplicado manualmente, com 30% da rotação nominal, sem danos para a unidade geradora.
- Manutenção do suprimento de energia para os consumidores de Guanhães (ver figura 5): o suprimento foi garantido normalmente via SE (subestação) Peçanha 2 (pertencente à CEMIG D).

- Manutenção do suprimento de energia para os consumidores de 13,8kV Braúnas, Açucena, Ferros, Vila Barragem e Mesquita Joanésia (ver figura 5): o suprimento foi garantido ora através da UG3 e T5 (durante realização do teste individual da UG4), ora através da UG4 e T5 (durante realização do teste individual da UG3).

4.3.a. Teste Integral Individual da UG3 (forma similar para a UG4)

- Utilizar como fonte para as cargas do serviço auxiliar a UG4.
- Abrir disjuntor 7L4.
- Parar UG3, com a consequente abertura dos disjuntores 12F4 e 6L4, iniciando o teste.
- Abrir chave 2L0.
- Comandar primeira partida do GMG.
- Proporcionar a alimentação das cargas essenciais da UG3 através do GMG.
- Verificar rotação nula (sistema de frenagem aplicado) na UG3.
- Ligar UG3 na seção de barra desenergizada via disjuntores 12F4 e 6L4, finalizando o teste individual da UG3.

A configuração da UHE Salto Grande ao final do teste integral individual da UG3 pode ser verificada na figura 5.



Grande apenas no terminal de Salto Grande.

- Comandar segunda partida do GMG.
 - Proporcionar alimentação das cargas essenciais da UG4 através do GMG.
 - Alimentar cargas essenciais da UG2 através da UG4.
 - Ligar a UG2 via disjuntor 2L4.
 - Ligar UG4 via disjuntores 17F4 e 7L4, finalizando o teste simultâneo.

A configuração da UHE Salto Grande ao final do teste integral simultâneo pode ser verificada na figura 6.

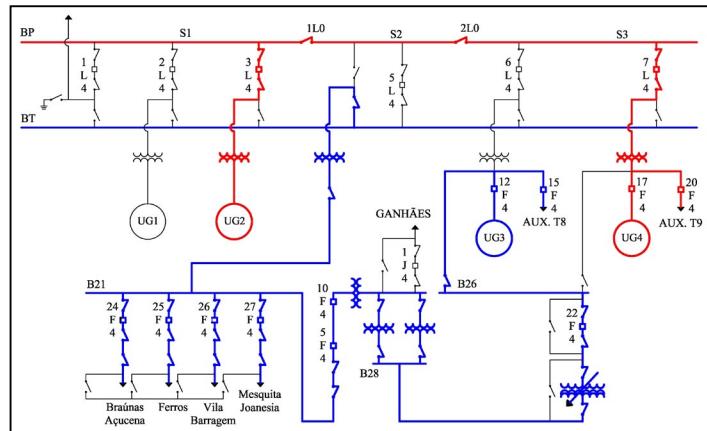


Figura 6: Diagrama Unifilar da UHE Salto Grande ao Final do Teste Integral Simultâneo entre UG1 e UG4

4.3.c. Melhorias implementadas na UHE Salto Grande a partir de observações dos testes reais de recomposição:

Os consumidores de 13,8kV foram alimentados radialmente para possibilitar a desenergização de uma das barras da UHE Salto Grande.

As barras desta usina são do tipo barra principal e transferência, com apenas um TP de sincronismo na barra principal. Para tal, sempre que tais transferências de carga ocorriam, eram necessários ajustes nos relés de proteção do transformador T11 e do disjuntor 10F4 (ver figuras 5 e 6). Como melhoria, os relés foram substituídos e os ajustes permaneceram definitivamente. O ganho foi a confiabilidade de fornecimento para os consumidores e redução de mão de obra para os reajustes da proteção durante tais comutações por necessidade do teste ou outras manobras para manutenções.

4.4. UHE Três Marias (396MW)

A UHE Três Marias é classificada como usina de autorrestabelecimento integral e, portanto, deve ser submetida ao teste integral simultâneo e ao teste integral individual.

Os empecilhos para realização do teste integral da UHE Três Marias foram os seguintes:

- Impossibilidade de se desligar todas as UGs em função de queda acentuada de tensão do setor 138kV na região da usina: como solução, foi projetada e implantada uma chave para possibilitar amostra de tensão para manter as UG5 e UG6 ligadas ao SIN e o autotransformador T10 foi desligado.
 - Localização de apenas um TP de sincronismo na barra seccionável (ver figura 7).

4.4.a. Teste Individual da UG1 (forma similar para a UG2):

- Verificar aberto disjuntor 7P4.
 - Parar UG5 e UG6.

- Abrir disjuntor 8P4.
 - Abrir chave 2P0, desenergizando as seções de barra S2 e S3 da barra B1.
 - Abrir disjuntores 2P4, 11P4 e 12P4 para desligamento do autotransformador T10.
 - Abrir chave 11PT10.
 - Fechar disjuntores 11P4 e 12P4, restabelecendo o anel de 345kV.
 - Fechar chave 1P6, energizando a barra de transferência de 300kV.
 - Fechar disjuntor 7P4, energizando as seções de barra S2 e S3 da barra B1.
 - Sincronizar as UG5 e UG6 com sistema através do disjuntor 8P4.
 - Parar UG2 com a consequente abertura do disjuntor 4P4.
 - Parar UG3 com a consequente abertura do disjuntor 5P4.
 - Parar UG1 com a consequente abertura do disjuntor 3P4, iniciando o teste.
 - Abrir disjuntor 1P4.
 - Comandar primeira partida do GMG.
 - Proporcionar alimentação das cargas essenciais da UG1 através do GMG.
 - Aguardar rotação nula (sistema de frenagem aplicado) na UG1.
 - Partir UG1 e ligá-la na seção de barra S1 via disjuntor 3P4 finalizando o teste.

A configuração da UHE Três Marias ao final do teste integral individual pode ser verificada na figura 7.

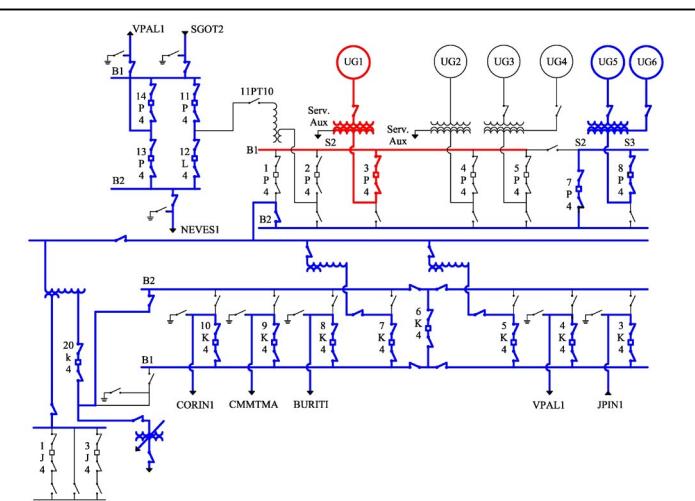


Figura 7: Diagrama Unifilar da UHE Três Marias ao Final do Teste Integral Individual da UGJ.

4.4.b. Teste integral simultâneo entre UG1, UG2 e UG3:

A partir das condições finais do teste individual, deve-se prosseguir com os seguintes itens:

- Fechar disjuntor 1P4, energizando a seção S1 da barra principal de 300kV.
 - Interligar UG1, através do disjuntor 3P4.
 - Interligar UG2, através do disjuntor 4P4.
 - Interligar UG3, através do disjuntor 5P4.
 - Parar UG3, com a consequente abertura do disjuntor 5P4, iniciando o teste.
 - Parar UG2, com a consequente abertura do disjuntor 4P4.
 - Parar UG1, com a consequente abertura do disjuntor 3P4.
 - Abrir disjuntor 1P4, desenergizando seção de barra S1.
 - Comandar segunda partida do GMG.

- Proporcionar alimentação das cargas essenciais da UGI através do GMG.
- Proporcionar alimentação das cargas essenciais da UG2 através da UGI.
- Proporcionar alimentação das cargas essenciais da UG3 através da UGI.
- Partir UG3 e ligá-la na seção de barra S1 através do disjuntor 5P4.
- Partir UG2 e ligá-la na seção de barra S1 através do disjuntor 4P4.
- Partir UGI e ligá-la na seção de barra S1 através do disjuntor 3P4, finalizando o teste.

A configuração da UHE Três Marias ao final do teste integral simultâneo pode ser verificada na figura 8.

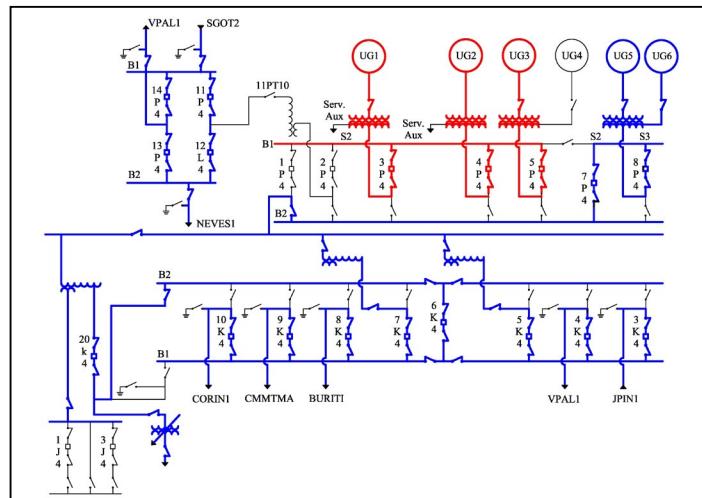


Figura 8: Diagrama Unifilar da UHE Três Marias ao Final do Teste Integral Simultâneo entre UGI, UG2 e UG3.

4.4.c. Melhorias implementadas na UHE Três Marias a partir de observações dos testes reais de recomposição:

As barras têm configuração do tipo barra principal e transferência com apenas um TP (transformador de potencial) em cada barra. Com a necessidade de desenergização de uma das barras, a barra principal foi seccionada e, consequentemente, a leitura do TP para sincronismo das unidades geradoras foi suprimida. Para solucionar tal problema, foi implantado um arranjo técnico que possibilitou a operação de unidades geradoras mesmo com parte da barra principal indisponível. Tal implementação, além de possibilitar a realização do teste, possibilitou a minimização dos impactos no MRA (Mecanismo de Realocação de Energia) para o caso de indisponibilidade de uma das seções da barra.

5. CONCLUSÕES

É possível verificar que, na busca de soluções para realização dos testes reais de recomposição, adequando aos requisitos da RO-RR.BR.01, foram obtidas soluções que foram implementadas para uso contínuo, melhorando os processos e as condições de operação da usina.

Portanto, observa-se que tais testes de recomposição não só validaram a plena disponibilidade das usinas da CEMIG GT, mas também permitiram a implementação de melhorias cujos propósitos ultrapassaram os objetivos do teste e podem ser aplicados até mesmo em usinas que não são classificadas para realização de testes reais de recomposição.

Assim, com tais soluções, foi possível reafirmar a confiabilidade

das usinas da CEMIG e a plena disponibilidade destas para o caso de necessidade de autorrestabelecimento.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] ONS, ONS-RE-3-252/2009 Relatório de Análise de Perturbação, Versão definitiva final em 14/12/09.
- [2] ONS, RO-RR.BR.01 - Testes Reais de Recomposição nas Usinas de Autorrestabelecimento, revisão 16.

BIOGRAFIA

Jenaina Aparecida de Souza é engenheira eletricista, graduada pela Faculdade Politécnica de Uberlândia em março de 2009, com especialização em Sistema Elétrico de Potência pela Universidade

Federal de Minas Gerais e atualmente é mestrandra nesta mesma universidade.

Trabalha na empresa CEMIG Geração e Transmissão desde 2002, atuando nas áreas de operação de usinas hidrelétricas e subestações.

Atuou na operação da UHE Emborcação, comissionamento e operação da UHE Amador Aguiar I. Atualmente atua no setor de programação de intervenções do Centro de Operação do Sistema CEMIG.

E-mail: jenaina@cemig.com.br

Fone: (31) 9708-7217



9,10 y 11 Noviembre **2015**

PROTECCIONES – GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LÍNEAS LARGAS Y LOS PROBLEMAS EN LAS DETECCIONES DE FALLAS

II CLADE 2012 - Sesión 4 - GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Autor:

Alberto German Martinez – SECCO – Argentina
 amartinez@ifs.com.ar
 ing.agmartinez@yahoo.com.ar

DATOS DE LA EMPRESA

Dirección: Juan Pablo II 5665
Localidad: Rosario
País: Argentina
Código Postal: 2000
Teléfono: (0341) 4094000 (int. 4842) / (0341) 155105916
Fax: 4094000
E-Mail: amartinez@jfs.com.ar /
 ing_agmartinez@yahoo.com.ar

OBJETIVOS:

- Identificar los problemas en la coordinación de protecciones en las centrales de generación distribuida durante el funcionamiento en isla abasteciendo a demandas de MT conectadas a una línea larga.
- Presentar alternativas para la mitigación de los efectos de las fallas lejanas.
- Ofrecer un vistazo a los cambios en los ajustes de protecciones que ayudan en la detección de fallas aún cuando las corrientes de fallas son de orden comparable a las nominales de la central.
- Proponer esquemas y modificaciones que no tengan un impacto alto en las instalaciones existentes

DESARROLLO:

En el presente trabajo se han realizado todos los modelos eléctricos en un software específico para el análisis de sistemas de potencia, obteniendo las gráficas que se adjuntan más adelante de flujos de potencia, corrientes de cortocircuito y curvas de ajustes de protecciones.

En cuanto al estudio de estabilidad, se realizó sobre un modelo

de los reguladores de los generadores y las máquinas, realizando la validación de estos modelos con los estudios de rechazo de carga de las máquinas. Para esto se ha usado un software con herramientas orientadas al control automático.

IDENTIFICACIÓN DE LOS PROBLEMAS EN LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES:

En sistemas funcionando en isla con generación distribuida de baja potencia, puede ocurrir que la corriente de falla simétrica o asimétrica para alguna sección de la instalación sea de orden comparable con la corriente nominal de la generación, impidiendo despejar la falla por la protección de esa sección de la línea. Esta corriente de falla disipará una cantidad de potencia activa en la línea, y, si ésta es larga, la potencia a disipar podría superar (al sumarse con otras cargas) a la potencia disponible en la central, trayendo como consecuencia la salida de la central por las protecciones de frecuencia ya que la mayor carga en los generadores tenderá a desacelerarlos.

Analizaremos a la central durante el funcionamiento en isla, desarrollaremos los estudios de funcionamiento normal y de falla. Supondremos para este análisis que existen todos los automatismos necesarios para el funcionamiento en isla sin necesidad de instalar equipos de teleprotección.

Datos y modelado del sistema

Condiciones del estudio de la Central.

Se trata de una central de generación distribuida con 5 generadores de 1400kW

Generador de $S=1750\text{kVA}$, $X''d=0,149 \text{ pu}$, $X2=0,144 \text{ pu}$, $X0=0,01 \text{ pu}$.

Cinco (5) transformadores de bloque, Y_{nd} 11, 1800kVA , $0,4-13,2\text{kV}$ $\mu_{cc}=6\%$, Pérdida de cortocircuito: 19kW , pérdidas de vacío: 2800W

Líneas.

La central se conecta al sistema mediante una línea L06 de 5km de longitud, simple terna 95/15mm² de Al/Ac, coplanar horizontal, la distancia entre conductores, viene dada por la cruceta tipo MN 155 de 900mm entre fases.

Línea			Carga		
Nombre	Long	Tipo	Nombre	Pot aparente	cos Fi
L02	7km	Al/Ac 95/15mm2	C03	120 kVA	0,8
L03	9km	Al/Ac 95/15mm2	C04	120 kVA	0,8
L04	6km	Al/Ac 95/15mm2	C05	100 kVA	0,8
L05	9km	Al/Ac 95/15mm2	C06	130 kVA	0,8
L06	5km	Al/Ac 95/15mm2	Central		
L07	8km	Al 70mm2	C07	350 kVA	0,8
L08	78km	Al 70mm2	C08	63 kVA	0,8

C01	2500 kVA	0,8
C02	1250 kVA	0,8

Cargas

Las cargas, desde C01 hasta C08, modelan a los respectivos transformadores reductores junto con las cargas asociadas a su secundario. Se consideran todos los transformadores grupo Dyn 11.

Las figuras 1 y 2 muestra los resultados de las simulaciones de flujo de potencia para la conexión en paralelo con el SIN (Sistema Interconectado Nacional). En este caso el aporte es de 5,6 MW quedando una máquina como reserva. Los generadores operan en esta condición en modo “Base de carga” es decir, entregando una potencia constante de 1400kW cada uno.

En la figura 3 se muestra una simulación del flujo de potencia para la condición de 4 generadores trabajando en isla, los generadores n° 1, 2 y 3 trabajan en modo “base de carga”, el n° 4 en modo “Isócrono en reparto de carga” absorbiendo las diferencias de consumos. Nuevamente la máquina G05 queda como respaldo.

La figura 4 muestra las corrientes de falla monofásicas y trifásicas durante la isla. En esta condición, la central será la única proveedora de energía para alimentar cualquier falla en 13,2kV y en 0,4kV.

Los casos a estudiar serán las dos fallas más alejadas a la barra de la central en cuanto a distancia de línea eléctrica respecta, la primera en C08 y la segunda en C06.

Primer escenario:

Una falla lejana en la carga C-08 antes de los fusibles de protección de la carga no podrá ser despejada más que por los fusibles f11, el interruptor 52CT0 de acometida a la barra y el interruptor de salida de la central 52CT.

Esta falla producirá una corriente menor a la nominal de la central lo que no permite que sea despejada por la protección de la central (52CT) y tampoco por la protección de acometida de la central a la barra de la ET (52CT0), pero, de no ser despejada en tiempo reducido por los fusibles, sacará igualmente a la central de servicio, debido a que la corriente de falla producirá una disipación de potencia activa en la línea igual a:

$$P = 3.I_{cc}^2.r.l = 2,62 \text{ MW en la línea con una falla trifásica}$$

$$P = I_{cc(SL)}^2.r.l = 1 \text{ MW en la línea con una falla monofásica}$$

Donde r = resistencia específica o por unidad de longitud de línea, L = longitud, I_{cc} = corriente de falla

La potencia total a suministrar durante la falla puede comprometer las estabilidades de la central, ya que la suma de las potencias activas pueden ser mayores a la disponible en la central. La falla debe ser desconectada antes que la cupla desacelerante reduzca la

velocidad de los generadores y actúe su protección de velocidad o la 81L de la salida de la central, sacando de servicio la totalidad de la instalación en lugar de una porción del sistema.

$$P_{gen} \geq P_{cc} + P_{c01} + P_{c02} + P_{c03} + P_{c04} + P_{c05} + P_{c07} + P_{c07} \text{ (para asegurar la estabilidad)}$$

Durante la falla serán:

$$P_{cc} + P_{c01} + P_{c02} + P_{c03} + P_{c04} + P_{c05} + P_{c07} + P_{c07} = \\ = (2,62 + 1 + 0,096 + 0,096 + 0,08 + 0,104 + 0,28) \text{ MW} = \\ = 6,27 \text{ MW}$$

La potencia de las cargas y la disipación en la línea durante el cortocircuito es mayor a la potencia disponible en la central. Como la falla se produce en los bornes de alta de la carga C08, la misma queda sin alimentación, por lo que no se considera su potencia en la sumatoria.

La potencia de falla monofásica tendrá un impacto similar, solo que la potencia resultante de la suma será

$$P_{cc(SL)} + P_{c01} + P_{c02} + P_{c03} + P_{c04} + P_{c05} + P_{c07} + P_{c07} = \\ = (1 + 1 + 0,096 + 0,096 + 0,08 + 0,104 + 0,28) \text{ MW} = 4,65 \text{ MW}$$

La figura 6 muestra la deriva de frecuencia como resultado de una falla en C08, representando un escalón de carga del 125% de la potencia activa de la central partiendo de la carga asumida durante la isla. El modelo utilizado para obtener esta curva es validado con los ensayos de rechazo y absorción de carga. De la curva surge que la falla deberá despejarse antes de los 150ms, valor en el cual, la frecuencia cae a 47,5Hz.

En la figura 5 se ve que la falla de 148 A, hará quemar a los fusibles F11 en un tiempo que va de 9 a 20seg Lo que excede el límite de tiempo que asegura la estabilidad de los generadores de 150ms, esto obliga a asociar otro tipo de protección en la alimentación de esta línea.

Segundo escenario:

Una falla en la carga C-05 antes de su protección presenta corriente de falla detectable, ya que es algo superior a la nominal de la central ($I_{nom} = 306 \text{ A}$, $I_{cc \text{ simétrico}} = 387 \text{ A}$, $I_{cc \text{ monof}} = 394 \text{ A}$), pero cercana al ajuste térmico de la central según el criterio del 15% de sobrecarga.

Nuevamente para esta condición, la disipación de potencia en la componente resistiva de la línea es:

$$P = 3.I_{cc}^2.r.l = 5,57 \text{ MW que es casi el 100% de la potencia de la central durante el fallo simétrico.}$$

Esta potencia se verá incrementada rápidamente al sumar las otras cargas dando por resultado 8.9MW, que es el 164% de la potencia de la central.

Para la falla monofásica a tierra, la potencia disipada por la línea debida a la falla será:

$$P = I_{cc(SL)}^2.r.l = 1,924 \text{ MW}$$

La potencia calculada para la falla monofásica (SL), da chances a la recuperación de la central si la detección es rápida y se despeja sin reconexiones para cualquier falla en esta parte del sistema.

Soluciones Recomendadas:

Solución a la problemática ofrecida por el escenario 1, con una falla lejana en la carga C08.

Se sugiere el cambio de los fusibles F11 en la salida de alimentación de las líneas L07 y L08 por un reconnectador, ajustando las corrientes a tiempo definido e IEC muy inversas como componentes de

protección 50/51. Además se sugiere la configuración del elemento de protección de secuencias negativas (ANSI 46) para la detección de fallas asimétricas lejanas. Ver figura 7 con la carta de coordinación de protección.

Esto subsana los problemas de detección y despeje de fallas en tiempos menores a los impuestos por los límites de frecuencia que se muestran en la figura 6

Tabla 2: Valores de configuración de protecciones propuestos.

Protección de salida de la CT F650		
Protección de s obrecorriente 50/51		
Elemento	Ajuste	Unidad
I>	362	[A]
Curva	IEEE ext inv	
TMS	I	s
I>>>	1260	[A]
curva	T.Definido	
t	0,01	[s]

Reconector		
Protección de s obrecorriente 50/51		
Elemento	Ajuste	Unidad
I>	23	[A]
Curva	IEC muy inv	
TMS	0,05	s
I>>	80	[A]
Curva	T.Definido	
t	0,08	[s]
I>>>	100	[A]
curva	T.Definido	
t	0,05	[s]

Protección de s obrecorriente 46		
Elemento	Ajuste	Unidad
I>	75	[A]
Curva	T.Definido	
t	0,05	[s]

Protección de s obrecorriente 46		
Elemento	Ajuste	Unidad
I>	19	[A]
Curva	T.Definido	
t	0,05	[s]

Se debe activar además en el reconnectador el bloqueo de acción por INRUSH, para permitir su cierre sobre los transformadores de las cargas C07 y C08, también se debe dejar como “No Activa” la reconexión para no rehacer intentos de cierre sobre una falla en un sistema en recuperación.

Para el segundo escenario, se deberá cambiar el relé existente que opera sobre el interruptor 52C y reconfigurar para que la operación sea estable aún luego de producida una falla. El cambio de relé es debido a la necesidad de introducir un relé con posibilidad de bloqueo de corrientes de INRUSH, ya que el relé existente salvaba su carencia con un leve aumento en los ajustes de corrientes y los tiempos de actuación.

Vemos en la figura 8 que la falla en la carga C06 deberá ser despejada antes de 115 mseg, de otro modo la central caerá por debajo de la frecuencia de 47,5Hz.

El ajuste de la protección para esta porción se deberá hacer en el interruptor de la salida 52C. La figura 9 muestra la carta de coordinación para este caso.

La tabla nº 3 muestra los seteos referidos a valores primarios de los ajustes de las protecciones de la central y la protección del interruptor 52C.

En el mismo se ha sugerido cambiar los ajustes del tramo final de corriente a tiempo definido, de esta forma no se superan los tiempos de estabilidad para corrientes de falla y se implementa protección por corriente de secuencia negativa (ANSI 46).

Con estas medidas, La central operará de igual manera tanto para trabajo ISLA como PARALELO sin necesidad de cambiar grupos de protección.

Tabla 3: Valores de configuración de protecciones propuestos.

Protección de salida de la CT F650		
Protección de s obrecorriente 50/51		
Elemento	Ajuste	Unidad
I>	362	[A]
Curva	IEEE ext inv	
TMS	I	s
I>>>	1260	[A]
curva	T.Definido	
t	0,01	[s]

Protección R01 en 52C		
Protección de s obrecorriente 50/51		
Elemento	Ajuste	Unidad
I>	22	[A]
Curva	Estándar inv	
T	0,4	s
I>>	200	[A]
Curva	T.Definido	
t	0,05	[s]

Protección de s obrecorriente 46		
Elemento	Ajuste	Unidad
I>	75	[A]
Curva	T.Definido	
t	0,05	[s]

Protección de s obrecorriente 46		
Elemento	Ajuste	Unidad
I>	20	[A]
Curva	T.Definido	
t	0,05	[s]

Se debe activar además el bloqueo por corrientes de INRUSH.

Conclusiones:

- Las fallas débiles en líneas largas son posiblemente, las fallas a las que menos atención se le presta desde el punto de vista de efectos dinámicos o térmicos, sin embargo, se demuestra la importancia de sus efectos en la estabilidad de la generación. En los estudios de protecciones para generación operando en isla, es necesario complementar el estudio con los tiempos máximos de permanencia de fallas que aseguren la estabilidad del sistema, de otro modo el análisis quedaría incompleto.
- En ocasiones, la inserción de generación en redes existentes demandará la modificación de la red con el objeto de garantizar la operación de la central en todos los escenarios y garantizar el servicio. El alcance de estas modificaciones podría ser el simple reemplazo de la protección, instalación de reconnectadores o fusibles ultra rápidos, o la repotenciación de líneas orientadas a disminuir impedancias de la red.
- Las medidas tomadas con las modificaciones en las protecciones y sus ajustes servirán también para la actuación en paralelo de la central con el SIN, sin necesidad de realizar cambios de grupo de protección.

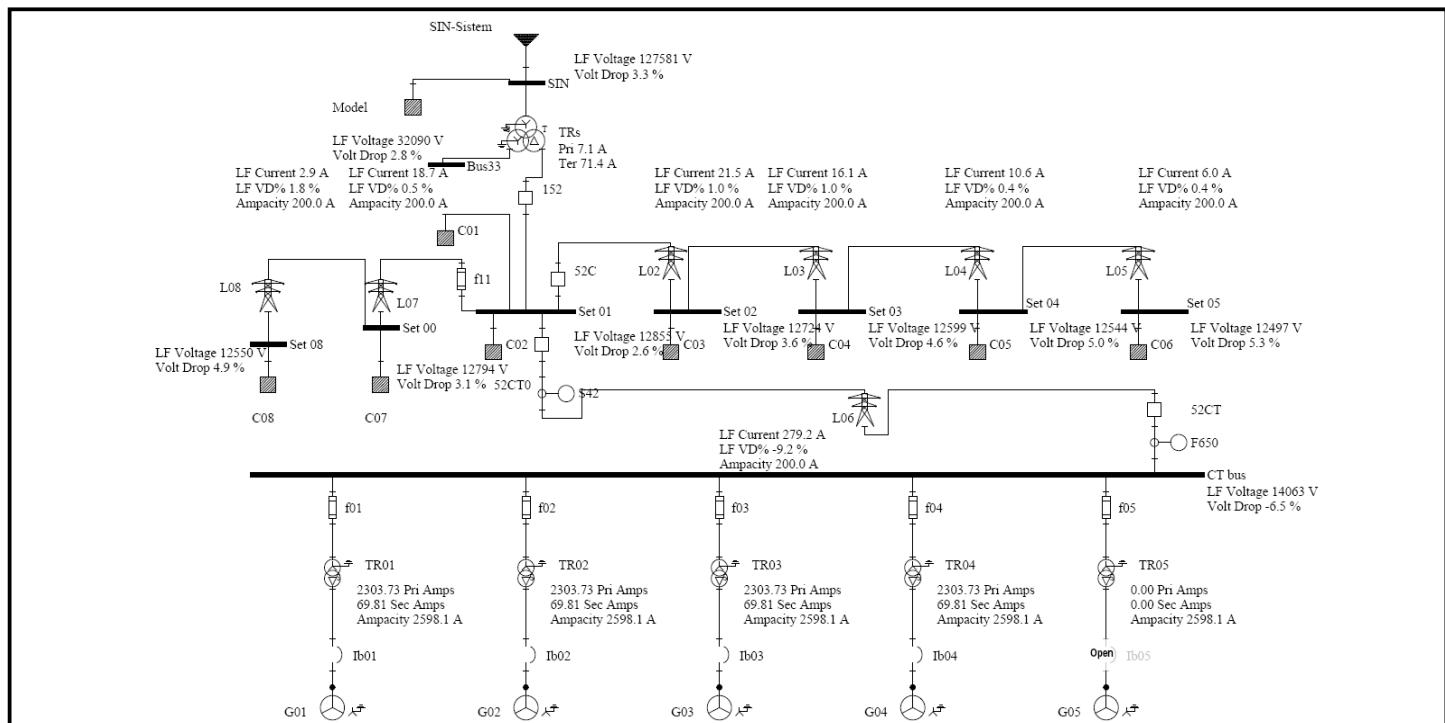


Figura 1 – Simulación de CT insertada en paralelo al SIN - Tensiones

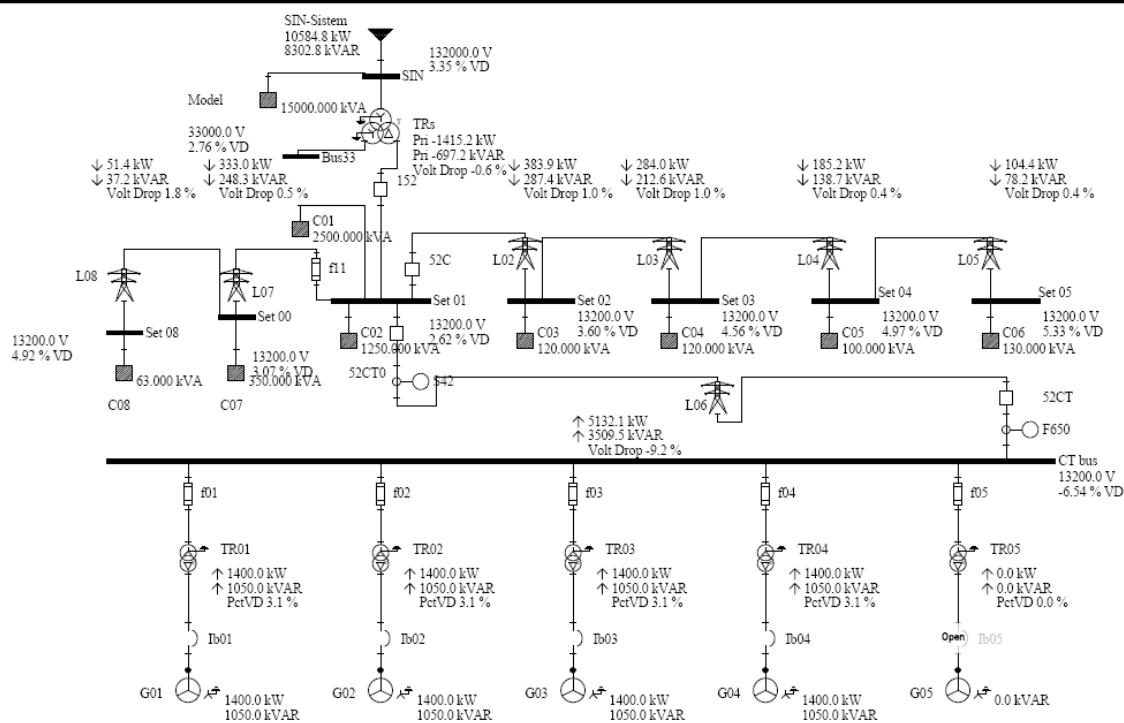


Figura 2 – Simulación de CT insertada en paralelo al SIN – Flujos de potencia

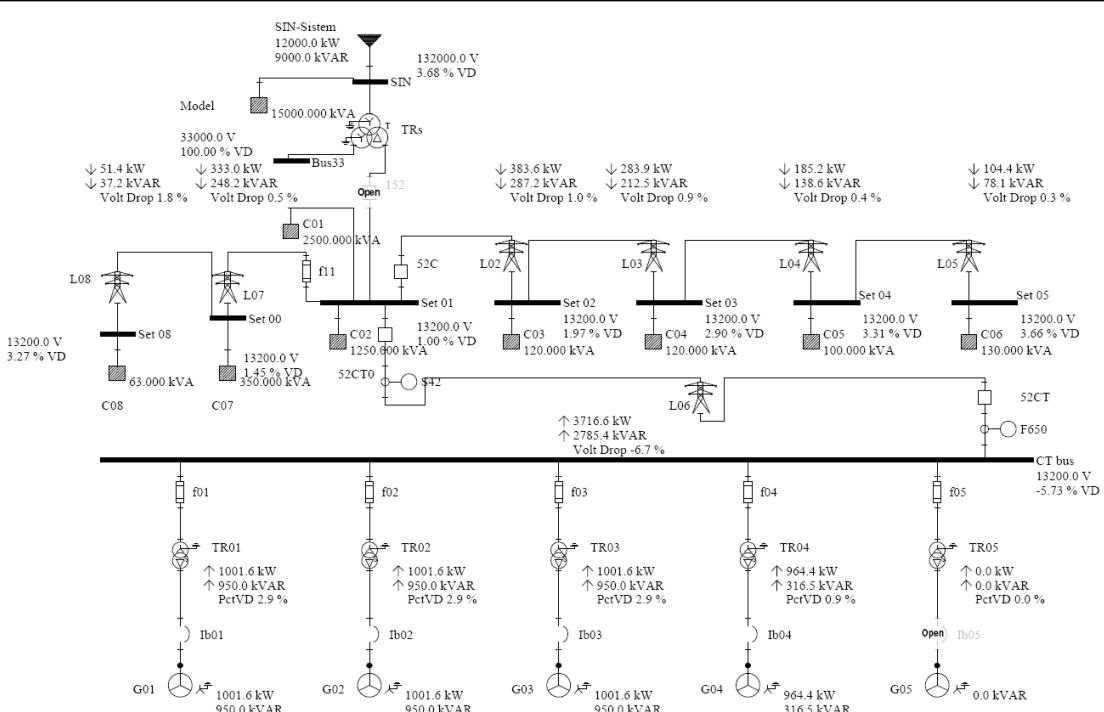


Figura 3 – Simulación de CT en isla – Flujos de potencia

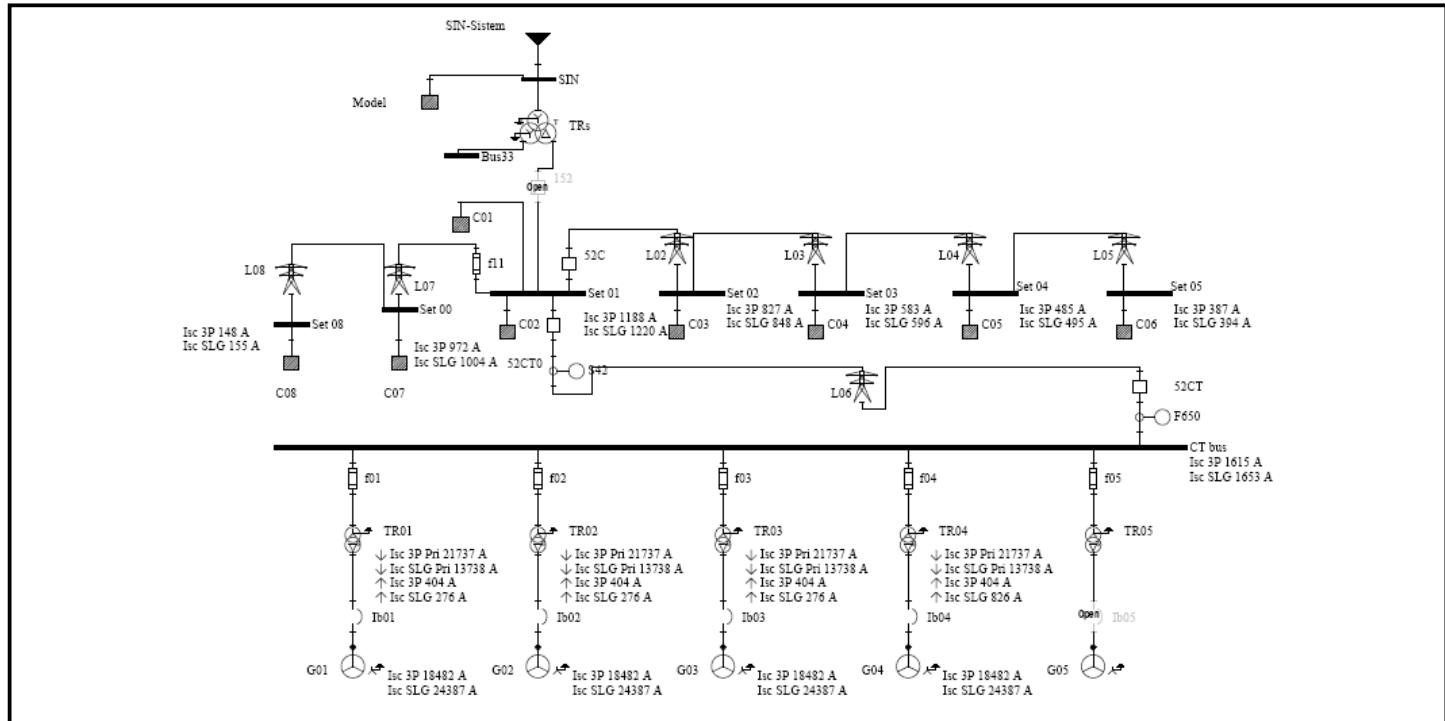
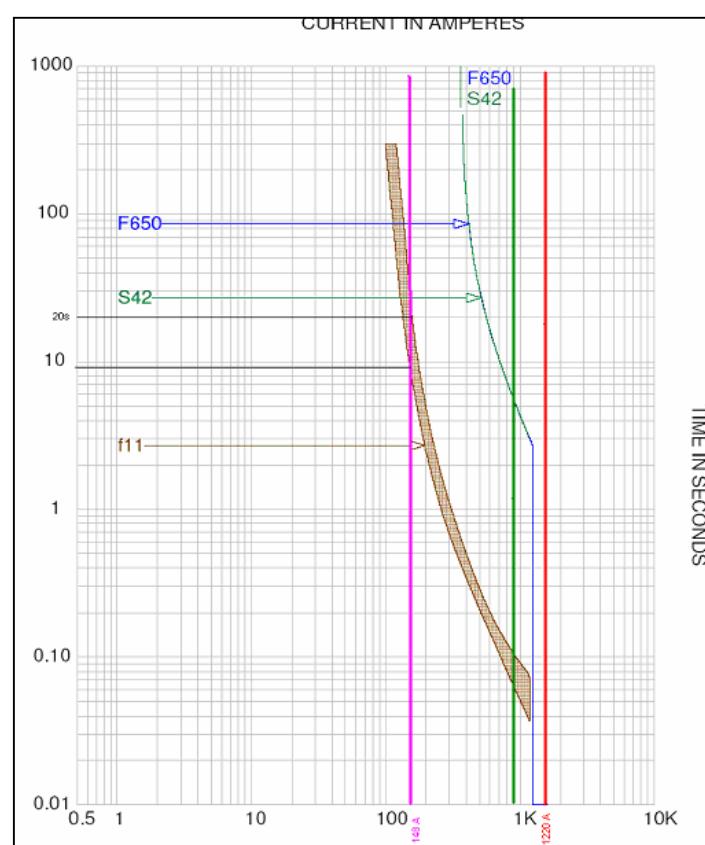


Figura 4 – Simulación de CT en isla – Corrientes de Falla



- Falla en barra Set 01, 1220A, se despeja instantáneamente por Protección de CT
- Falla en barra Set 08, 148A, se despeja por el fusible entre los 9 / 20 seg
- Falla en barra Set 00, Icc=970A para la falla trifásica y 1004A para la falla monofásica.

Figura 5 - Simulación de CT en isla – Carta de coordinación de protecciones ANSI 50/51 para el caso de falla en C08

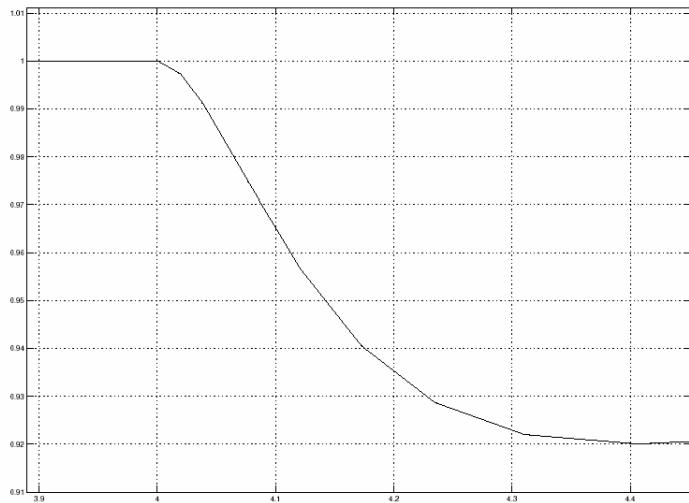


Figura 6 - Simulación de CT en isla – Caída de frecuencia en el tiempo con C08 en falla (eje y:frec en pu, eje x: tiempo [seg] – considera el inicio de la falla a los 4 seg)

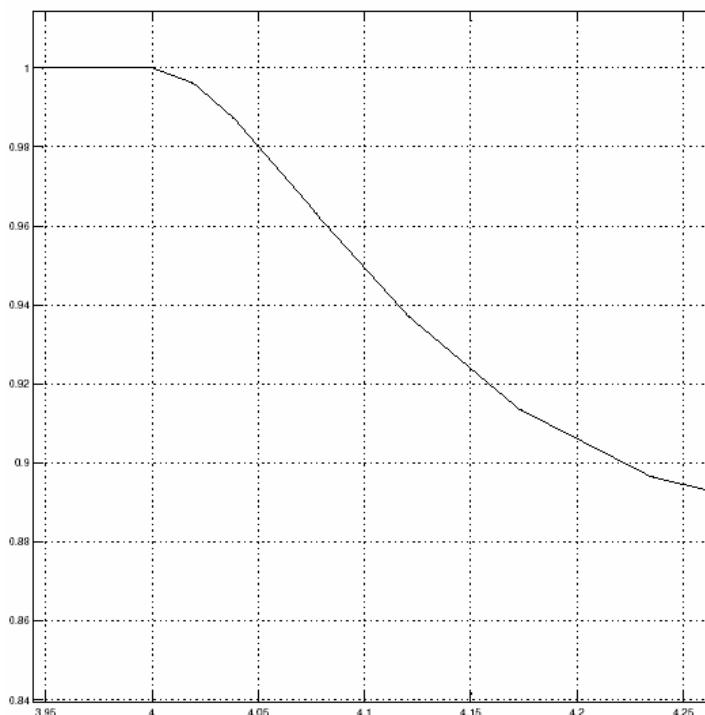


Figura 8 - Simulación de CT en isla – Caída de frecuencia en el tiempo con C06 en falla (eje y:frec en pu, eje x: tiempo [seg] – considera el inicio de la falla a los 4 seg)

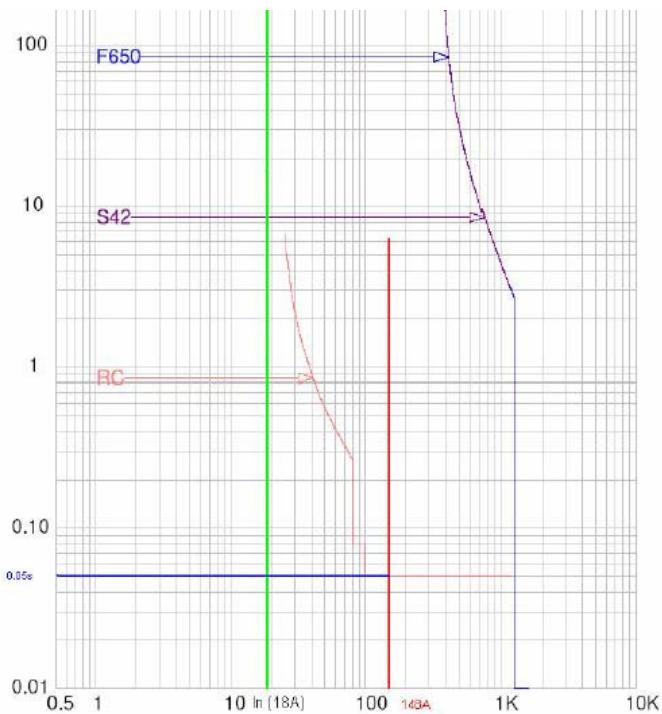


Figura 7- Simulación de CT en isla – Carta de coordinación de protecciones ANSI 50/51 para el caso de falla en C08 con cambio de fusibles F11 por Reconectador RC.

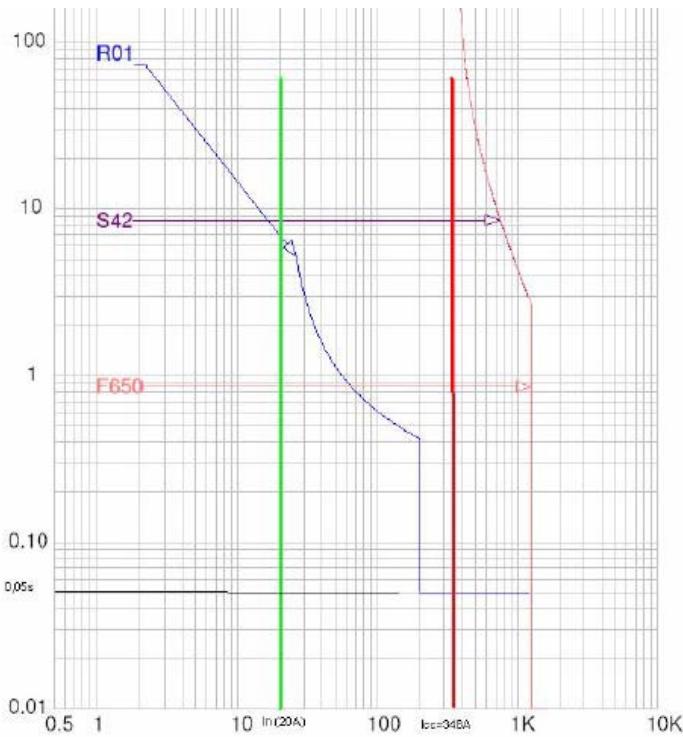
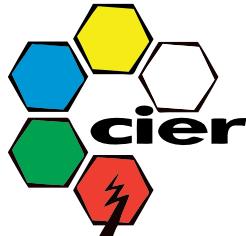


Figura 9- Simulación de CT en isla – Carta de coordinación de protecciones ANSI 50/51 para el caso de falla en C06 Protección en 52C.

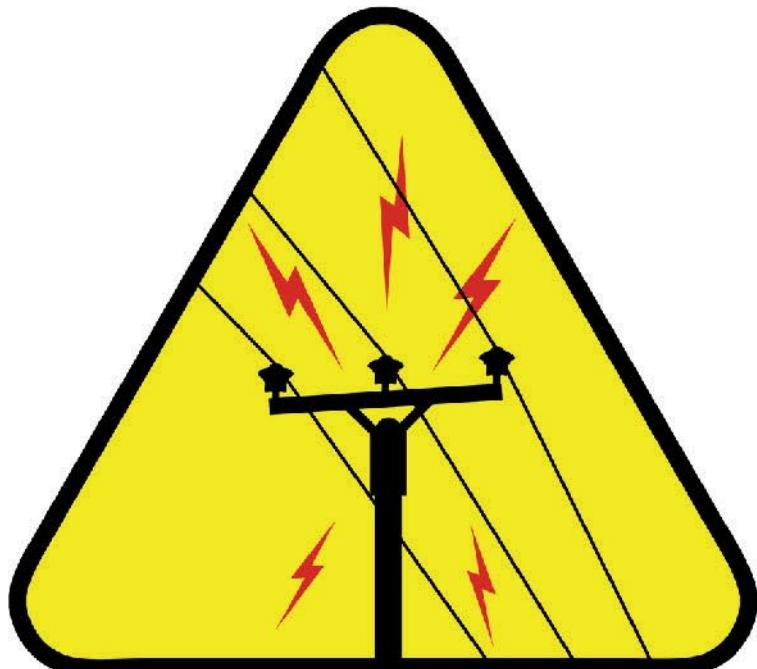
CAPACITACIÓN A DISTANCIA PRÓXIMO INICIO

CUPOS LIMITADOS

MÁS INFORMACIÓN
[CLIC AQUÍ](#)



RIESGO ELÉCTRICO Y ARC FLASH



3 AL 23 DE AGOSTO 2015

ANÁLISIS DE FUNCIONAMIENTO DE LOS PROBADORES DE PÉRTIGAS

VI CITTES - Concordia, Entre Ríos, Argentina.
Mayo 2013

Autores:

Sebastian A. Mancini – Encargado del Laboratorio de Ensayos, TRANSENER S.A.

sebastian.mancini@transx.com.ar

Daniel E. García – Jefe del Centro de TcT, TRANSENER S.A.

daniel.garcia@transx.com.ar

OBJETIVO

Recientemente han surgido dudas respecto a la eficacia de los equipos portátiles probadores de pértigas para determinar el estado dieléctrico de las pértigas aislantes, sobre todo en lo referente a posibilidades de detectar fallas internas (contenido de humedad).

Por tal motivo en el Laboratorio de Ensayos del Centro de TcT decidimos efectuar una serie de pruebas y análisis del funcionamiento de los probadores de pértigas de diferentes marcas, modelos y tecnologías (analógicos y digitales) existentes en el mercado, a fin de comprender como trabajan y tratar de determinar que información nos brindan a la hora de comprobar el estado dieléctrico de las pértigas.

MÉTODO

Primero buscamos la mayor variedad posible de equipos (nuestros y de otras empresas), nuevos, reparados, y modelos viejos que estaban en desuso. Luego analizamos las características técnicas y se verificaron el correcto funcionamiento de todos ellos.

Por otro lado con tramos de pértigas de diferentes diámetros se fabricaron probetas con determinadas características para efectuar las pruebas. Formamos un grupo de probetas en perfecto estado, otro con daños superficiales y otros con fallas internas creadas en lugares específicos.

Preparamos agua de conductividad similar a la de lluvia para modificar las condiciones superficiales de las probetas y otros tres tipos de agua con diferentes grados de conductividad para simular fallas internas por filtración de humedad en su interior.

Aplicamos a todas las probetas 100 kV de tensión a frecuencia industrial entre electrodos distantes 300 mm durante 1 minuto (denominado Ensayo de Pórtico) y comparamos los resultados con las mediciones efectuadas con cada uno de los probadores de pértigas en estudio.

Los resultados obtenidos fueron registrados en una planilla para el posterior análisis y la obtención de conclusiones.

INTRODUCCIÓN

Uno de los elementos que puede considerarse como símbolo de cualquier Trabajo con Tensión (TcT) es la pértiga, en sus diferentes marcas, tipos y modelos.

En la legislación Argentina (Reglamento para la ejecución de TcT en Instalaciones Eléctricas Mayores a 1 kV) se prevén ensayos cada dos años, conforme a la norma IEC 60832, que implica 24 horas de inmersión en agua y a continuación la aplicación de 100 kV de tensión alterna en Pórtico.

El ensayo es considerado como satisfactorio si durante 1 minuto y después del ensayo se cumplen las siguientes condiciones:

- Ninguna descarga eléctrica sobre la superficie de la probeta, ningún salto de chispa, ninguna perforación
- Ninguna señal visual de fisura o erosión de la superficie
- Ningún aumento perceptible al tacto de temperatura

Con el tratamiento adecuado y conforme a las normativas vigentes, una pértiga tiene una vida útil muy prolongada. En la actualidad, en la mayor parte de las empresas de Distribución y de Transmisión, suelen haber pértigas con más de 30 años en uso. Algunas han pasado por los procesos de restauración superficial (lijado y aplicación del barniz), y otras se encuentran en su estado original.

Las condiciones de almacenamiento y transporte también están debidamente especificadas en el mencionado Reglamento.

En lo referente a uso se prevé que inmediatamente antes de iniciar la tarea las pértigas deben ser inspeccionadas visualmente, limpiadas y siliconadas debidamente.

Fallas características y en pértigas nuevas.

Una posible falla es la localización de humedad en la interfase entre el interior del tubo de resina epoxi con fibra de vidrio y el núcleo de poliuretano expandido. En general éste tipo de anomalía suele producirse durante el proceso de fabricación.

En los procesos de fabricantes que construyen el tubo y luego lo rellenan con poliuretano, podemos afirmar que la falla por humedad ha sido demasiado frecuente, tanto por falta de adecuada adherencia en la interfase entre interior del tubo y del núcleo como por la gran cantidad de burbujas de aire en el poliuretano.

En TRANSENER hemos rechazado partidas completas de pértigas fabricadas mediante dicho proceso. También hemos detectado

núcleos con diferentes densidades de poliuretano expandido (aún en pétigas pertenecientes a un mismo fabricante) y como consecuencia a menor densidad el núcleo es menos compacto y contiene mayor cantidad de burbujas de aire.

Por otro lado desde el año 1996 no aceptamos pétigas ni elementos aislantes que no se fabriquen bajo los estándares de las normas IEC 60832 y 60855 y los Ensayos de Recepción se efectúan al 100% de los elementos recibidos.

A fin de palear las problemáticas mencionadas en el proceso de fabricación anterior, se han desarrollado nuevas metodologías de fabricación que básicamente constan en “tejer” el tubo (fibra de vidrio con la resina epoxi) sobre el núcleo (bastón de poliuretano expandido).

De esta forma se asegura la intima unión entre el tubo y el núcleo y prácticamente se elimina la posibilidad de contenido de humedad en la zona de unión, pero eventualmente pueden aparecer una fallas (contenido de humedad) en la zona correspondiente al empalme de los núcleos, es decir, fin de un bastón de poliuretano expandido y el inicio del otro.

Fallas características y ensayos sobre pétigas en uso.

Las fallas mas frecuentes de las pétigas que se encuentran en uso son las superficiales, normalmente por ralladuras, golpes, o roces durante su utilización o bien en algunas ocasiones también pueden ser por malas condiciones de transporte.

La falla interna por ingreso de humedad, normalmente sucede en los extremos cuando hay algún tipo de falla en el cabezal de la pétiga. Puede ocurrir que esté mal pegado o que sea de mala calidad la resina epoxi utilizada para sellar.

Respecto a los ensayos, a las pétigas destinadas para TcT cada 2 años se les realiza inmersión en agua y aplicación de tensión en pórtico, siendo muy poco frecuente que aparezcan resultados negativos.

En el año 2003 detectamos fallas internas (considerable elevación de temperatura) en las denominadas pétigas tensoras con pernos de acero (tetones). Igual situación se le presentó a la gente de la CTM de Salto Grande. Por lo cual se le dio intervención al fabricante quien repuso las pétigas y al año siguiente modificó en su catálogo las especificaciones técnicas indicando que la zona con tetones no debía ser considerada como dieléctrica.

Donde tenemos un mayor porcentaje de rechazos (detección de fallas) es en los ensayos de pétigas empleadas en tareas de Trabajos sin Tensión o tareas de Maniobras, es decir, colocación de Puestas a Tierra, uso de Detector de Tensión, Maniobras con Fusibles, etc. En estos casos hemos detectado como principal motivo la falta de capacitación adecuada al personal que las utiliza, ya que las considera como una herramienta más, sin los cuidados y tratamientos específicos que estos elementos requieren.

De todos modos en general las fallas detectadas son menores y solucionables, dado que son por roces o suciedad y en un alto porcentaje se recuperan luego de un proceso de restauración superficial.

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

En la tabla siguiente se muestran las características de los equipos analizados y utilizados para realizar las pruebas:

Marca	Tipo	Modelo	Tensión de salida
LIAT	Digital (a batería)	PR-1800	3.900 VCC
LIAT	Analógico con selector de rango	PR-1800	1.750 VCA
CHANCE	Analógico Seco/Húmedo	C403-3179	1.400 VCA
CHANCE	Analógico con selector de rango	LS-81	1.600 VCA
CHANCE	Analógico con selector de rango	LT-11A	1.600 VCA
IEC	Digital	PUP-100	280 VCC
RITZ	Analógico	LS-8081	2.060 VCA
RITZ	Analógico tamaño reducido	RT-220	1.500 VCA

Fotos de los Probadores de Pétigas utilizados:

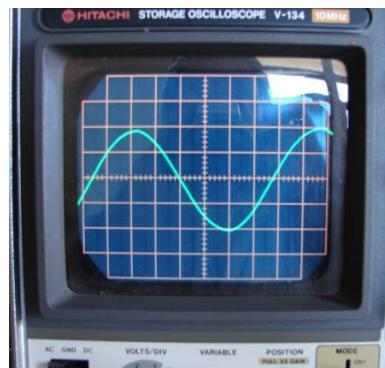


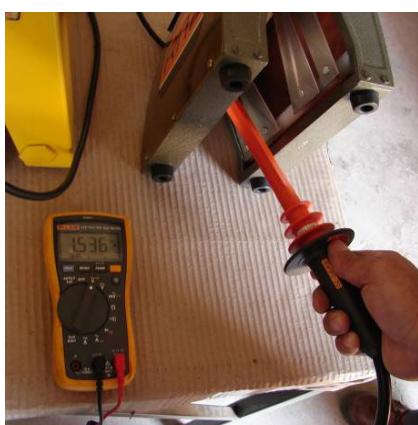


El equipamiento e instrumental utilizado fue el siguiente:

- Pórtico para ensayos con aplicación de 100 kV (frecuencia industrial) cada 30 cm.
- Osciloscopio para visualización de onda de tensión Hitachi V 134.
- Cámara termográfica marca Fluke modelo Ti 50.
- Punta divisora de tensión para medición/visualización de tensión SEW – PD-20.
- Tester de medición de valores eficaces Fluke modelo 117 True RMS.
- Zonda de uso medicinal de 3,0 mm y jeringa de 60 ml para inyectar agua en el interior de las probetas.
- Termohigrómetro marca Testo modelo 177-H1 Logger para mediciones de temperatura ambiente, humedad relativa ambiente y punto de rocío.

Fotos del instrumental utilizado y de los ensayos:





Probetas de Ensayo.

Para analizar el comportamiento de cada equipo y realizar las pruebas preparamos 15 probetas con diferentes características fabricadas con tramos de pétigas de 480/500 mm de longitud, diámetros y espesores de tubo de 1½" x (3,2 a 3,8 mm), 2" x (3,6 a 3,8 mm) y 2½" x (4,2 a 4,8 mm).

Formamos 5 grupos, llamados **A, B, C, D y E**, de 3 probetas cada uno (1½", 2" y 2½") y cada uno de ellos de características específicas que se definen a continuación:

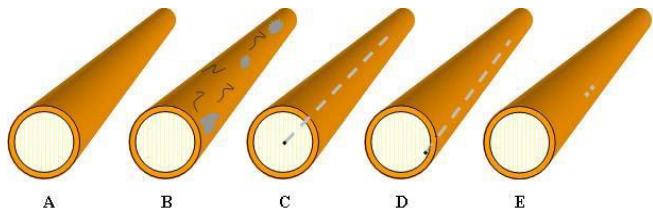
Grupo A: Probetas en perfecto estado interno y externo, es decir sin daños superficiales y sin elementos conductivos en su interior.

Grupo B: Probetas en perfecto estado interno y con daños superficiales.

Grupo C: Probetas sin daños superficiales y con una perforación de 3,2 mm de diámetro que atraviesa toda la longitud del poliuretano en su parte central.

Grupo D: Probetas sin daños superficiales y con una perforación de 3,2 mm de diámetro que atraviesa toda la longitud del poliuretano en su interfaz con el tubo de fibra de vidrio.

Grupo E: Probetas sin daños superficiales y con una perforación de 3,2 mm de diámetro y 250 mm de longitud ubicada en la mitad del tramo, lateralmente en la interfaz del poliuretano con el tubo de fibra de vidrio.



Para confeccionar las probetas del grupo **C, D y E** en una primera instancia pensamos en colocar segmentos de algún elemento metálico para simular la falla, pero llegamos a la conclusión de que no estaríamos reproduciendo situaciones de fallas reales, por cuanto hasta la fecha nunca se ha encontrado dentro de una pétiga algún elemento metálico. Históricamente cuando se han presentado fallas durante los ensayos fueron siempre por contenido de humedad interior.

Por tal motivo decidimos realizar perforaciones a las probetas y mediante una zonda inyectar agua con diferentes valores de resistividad, lo cual y a nuestro entender, sí sería representativo de las fallas que pueden encontrarse en las pétigas, tanto nuevas como en uso.

Los valores de conductividad del agua que se utilizaron fueron los siguientes:

- Agua tratada de 10 $\mu\text{S}/\text{cm}$.
- Agua corriente de 280 $\mu\text{S}/\text{cm}$.
- Agua de pozo con 1.800 $\mu\text{S}/\text{cm}$.

Como referencia respecto a los valores de conductividad del agua, a continuación se transcribe parte de la norma IEC 60855-2009, donde se especifica el valor de conductividad del agua para los ensayos de inmersión.

5.4.2.1.2 Condiciones para inmersión

Antes de la prueba, cada pieza de ensayo de 0,3 m de longitud será preparada limpiándola con isopropanol, y luego se seca al aire a temperatura ambiente durante un período de no menos de 15 minutos.

Las probetas deberán ser acondicionadas por inmersión durante 24 horas en un tanque con agua de la canilla con una conductividad mínima de 500 $\mu\text{S}/\text{cm}$ o una resistencia máxima de 20 Ωm , a 20 °C.

Al final de este período de acondicionamiento, las probetas se limpiarán con un trapo limpio y seco, y los extremos de las probetas se cubrirán con cinta adhesiva conductiva. Las probetas se ensayarán a la temperatura ambiente en la zona de pruebas.

Posición y apoyo en las placas (electrodos) de las pétigas según su diámetro.

A continuación se muestran las placas metálicas y como encastran las pétigas de diferentes diámetros.

Por la forma de los electros metálicos se observa que a mayor diámetro de pétiga el tope es más abajo donde la distancia entre las placas es menor, siendo la tensión aplicada la misma en todos los casos.

De esta forma, reduciendo la distancia para pétigas de mayor diámetro, se compensaría el mayor sección y espesor del tubo, para causar el mismo efecto de testeo manteniendo constante la tensión de salida del equipo.



Probador con pétiga de 1 1/2"



Probador con pétiga de 2 1/2"

TAREAS PRELIMINARES.

Para descartar cualquier posible anomalía externa o interna en las probetas previamente a humedecerlas y colocarle agua en su interior las ensayamos en Pórtico (100 kV / 30 cm durante 1 minuto).

Verificamos el correcto ajuste de las placas y las limpiamos con alcohol.

Conectamos y encendimos todos los probadores de pétigas para realizar el ajuste de cada equipo con su correspondiente barra de prueba. Los que cuentan con Selector de Rango se colocaron en la posición Alto o High.

Con una punta divisora de tensión, un multímetro digital y un osciloscopio, medimos del valor eficaz de la tensión de salida de cada equipo y visualizamos sus formas de onda reales.

Se registraron los valores de temperatura, humedad y punto de rocío en la zona de ensayos cuando se notaba alguna variación.

A las pétigas con las perforaciones, les inyectamos aproximadamente 10 ml de agua con diferentes valores de conductividad. Primero agua tratada de 10 $\mu\text{S}/\text{cm}$, luego agua corriente de 280 $\mu\text{S}/\text{cm}$, y por último agua de pozo con 1.800 $\mu\text{S}/\text{cm}$.

Antes de cada prueba limpiamos cada probeta con un trapo embebido en líquido limpiador y luego le pasamos un paño siliconado.

REALIZACIÓN DE LAS PRUEBAS

Todas las probetas fueron medidas en cada uno de los equipos portátiles y luego en Pórtico para comparar los resultados.

Comenzamos las pruebas con los grupos **A** y **B** primero en seco, luego con las probetas humedecidas superficialmente y por último con las probetas totalmente mojadas.

Para humedecer dichas probetas utilizamos agua con conductividad de 10 $\mu\text{S}/\text{cm}$. Se aplicó este valor, dado que estimamos que en situaciones reales de trabajo la pétiga se puede humedecer o mojar completamente por condiciones de rocío o lluvia (salvo zonas de alta contaminación donde se pueda dar la situación de

lluvia ácida). Como referencia tenemos que el agua de lluvia en nuestra zona tiene un valor aproximado de 4 $\mu\text{S}/\text{cm}$.

Luego continuamos con las mediciones del grupo **C**, **D** y **E**, donde para generar las fallas internas primero utilizamos el agua tratada, luego el agua corriente, y por último el agua de pozo.

Todos los resultados los fuimos registrando en una planilla Excel (adjunta al final del presente informe) para su posterior análisis.

RESULTADOS OBTENIDOS

Las probetas que están interna y superficialmente en perfecto estado (grupo **A**) pasaron satisfactoriamente los ensayos de Pórtico y las pruebas con todos los equipos probadores de pétigas, ya sea en seco, con humedad superficial y mojadas completamente con los tres tipos de agua.

Las probetas en buen estado interior pero con daños superficiales (grupo **B**) pasaron todos los ensayos de Pórtico y con equipos portátiles en condiciones secas, pero los resultados variaron considerablemente en condiciones húmedas dependiendo del tipo de agua utilizada y del grado de humedad que tenía la superficie, dado que se va secando a medida que transcurren los ensayos.

Con algunos probadores repetimos las pruebas y en algunos casos la rechazaba y en otros las aprobaba.

Las probetas que contaban con fallas internas en la parte central (grupo **C**) pasaron el ensayo de Pórtico solo para agua de 10 $\mu\text{S}/\text{cm}$ y no pasaron para 280 $\mu\text{S}/\text{cm}$. El agua de 1.800 $\mu\text{S}/\text{cm}$ no se pudo utilizar dado que el Pórtico destruye las probetas al acusar la falla. Con los equipos portátiles "aprobaron" todos los ensayos incluso con los 3 tipos de agua utilizada para simular la falla.

Las probetas con la falla en el borde lateral (grupo **D**) en ningún caso pasaron el ensayo de Pórtico (con los 3 tipos de agua) y con los equipos portátiles se presentaron situaciones especiales arrojando resultados variables.

Independientemente del diámetro y la conductividad del agua, si la falla se encontraba a 90° (aproximadamente) respecto a las placas, todos los probadores daban condición de "aprobado". Algunos con cierta desviación de aguja, pero siempre dentro de la zona de aprobación.

Pero al ir girando la probeta (ver croquis) y aproximarse la falla a las placas, algunos probadores la detectan cuando la perforación quedaba tangencial a la placa, dependiendo en algunos casos del diámetro.

En ningún caso se pudo realizar la prueba con agua de 280 $\mu\text{S}/\text{cm}$ o mayor, ya que al colocar la probeta en pórtico luego de las pruebas con los probadores de pétigas, siempre falló y se destruyó la probeta.

Las probetas con perforación lateral pero sólo con agua en la zona central de la perforación (grupo **E**) no pasaron el ensayo de Pórtico con el agua de 10 $\mu\text{S}/\text{cm}$ y por lo tanto no pudieron utilizarse los otros tipos de agua dado que las probetas se derruyeron. Los probadores de pétigas en ningún caso detectaron dichas fallas.

CONCLUSIONES

En la legislación Argentina a través del Reglamento para la ejecución de TcT en Instalaciones Eléctricas Mayores a 1 kV se prevé el ensayo de Pórtico conforme a la norma IEC 60832 (aplicación

de 100 kV de tensión alterna cada 30 cm) para garantizar el óptimo estado dieléctrico de las púrtigas. Y la nueva versión que próximamente entra en vigencia incluye además la verificación con equipo portátil en campo antes de cada trabajo.

Los resultados obtenidos en este estudio avalan la eficacia del ensayo de Pórtico para detectar todo tipo de fallas (superficiales, internas, leves y severas) dado que siempre las manifestó de forma clara, sin incertidumbres, e independientemente de como se coloque la probeta en el Pórtico y del tipo de falla y su ubicación dentro de la probeta.

La detección de las fallas mediante este ensayo es muy contundente dada la potencia que hay puesta en juego, al punto tal que casi en todos los casos se destruyeron (se carbonizaron) las probetas que tenían algún tipo de falla.

Por lo dicho anteriormente el ensayo de Pórtico nos sirve como referencia para comparar, evaluar y sacar conclusiones sobre el funcionamiento de los equipos portátiles.

Los probadores de púrtigas que trabajan con **tensión continua** resultan eficaces **solamente** para la comprobación del **estado superficial** de las púrtigas dado que **no** están diseñados para detectar o acusar algún tipo de anomalía interna de cualquier tipo y severidad, ni siquiera en el hipotético caso de que el interior de la púrtiga fuera completamente conductor.

Los equipos portátiles que trabajan inyectando **tensión alterna** entre sus placas, también son eficientes a la hora de detectar fallas superficiales y además pueden acusar **algunas** anomalías internas, dependiendo de la severidad de la falla, del tipo de falla y de la posición de la misma respecto a los puntos de contacto con las placas del equipo.

Es decir que su comportamiento ante fallas internas es variable y aún en caso de detectarla no es fácil para el usuario determinar con seguridad cual es la severidad de la misma.

Aún en el caso de que los probadores de púrtigas que funcionan con **tensión alterna** puedan detectar una falla interna, no lo harán con la misma claridad y certeza que el ensayo de Pórtico en Laboratorio realizado bajo norma.

Por lo tanto podemos concluir que la verificación con equipo portátil y el ensayo de Pórtico son complementarios y en ningún caso el probador de púrtigas es equivalente o puede reemplazar al ensayo realizado en Laboratorio.

Por otro lado al día de la fecha no existen normas Argentina o IEC que reglamente la fabricación y ensayos que deben realizarse a los probadores de púrtigas por lo cual la Comisión 21 (GT78 - Grupo de Trabajo 78 de Argentina) a través de IEC está tratando de que se elabore una reglamentación referida a estos equipos.

LECCIONES APRENDIDAS

El análisis y las pruebas realizadas representan un importante avance en la comprensión del funcionamiento de los equipos portátiles y en cuanto a poder evaluar su aplicación para ver de que manera aportan a los estándares de seguridad al utilizarlos tanto en las técnicas e instructivos de trabajos con o sin tensión (púrtigas para maniobras).

También brinda la posibilidad de asesorar a los fabricantes y motivar el desarrollo de nuevos modelos con tecnologías que permitan cumplir con las expectativas y necesidades de los usuarios.

En lo referente a las normativas, la nueva versión del Reglamento para la Ejecución de Trabajos con Tensión en Instalaciones Eléctricas con Tensiones Mayores a 1 KV (AEA – Asociación Electrotécnica de Argentina) establece 2 tipos de ensayos para la utilización de las púrtigas aislantes en TcT:

- Ensayo de aislación en Laboratorio que debe ser (con un plazo máximo de utilización antes de nuevos controles) cada 2 años o después de una reparación o restauración importante
- Ensayos dieléctricos con equipo portátil que deben realizarse antes de la ejecución de cada trabajo.

Por tal motivo el probador de púrtigas debe ser parte del equipamiento necesario para la ejecución de cualquier TcT y cuando se lo utilice el personal debe tener en claro que la prueba determinará sin dudas el estado superficial de la púrtiga, no así la condición dieléctrica de su interior que se chequea periódicamente en Laboratorio.

Por lo tanto estamos acentuando la concientización de nuestro personal de TRANSENER y TRANSBA sobre el uso, traslado y el correcto almacenamiento de las púrtigas dado que en nuestro Laboratorio realizamos los ensayos (inmersión en agua por 24 hs e inyección de tensión en Pórtico) cada 2 años y el interior de la púrtiga en general no vuelve a ser chequeado hasta cumplirse ese lapso.

RECOMENDACIONES

A los fabricantes les recomendamos, dentro de las posibilidades técnicas y económicas, ver la posibilidad de desarrollar nuevos equipos con geometrías, distancia entre electrodos y niveles de tensión que permitan verificar con seguridad cual es el estado **interno** de las púrtigas.

Mientras tanto, los diseños que utilizan **tensión continua** deben indicar explícitamente en el equipo y en su manual de uso que el control que se efectúa es de carácter **superficial**.

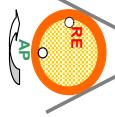
Para las empresas que realizan TcT la recomendación es que adopten para cada tarea, según nueva versión del Reglamento, el uso de los probadores de púrtigas e instruir al personal de que cualquiera de los equipos (todas las marcas y modelos) que operan con **tensión continua** o con **alterna**, solo verifican con eficacia el estado **superficial** de las púrtigas.

También sugerimos fomentar la toma de conciencia sobre la importancia de realizar los ensayos periódicos en Laboratorio (inmersión en agua e inyección de tensión en Pórtico), dentro de los plazos establecidos por las normativas, dado que el control del **estado interno** solamente queda garantizado a través del mismo.

A su vez acentuar el cuidado durante el uso, transporte y almacenamiento de las púrtigas, dado que en caso de aparecer alguna anomalía interna no se evidenciará con certeza hasta repetir el ensayo antes mencionado.

PLANTILLA DE ENSAYOS DE PROBADORES DE PERTIGAS

Identif.	Estado	Ø	Superficie	Lat	Lectura	Lat	Lectura	Chance	Lectura	Chance	Lectura	Chance	Lectura	IEC	Lectura	Ritz	Lectura	Ritz	Lectura	Control final en portico	
				PR-1800 - Digital		PR-1800		Dry	Wet	C403-3179		LT-81		LT-11A		PUP-100 - Digital		RT-220		LS-8081	
A	Sin fallas	1 1/2"	Seca	AP	AP	AP	AP	0 div	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	100 kV/30 cm	
		1 1/2"	Húmeda	AP	AP	AP	AP	0 div	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	1/3 VE		
		2"	Mojada	AP	AP	AP	AP	0 div	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	1/3 VE		
		2"	Seca	AP	AP	AP	AP	3 div	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	1/2 VE		
		2 1/2"	Húmeda	AP	AP	AP	AP	3 div	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	1/2 VE	En portico no hubo fallas	
		2 1/2"	Mojada	AP	AP	AP	AP	3 div	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	2/3 VE		
		2 1/2"	Seca	AP	AP	AP	AP	3 div	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	FEV		
		1 1/2"	Húmeda	RE	8 Marcas	RE	FER	RE	RE	40 div	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	1/4 VE	Sin falla	
		1 1/2"	Mojada	AP	5 Marcas	RE	FER	RE	RE	40 div	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	1/3 VE	Cont-33 kV	
		2"	Seca	AP	1 Marca	AP	AP	AP	AP	3 div	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	1/4 VE	Cont-44 kV	
B	Datos en SUP.	2"	Húmeda	RE	15 Marcas	RE	FER	RE	RE	30 div	RE	RE	FER	AP	AP	AP	AP	AP	1/3 VE	Sin falla	
		2"	Mojada	RE	8 Marcas	RE	FER	RE	RE	40 div	RE	RE	FER	AP	AP	AP	AP	AP	1/2 VE	Cont-39 kV	
		2 1/2"	Seca	AP	1 Marca	AP	AP	AP	AP	3 div	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	1/2 VE	Cont-55 kV	
		2 1/2"	Húmeda	AP	5 Marcas	FEV	RE	RE	RE	30 div	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	1/4 VE	Sin falla	
		2 1/2"	Mojada	RE	14 Marcas	FER	RE	RE	RE	40 div	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	1/3 VE	Cont-53 kV	
		1 1/2"	H ₂ O 10 µS	AP	AP	AP	AP	6 div	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	3/4 VE	Cont-61 kV	
		1 1/2"	H ₂ O 280 µS	AP	AP	AP	AP	18 div	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	1/4 VE	Sin falla	
		2"	H ₂ O 10 µS	AP	AP	AP	AP	5 div	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	1/2 VE	Falla 70 kV	
		2"	H ₂ O 280 µS	AP	AP	AP	AP	9 div	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	3/4 VE	Sin Falla	
		2 1/2"	H ₂ O 1800 µS	AP	AP	AP	AP	5 div	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	1/4 VE	Falla 85 kV	
C	Aqua en perforación central	2"	H ₂ O 1800 µS	AP	AP	AP	AP	0 div	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	1/4 VE	Falla 85 kV	
		2 1/2"	H ₂ O 10 µS	AP	AP	AP	AP	9 div	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	1/4 VE	Sin falla	
		2 1/2"	H ₂ O 280 µS	AP	AP	AP	AP	5 div	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	1/2 VE	Sin Falla 85 kV	
		1 1/2"	H ₂ O 10 µS	AP	AP	AP	AP	AP-RE	1/4 VE-FER	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	1/4 VE-FER	Falla 85 kV	
		1 1/2"	H ₂ O 280 µS	AP	AP	AP	AP	0 div	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	1/4 VE-FER	Falla 66 kV	
		1 1/2"	H ₂ O 1800 µS	AP	AP	AP	AP	0 - FEV	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	0 - FEV	Falla 70 kV	
		2"	H ₂ O 10 µS	AP	AP	AP	AP	4 div	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	1/4 VE	Falla 40 kV	
		2"	H ₂ O 280 µS	AP	AP	AP	AP	12 div-25 div	AP-RE	1/2 VE-FER	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	1/2 VE-FER	Falla 100 kV	
		2 1/2"	H ₂ O 10 µS	AP	AP	AP	AP	AP-AP	1/2 VE-FEV	AP-AP	0 - FEV	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	FEV-FER	Falla 100 kV	
		2 1/2"	H ₂ O 280 µS	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	
D	Aqua en perforación lateral	2"	H ₂ O 10 µS	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	
		2"	H ₂ O 280 µS	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	
		1 1/2"	H ₂ O 1800 µS	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	
		1 1/2"	H ₂ O 10 µS	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	
		1 1/2"	H ₂ O 280 µS	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	
		2"	H ₂ O 10 µS	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	
		2"	H ₂ O 280 µS	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	
		2 1/2"	H ₂ O 1800 µS	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	
		2 1/2"	H ₂ O 10 µS	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	
		2 1/2"	H ₂ O 280 µS	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	
E	Aqua en centro de perforación lateral	2"	H ₂ O 1800 µS	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	Falla 52 kV	
		2"	H ₂ O 10 µS	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	
		2 1/2"	H ₂ O 1800 µS	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	Falla 56 kV	
		2 1/2"	H ₂ O 10 µS	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	
		2 1/2"	H ₂ O 280 µS	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	
		1 1/2"	H ₂ O 1800 µS	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	
		1 1/2"	H ₂ O 10 µS	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	
		1 1/2"	H ₂ O 280 µS	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	
		2"	H ₂ O 1800 µS	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	
		2"	H ₂ O 10 µS	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	AP	
NOTA 1:	REFERENCIAS:		AP		Rechazada		RE		AP-RE		Aprobada al inicio de la prueba (perforación hacia abajo). Rechazada cuando la perforación se approxima a la placa.		FER		Fondo Escala Verde		Fondo Escala Roja		FER		
	Las fracciones indican la posición de la aguja (instrumentos analógicos) en el momento de la medición, tanto en la zona de Aceptación como de Rechazo. En el caso del CHANCE DRY/WET, indica el valor del instrumento.																				
	Cuando indica Marca, se trata de un equipo con indicador digital en el cual aparecen marcas que se incrementan ante la aparición de fallas, formando líneas de diferentes longitudes. A mayor longitud mayor el nivel de falla. El equipo LIAT Digital tiene 15 marcas a fondo de escala, y el IEC Digital tiene 14 marcas a fondo de escala.																				
NOTA 2:		En el caso de las périgas con perforación lateral, se inició la prueba colocando la perforación hacia abajo (centrada entre las placas) y luego se la fue girando en el sentido de las agujas del reloj. Cuando aparece AP con doble indicación, indica que la aguja comenzó a desviarse pero sin llegar a la zona de rechazo.																			
NOTA 3:		En los casos de las mediciones de A y B con superficie Seca, Húmeda y Mojada siempre se utilizó agua destilada de 10 µS. A modo de referencia, se midió la conductividad de agua de lluvia, la que dio un valor de 04 µS.																			



AP

RE

AP

USO DE GAPS COMO LIMITADORES DE SOBRETENSIONES PARA TCT EN TRASMISIÓN

VI CITTES - Concordia, Entre Ríos, Argentina.
Mayo 2013

INTRODUCCIÓN

Frente a la situación, bastante frecuente, de encontrarse con instalaciones donde se dispone de distancias muy ajustadas para efectuar los TCT en 150 kV, aparece el interés de limitar las sobretensiones de maniobra durante el trabajo, y así reducir las distancias necesarias.

Es así que surgieron las inquietudes siguientes, a las cuales se busca dar respuesta en el presente trabajo:

- Evaluar, preliminarmente, el uso de un gap de protección portátil (Portable Protective Air Gap, PPAG), a efectos de limitar las sobretensiones para efectuar TCT, investigando su eficacia para reducir las distancias habituales de trabajo.
- Analizar el uso de los chisperos de las líneas (cuernos de descarga) como gaps de protección, para limitar las sobretensiones durante la realización de TCT.
- Evaluar el uso de una distancia de aislación, para el TCT, igual a la distancia entre cuernos de descarga, basado en el hecho de que las líneas, en operación normal, no presentan salidas de servicio debido al accionar de los chisperos.

Los resultados obtenidos, en términos generales, son poco alentadores para las tres propuestas.

METODOLOGÍA

A continuación se analiza la coordinación de un gap, para efectuar TCT, tomando como referencia los criterios de la norma IEEE 516, calculándose algunos valores indicativos de distancias de seguridad para TCT asociados a las distancias de descarga presentadas por los cuernos de descarga en líneas de trasmisión.

Se considera además el efecto de la multiplicidad de cuernos en las torres a lo largo de una línea, efectuándose también un análisis de sensibilidad frente al valor de la tensión de descarga.

CONCEPTOS FUNDAMENTALES EN LA COORDINACIÓN DE UN GAP PARA UN TCT

Debe asegurarse la actuación del gap antes de alcanzar una tensión de riesgo para la realización del TCT.

Debe tenerse presente, que dada una distancia, es diferente el análisis para que dicha distancia soporte una sobretensión, que

Autores:

Carlos Alonso, Ing. Electricista,
Especialista de Lineas y Cables – U.T.E. Uruguay.
calonso@ute.com.uy

Carlos Curbelo, Ing. Industrial, Jefe Departamento de
Lineas y Cables – U.T.E. Uruguay.
ccurbelo@ute.com.uy

DATOS DE LA EMPRESA U.T.E

Dirección: Aparicio Saravia 4292

Ciudad: Montevideo-URUGUAY

Código postal: 12300

Teléfono: (+598) 23580211, 23596702

Fax: (+598) 23596511, int. 4220

para que en dicha distancia se asegure que ocurra una descarga (es diferente la probabilidad de descarga a ser considerada).

MOTIVACIÓN DEL USO DE LA NORMA IEEE 516

Si bien el desarrollo se hace siguiendo la norma IEEE 516, los aspectos conceptuales presentados mantienen su validez más allá del marco de la norma.

Se usa esta norma porque define y cuantifica una tensión soportada y una tensión de descarga, y propone un criterio para coordinar dichas tensiones, entre el gap y el TCT, con la instalación.

Se observa que hay algunos matices con la definición de tensión soportada usada por la norma IEC 61472, y que esta última no define cuantitativamente una tensión de descarga.

CARACTERIZACIÓN DE UN PPAG

Antes de ser usado, debe ser ensayado para determinar su densidad de probabilidad de descarga, estableciéndose:

- Tensión disruptiva crítica (V_{50} , μ , CFO): tensión al 50 % de probabilidad de descarga acumulada

- Desviación estándar (s): se propone tomar un 5 % de μ como un valor conservador
- Tensión soportada: $\mu - 3s$ (probabilidad: 0.1%)
- Tensión de descarga: $\mu + 2s$ (probabilidad: 98 %)

(usándose los valores de pico entre fase y tierra).

COORDINACIÓN DE UN GAP PORTÁTIL (PPAG), PARA TCT

Por un lado, se coordina la tensión de descarga del gap con la tensión soportada por la distancia de aislación correspondiente a la distancia de seguridad usada para el TCT, de modo que la primera sea menor que la segunda. Esta última tensión es la usada por la norma para el cálculo de las distancias mínimas de aislación en aire y con herramientas, MAID y MTID.

Es decir, debe asegurarse que haya descarga en el gap antes de alcanzar la tensión soportada por las herramientas o por el procedimiento del TCT.

La siguiente figura ilustra cómo debe efectuarse la coordinación de las densidades de probabilidad del PPAG y del TCT (para el cual se toma la distancia de aislación mínima requerida en aire)¹:

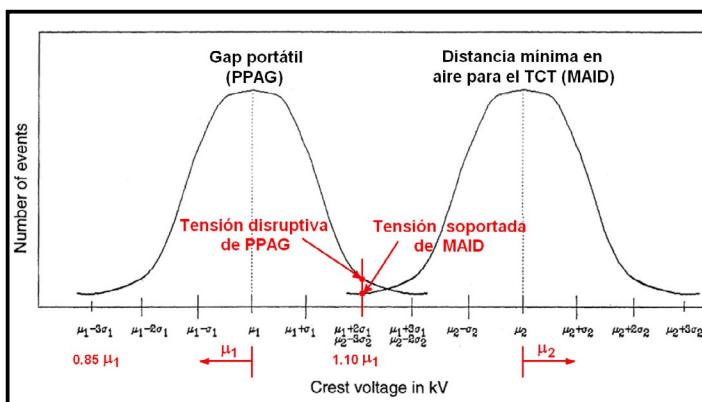


Figura 1 - Coordinación de las densidades de probabilidad del PPAG y del TCT

A la vez, por otro lado, debe coordinarse la tensión soportada por el PPAG, con el nivel aceptable de riesgo de descarga mientras el PPAG está instalado, con la consecuente salida de servicio de la instalación.

Es decir, debe asegurarse que no haya descarga en el gap frente a las sobretensiones de maniobra esperadas en la instalación.

En resumen, son tres los elementos a coordinar: el TCT, el PPAG y la instalación. Cuanto menor sea la tensión soportada por el PPAG, permitirá distancias menores para efectuar el TCT, pero habrá mayor riesgo de salida de la instalación frente a una sobretensión transitoria:

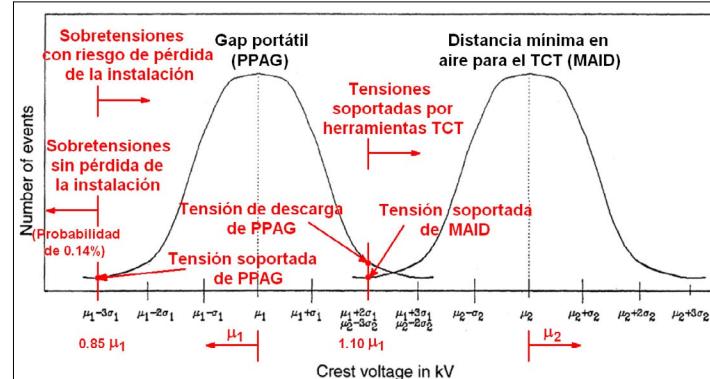


Figura 2 - Coordinación de las densidades de probabilidad del PPAG y del TCT, con la instalación

La versión 2009 de la norma sugiere incluir un margen de seguridad de 0.2 p.u. en base de la tensión máxima de operación, separando la sobretensión de descarga del gap y la tensión soportada usada para el TCT, además del redondeo hacia arriba de esta última. Aplicando este criterio, se tiene que la tensión soportada de TCT debe ser al menos alrededor de 1.5 veces la sobretensión máxima sin pérdida de la instalación.

Dicho de otro modo, la coordinación anterior determina un mínimo de distancia, para el TCT, que nunca podrá ser reducido, asociado a las sobretensiones de maniobra para las cuales se desea que no haya riesgo de que salga la instalación.

EJEMPLOS DE COORDINACIÓN, CONSIDERANDO UN SOLO GAP

A continuación se presenta una tabla que resume el cálculo de algunos valores de ejemplo, empleando tanto la versión del año 2003 como la del año 2009 de la norma.

Los valores para 500 kV fueron extraídos de ejemplos de las normas, y los valores para 150 kV fueron calculados para una cadena de suspensión individual de UTE, de 10 aisladores, con cuernos de descarga distanciados 1.31 metros (equivalente a 9 aisladores).

Suponiendo que la probabilidad de disruptión de los cuernos es como la de los electrodos en aire usada en la norma (hipótesis que parece conservadora), de la tabla D.8 (para 242 kV), se tiene:

- $V_{\text{soportada_gap}} = 605 \text{ kVpk}$ (4.4 p.u. de 169 kV)
- $V_{50} = 711 \text{ kVpk}$ (5.2 p.u. de 169 kV)
- $V_{\text{descarga_gap}} = 782 \text{ kVpk}$ (5.7 p.u. de 169 kV)

Como era de esperar (ver comentarios sobre los resultados en el siguiente punto), los valores de sobretensiones obtenidos se encuentran por encima de los que serían razonables para 150 kV para la norma². Surge la indefinición de cuál tensión usar como base para los 0.2 p.u. del margen de seguridad. Es razonable tomar la tensión de servicio de la instalación, si se le ve como un margen en las tensiones que se desarrollarán, pero debería usarse la tensión de servicio asociada al equipamiento (gap y distancias de TCT), si se interpreta que se quiere absorber las incertidumbres asociadas a las distribuciones de probabilidad.

Se calcula entonces bajo dos alternativas (teniendo en mente que el propósito es obtener valores orientativos sobre cuál sería la situación):

¹ La norma brinda un procedimiento para vincular la tensión de pico con la distancia entre electrodos.

² La norma considera una sobretensión de maniobra máxima de 3.5 p.u..

A) Opción liberal (incluye un factor de seguridad de 0.2 p.u. de 169 kV):

- $V_{soportada_TCT} = 810 \text{ kVpk}$ (5.9 p.u. de 169 kV)
- Para buscar en las tablas de la norma: $T = 1.8 \text{ p.u.}$ en 550 kV
- MAID (sin herramientas) = 1.96 m, distancia de aproximación = 2.26 m

B) Opción conservadora (incluye un factor de seguridad de 0.2 p.u. de 550 kV):

- $V_{soportada_TCT} = 872 \text{ kVpk}$ (6.3 p.u. de 169 kV)
- Para buscar en las tablas de la norma: $T = 2.0 \text{ p.u.}$ en 550 kV
- MAID (sin herramientas) = 2.30 m, distancia de aproximación = 2.60 m

En las tablas a continuación se resume los valores:

Caso	Gap	Tensiones de operación de la instalación	
		V _{nom} (kV _{ef})	T (p.u.)
1	1.20 m	500	1.25
2	1.20 m	500	1.25
3	1.31 m	150	4.38
4	1.31 m	150	4.38
5	1.80 m	500	1.55

Caso	Gap	Tensiones de gap (kVpk)		
		Soportada	V50	Descarga
1	1.20 m	565	665	732
2	1.20 m	565	665	732
3	1.31 m	605	711	782
4	1.31 m	605	711	782
5	1.80 m	697	820	902

Caso	Gap	Año	V _{soportada}	Distancia aproximación TCT	
				TCT (kVpk)	Sin herram
1	1.20 m	2003	732	2.0 m	2.2 m
2	1.20 m	2009	853	2.4 m	2.6 m
3	1.31 m	2009	810	2.3 m	
4	1.31 m	2009	872	2.6 m	
5	1.80 m	2003	930	2.7 m	

Algunos comentarios sobre los valores usados para los gaps de los ejemplos de la norma:

El comportamiento del gap de los casos 1 y 2 ($V50 = 665 \text{ kVpk}$) se reencuentra en las tablas de MAID de la norma, en cuanto a su tensión soportada asociada al espaciado entre electrodos.

El comportamiento del gap del caso 8 ($V50 = 820 \text{ kVpk}$) no se reencuentra en las tablas de MAID de la norma (soporta alrededor de 10 % menos tensión, asociada al espaciado entre electrodos, que la esperada por la norma). Este ejemplo fue suprimido en la versión 2009 de la norma.

RESULTADOS, CONSIDERANDO UN SOLO GAP (UN SOLO PPAG O UN SOLO PAR DE CUERNOS)

1.- Si se busca que un gap (un solo par de cuernos) controle (límite) las sobretensiones, la distancia de aislación (y aproximación) para efectuar TCT es bastante mayor que la distancia del gap.

Por ejemplo, si se desea usar un par de cuernos de una línea de 150 kV, con la versión 2009 de la norma, se obtendría una distancia de aproximación de 2.6 metros, lo cual es el doble de la distancia entre los electrodos del chispero (caso 4). Esta distancia, además, es significativamente superior a la distancia de aproximación usada en UTE para los TCT (1.2 m), con lo cual la presencia de los cuernos no permite reducir las distancias de seguridad.

2.- Para que un PPAG resulte eficaz en reducir las distancias habituales de TCT, solo podrá operarse con sobretensiones bajas, resultando un detrimento de la confiabilidad de la instalación.

Esto puede observarse en los casos 1, 2 y 5, donde se tiene una reducción significativa de las distancias (la que actualmente se usa en UTE es 3.4 m). Esto es debido a que debe dejarse una "ventana" mínima que ocupa la distribución de descargas del PPAG, entre la tensión soportada por el TCT y la sobretensión máxima para la cual no hay pérdida de la instalación.

3.- Usando la versión 2009 de la norma, con el uso de un PPAG, la tensión soportada por el TCT es al menos alrededor de 1.5 veces la sobretensión máxima para la cual no hay pérdida de la instalación. Esto implica que las distancias no se pueden reducir más allá de cierto límite y que no se podría obtener reducciones drásticas.

Por ejemplo, usando un PPAG con sobretensiones de 1.5 p.u. en la instalación, de acuerdo a la versión 2009, se tiene que la distancia de aproximación (sin herramientas) no podría reducirse de 1 m en 150 kV, y 3.2 m en 500 kV (contra los 1.2 m y 3.4 m actuales).

4.- Se verifica que los cuernos de descarga no están diseñados para sobretensiones de maniobra, sino para sobretensiones de rayo. Por esto, basándose en los valores usuales de sobretensiones, sus distancias de gap en general son conservadoras tomadas como distancias de aislación en aire, para TCT (pero pueden ser demasiado grandes como para ser útiles).

Por ejemplo, los cuernos de los casos 3 y 4 soportarían una sobretensión de 4.4 p.u. y actuarían para 5.7 p.u.. Estas sobretensiones son típicamente superiores a las obtenidas por maniobras.

Si se toma el espaciado de los cuernos como distancia de aislación en aire, para TCT, sería conservador. En este caso, no se está esperando que los cuernos limiten las sobretensiones de maniobra, solamente se está recurriendo a que el comportamiento típico de las redes es presentar sobretensiones de maniobra menores a las de diseño de los cuernos (la presencia de los cuernos es, en realidad, irrelevante). Las distancias de aproximación obtenidas de este modo son, en general, grandes en relación a las usualmente adoptadas para los TCT (1.6 m contra 1.2 m en 150 kV, y 3.8 m contra 3.4 m en 500 kV). Se podría prescindir así de efectuar el correspondiente cálculo de sobretensión de maniobra, descansándose en el correcto diseño de la línea, en relación a las sobretensiones.

APROVECHAMIENTO DE LA MULTIPLICIDAD DE CHISPEROS A LO LARGO DE UNA LÍNEA, EN CADENAS DE SUSPENSIÓN DE UTE, EN 150 KV

Se busca determinar la utilidad de tener múltiples chisperos a lo largo de la línea (establecer si resulta útil considerar el aumento en la probabilidad de actuación por tener un conjunto de chisperos en paralelo).

Considerando que la distancia de aproximación en uso en UTE es de 1.2 m (para 169 kV y 3 p.u. de sobretensión), resulta:

- $V_{\text{soportada_TCT}} = 414 \text{ kVpk}$

Para cumplir con la coordinación mínima planteada en la versión 2003 de la norma, debería tenerse al menos 97.7 % de probabilidad de actuación acumulada para $V_{\text{soportada_TCT}}$.

Usando los mismos cuernos del numeral anterior, se tiene una probabilidad acumulada de 3×10^{-17} , lo cual es absolutamente insuficiente.

Suponiendo que hay varios iguales que actúan en paralelo (con la misma eficacia en controlar las sobretensiones sobre el sitio de trabajo³), e independientemente, puede calcularse la probabilidad de actuación al contar con todos los cuernos de la línea. Suponiendo distribuciones normales, en la siguiente figura se muestra las probabilidades acumuladas, en función de la tensión aplicada (kVpk), para:

- un par de cuernos individual, de 1.31 m de espaciado⁴ (azul segmentada)
- un conjunto de 200 pares de cuernos de 1.31 m de espaciado (azul sólida)
- como las curvas anteriores, pero con V_{50} ⁵ valiendo 20 % más que la original (curvas rojas)
- como las curvas anteriores, pero con V_{50} ⁵ valiendo 20 % menos que la original (curvas verdes)
- un conjunto de 10 pares de cuernos de 1.31 m de espaciado, con V_{50} 5 valiendo 20 % menos que la original (celeste)
- un conjunto de 1000 pares de cuernos de 1.31 m de espaciado, con V_{50} ⁵ valiendo 20 % menos que la original (negra)
- tensión soportada por herramientas y procedimiento de TCT, $V_{\text{soportada_TCT}}$ (magenta), para la distancia de aproximación actual (1.2 m)

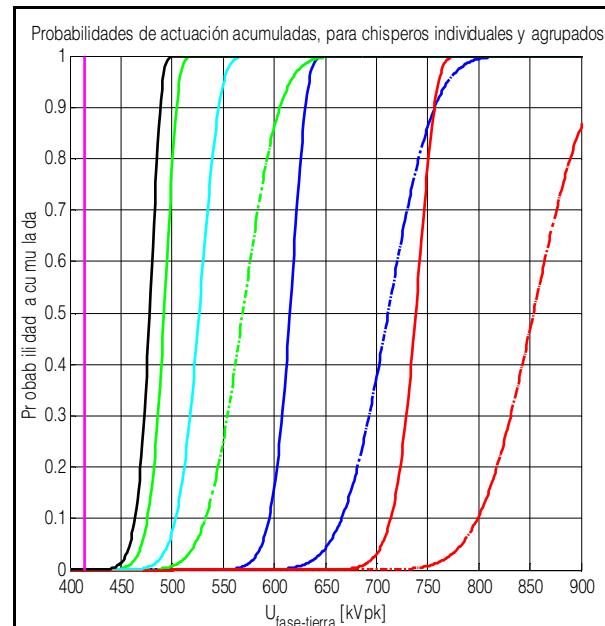


Figura 1 - Coordinación de las densidades de probabilidad del PPAG y del TCT

Para obtener una limitación de las sobretensiones coordinada con el TCT, las curvas de los cuernos deberían ubicarse “hacia la izquierda” de la curva magenta, de modo de presentar una probabilidad acumulada de 97.7 % o más al intersectar a la referida curva.

Para 200 pares de cuernos como los originales (con V_{50} original, curva azul sólida), se obtiene una probabilidad de actuación acumulada de 97.7% recién al alcanzar una tensión de 637 kVpk. Esto es 4.6 p.u. de sobretensión en base 169 kV.

RESULTADOS, CONSIDERANDO MÚLTIPLES CHISPEROS A LO LARGO DE LA LÍNEA

La existencia de múltiples cuernos de descarga, a lo largo de la línea, no viabiliza su uso para limitar las sobretensiones para TCT. Es decir, en ningún caso se puede usar los cuernos para reducir las distancias de seguridad habituales de TCT (debería recurrirse a un gap de protección portátil, instalado localmente.).

El comportamiento del conjunto depende mucho del comportamiento del par individual de cuernos (el valor de V_{50}), y no lo afecta demasiado el aumento en la cantidad de cuernos que tenga la línea (se obtiene mayores beneficios por tener un gap local con V_{50} menor, además de ser más seguro su efecto por no estar instalado en forma remota).

³ Lo cual es una hipótesis optimista, ya que en realidad van a ser menos eficientes los que estén instalados en forma remota.

⁴ Igual al que se venía usando en los ejemplos anteriores.

⁵ Y también la desviación estándar, que siempre se ha considerado 5 % de V_{50} .

VII CITTES

VII Congreso Internacional sobre



TRABAJOS CON TENSIÓN Y SEGURIDAD EN TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y MANTENIMIENTO SIN TENSIÓN DE INSTALACIONES DE AT. (VII CITTES)

14 al 17 de Septiembre de 2015

Panamericano Hotel & Resort
Buenos Aires - Argentina

ORGANIZA



APOYO INSTITUCIONAL



AUSPICIANTE MASTER

Edenor

AUSPICIANTE GOLD

ABB

www.cacier.com.ar

+ info



OPTIMIZACIÓN DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO AISLADO DE LA ISLA SAN CRISTÓBAL CON INCORPORACIÓN DE GENERACIÓN RENOVABLE Y VEHÍCULOS ELÉCTRICOS

SIBER III - Seminario Iberoamericano de Energías Renovables - 2013

Autor:

Raul Barreto Calle, Ingeniero Eléctrico, M.B.A., M.Sc., Superintendente de Planificación – EMPRESA ELECTRICA REGIONAL DEL SUR S.A. (EERSSA) – raulbarreto69@yahoo.com

DATOS DE LA EMPRESA

Dirección: Olmedo 08-84 y Rocafuerte Loja - Ecuador
Código Postal: 110150
Teléfono: 00593- 7-2571108
Fax: 00593-7- 2571109

I. RESUMEN

Los sistemas eléctricos aislados, se caracterizan por una alta dependencia del petróleo ya que por lo general la producción de electricidad se realiza con grupos térmicos y el transporte terrestre de personas y mercadería con vehículos de combustión interna, con los consiguientes problemas económicos y ambientales; este trabajo propone un algoritmo para optimización de la operación de sistemas eléctricos aislados, que minimiza los costos de producción de energía eléctrica en un mix compuesto por generadores eólicos y térmicos, el modelo de optimización permite también evaluar los beneficios operativos que resultarían de la recarga inteligente de vehículos eléctricos que se proponen sean incorporados en sustitución de vehículos de combustión interna, así como de la utilización de sistemas de almacenamiento de energía, para aprovechar de mejor forma los recursos renovables y disminuir el consumo de derivados del petróleo.

Con esta premisa, la metodología propuesta en este trabajo, se aplica al sistema eléctrico aislado de la isla San Cristóbal en el archipiélago de Galápagos en la República del Ecuador, en donde se ha iniciado un programa que es desarrollado por el Gobierno del Ecuador con el auspicio del Fondo para el Medio Ambiente Mundial (GEF) y el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) para re-electrificación de sus islas pobladas.

2. ABREVIATURAS

SAE	sistema de almacenamiento de energía
VE	vehículos eléctricos
VCI	vehículos de combustión interna

3. NOMENCLATURA

C_j	costo variable del generador j en [USD/MWh]
E_{Bin}	energía acumulada en el SAE a la hora i en el nodo n [p.u.]

E_{Bun}	límite superior para la energía acumulada en el SAE conectado en el nodo n [p.u.]	v	velocidad media horaria del viento [m/s]
E_{Bdn}	límite inferior para la energía acumulada en el SAE conectado en el nodo n [p.u.]	V_{in}	módulo de la tensión en el nodo n a la hora i [p.u.]
fp	factor de potencia de la carga [p.u.]	V_{max}	límite superior de la tensión en los nodos [p.u.]
G_{ijn}	potencia activa producida en el aerogenerador o grupo térmico j a la hora i en el nodo n [p.u.]	V_{min}	límite inferior de la tensión en los nodos [p.u.]
G_{uj}	límite superior de generación de potencia activa para el generador j [p.u.]	δ_{in}	ángulo de la tensión en el nodo n a la hora i [rad]
G_{dj}	límite inferior de generación de potencia activa para el generador j [p.u.]	v_{ci}	velocidad del viento cut-in [m/s]
I	conjunto de períodos horarios (24 en este artículo)	v_{co}	velocidad del viento cut-out [m/s]
N	conjunto de nodos del sistema eléctrico aislado (para este artículo 29)	v_r	velocidad nominal del viento [m/s]
N_g	conjunto de generadores que operan en el sistema eléctrico aislado	Y_{nm}	módulo de la admitancia entre los nodos n y m del sistema eléctrico aislado [p.u.]
N_{gn}	subconjunto de generadores que operan en el nodo n	θ_{nm}	ángulo de la admitancia entre los nodos n y m del sistema eléctrico aislado [rad]
η	rendimiento del SAE [p.u.]		
P_{in}	potencia activa que ingresa al sistema eléctrico a través del nodo n a la hora i [p.u.]		
P_{Bin}	potencia de funcionamiento del SAE a la hora i en el nodo n [p.u.]		
P_{Bin}^+	potencia de carga del SAE a la hora i en el nodo n [p.u.]		
P_{Bin}^-	potencia de descarga del SAE a la hora i en el nodo n [p.u.]		
P_{Bun}	límite superior para la potencia de funcionamiento del SAE conectado en el nodo n [p.u.]		
P_{Bdn}	límite inferior para la potencia de funcionamiento del SAE conectado en el nodo n [p.u.]		
P_{Din}	demanda de potencia activa a la hora i en el nodo n [p.u.]		
P_{Gin}	potencia activa generada a la hora i en el nodo n [p.u.]		
P_{Vin}	potencia activa demanda por el SCVE a la hora i en el nodo n [p.u.]		
P_{WT}	potencia de funcionamiento de aerogeneradores [MW]		
$P_{WT,r}$	potencia nominal de aerogeneradores [MW]		
Q_{in}	potencia reactiva que ingresa al sistema eléctrico a través del nodo n a la hora i [p.u.]		
Q_{Din}	demanda de potencia reactiva a la hora i en el nodo n [p.u.]		
Q_{Gin}	potencia reactiva generada a la hora i en el nodo n [p.u.]		
S_B	potencia base del sistema eléctrico aislado (en este artículo SB = 1 MVA)		
R_{ijn}	potencia reactiva producida en el aerogenerador o grupo térmico j a la hora i en el nodo n [p.u.]		
R_{uj}	límite superior de generación de potencia reactiva en el generador j [p.u.]		
R_{dj}	límite inferior de generación de potencia reactiva en el generador j [p.u.]		

4. INTRODUCCIÓN

Los problemas energéticos y ambientales que se vislumbran para los próximos años, causados fundamentalmente por el uso indiscriminado de los combustibles fósiles, de manera especial en los sistemas de transportación y eléctrico, indican que posiblemente se esté llegando a un punto de inflexión en el modelo energético mundial. Por una parte desde múltiples sectores se trata de impulsar el desarrollo y uso de fuentes alternativas de energía renovable y por otra se pretende cambiar el sistema de transporte con la sustitución de vehículos de combustión interna por vehículos eléctricos. Pese a estas iniciativas los resultados obtenidos hasta ahora distan aún de ser los esperados, por lo que se continuará dependiendo del petróleo [1].

Sin dudas el uso de VE puede convertirse en un nuevo paradigma, al contribuir a que la electricidad se convierta en un importante combustible para la industria de la transportación y adicionalmente al representar también una nueva oportunidad para el manejo de la demanda eléctrica favoreciendo la producción de energía renovable, por lo que un gran número de programas e iniciativas nacionales e internacionales se desarrollan con la finalidad de establecer los efectos que conlleva su incorporación al sistema eléctrico.

Es indudable el interés que en los últimos años se ha despertado en la comunidad científica y tecnológica por el fenómeno de la nueva movilidad mediante VE y por el desarrollo de las fuentes de energía renovables en microredes, por lo que se han desarrollado varios trabajos relacionados con estas temáticas, sin embargo hasta ahora no se observa el crecimiento esperado en el número de estos vehículos que estén en funcionamiento, ni en uso de fuentes renovables para la electrificación de sistemas eléctricos aislados, posiblemente entre los factores que pueden influir en esta circunstancia este el problema de la crisis económica mundial que frena el uso de estas nuevas tecnologías que suponen un elevado costo de inversión inicial, o las limitaciones tecnológicas que puedan tener, en el caso de los VE su escasa autonomía y en el de las fuentes renovables su variabilidad temporal, que probablemente se constituyan en una serio limitante para su adopción en forma masiva.

Bajo esta óptica, los sistemas eléctricos aislados que funcionan en las islas Galápagos, se constituyen en un escenario que podría posibilitar la implementación del uso de fuentes renovables de energía y de vehículos eléctricos como una opción que permita disminuir el uso del petróleo, sin embargo las características de

vulnerabilidad de estos sistemas, al no estar interconectados a los grandes sistemas continentales, hacen necesario que se estudie los efectos operativos y económicos provocados por la incorporación de generación renovable y la carga de vehículos eléctricos, aspectos que motivaron la realización del presente trabajo.

El archipiélago de Galápagos que está formado por 19 islas mayores y más de 200 islotes de origen volcánico, está ubicado a 960 km al Oeste de la costa continental de la República del Ecuador (país al que pertenece políticamente) y se constituye en un lugar único en el planeta, por su gran diversidad de especies endémicas de animales y plantas, por lo que el 96,7% de su superficie (8 010 km²) fue declarado como parque nacional y área protegida.

Pese a estas especiales características de biodiversidad, lamentablemente en el archipiélago más del 90% de la energía utilizada proviene de derivados de petróleo (diésel y gasolina), que deben ser transportados desde el continente en barco, lo que se constituye en una verdadera amenaza para sus especies de flora y fauna tanto por la emisión de contaminantes como por los riesgos de derrames, así como una pesada carga económica por los elevados costos de esos combustibles en el mercado internacional.

Ante estas circunstancias, este trabajo propone la alternativa de sustitución gradual de vehículos de combustión interna (VCI) por vehículos eléctricos (VE) y la implementación de un sistema de almacenamiento de energía como alternativas para mejorar el aprovechamiento de los recursos naturales de la isla San Cristóbal.

Para el efecto, se plantea un problema de optimización de la operación del sistema aislado, alimentado por generación térmica (GT) y generación renovable (GR), con incorporación de vehículos eléctricos (VE) y sistemas de almacenamiento de energía (SAE), que tiene como función objetivo minimizar los costos de operación y sujeto a restricciones técnicas y económicas.

El trabajo centra su análisis (como un ejemplo de aplicación de la metodología desarrollada), al caso particular de la isla San Cristóbal del archipiélago de Galápagos, en la cual desde el año 2007 está en operación comercial un parque eólico de 2.4 MW de potencia instalada en 3 aerogeneradores de 800 kW, que cubre el 37% de la demanda de energía eléctrica de la isla, pero que al momento no cuenta con un sistema de almacenamiento de energía que permita hacer un uso óptimo del recurso eólico disponible [4].



Fig. 1. Imagen de Satélite del Archipiélago de Galápagos, en donde está ubicada la isla San Cristóbal.

San Cristóbal tiene una población permanente de 7 475 habitantes, según el censo de población efectuado en el año 2010, quienes disponen de alrededor de 700 vehículos terrestres

[2] que consumen anualmente en el orden de los 100 mil galones de diésel y 800 mil de galones de gasolina extra [3], en tanto que la demanda eléctrica repartida en 3 mil consumidores registrados por la empresa eléctrica ELECGALAPAGOS llega a los 9,4 GWh anuales, 67% de esta energía es producida por generadores térmicos con motores de combustión interna que consumen 550 mil galones de diésel al año [3]. De manera similar a lo que ocurre en otros sistemas energéticos de islas y archipiélagos, los precios de los portadores energéticos para los consumidores de San Cristóbal son los mismos que los aplicados en el territorio continental, pese a que los costos de producción y transporte de estos combustibles, resultan ser mucho más elevados, lo cual provoca un déficit de aproximadamente 3.6 millones de dólares anuales que debe ser cubierto por el estado para atender los requerimientos energéticos de electricidad y transporte terrestre de la isla, lo cual es un indicador de la necesidad de implementar nuevas tecnologías que contribuyan a cambiar la matriz energética del archipiélago.

5. OPTIMIZACIÓN DE LA OPERACIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS AISLADOS

El problema de optimización de la operación de la red eléctrica aislada en régimen permanente y en forma determinista, se formula con la finalidad de realizar la distribución horaria de la carga entre las unidades de generación del sistema eléctrico para un período de operación diario (24 horas), tomando en cuenta parámetros de funcionamiento de la red de distribución como tensiones y flujos de potencia activa y reactiva, que permitan atender los requerimientos horarios de la demanda al menor costo y en el que se ha considerado la siguiente formulación matemática.

Función objetivo:

$$\min Z = \sum_{i \in I} \sum_{j \in N_g} C_j (G_{ijn} \cdot S_B) \quad \forall n \in N \quad (1)$$

sujeto a:

$$G_{dj} \leq G_{ijn} \leq G_{uj} ; \quad \forall i \in I, \forall j \in N_g, \forall n \in N \quad (2)$$

$$R_{dj} \leq R_{ijn} \leq R_{uj} ; \quad \forall i \in I, \forall j \in N_g, \forall n \in N \quad (3)$$

$$P_{Bdn} \leq P_{Bin} \leq P_{Bun} ; \quad \forall i \in I, \forall n \in N \quad (4)$$

$$E_{Bdn} \leq E_{Bin} \leq E_{Bun} ; \quad \forall i \in I, \forall n \in N \quad (5)$$

$$P_{in} = V_{in} \sum_{m \in N} Y_{nm} V_{im} \cos(\delta_{in} - \delta_{im} - \theta_{nm}) ;$$

$$\forall i \in I, \forall n \in N, \forall m \in N \quad (6)$$

$$Q_{in} = V_{in} \sum_{m \in N} Y_{nm} V_{im} \sin(\delta_{in} - \delta_{im} - \theta_{nm}) ;$$

$$\forall i \in I, \forall n \in N, \forall m \in N \quad (7)$$

$$V_{min} \leq V_{in} \leq V_{max} ; \quad \forall i \in I, \forall n \in N \quad (8)$$

$$-\pi \leq \delta_{in} \leq \pi ; \quad \forall i \in I, \forall n \in N \quad (9)$$

$$P_{Bin} = P_{Bin+} + P_{Bin-} ; \quad \forall i \in I, \forall n \in N \quad (10)$$

$$E_{Bin} = E_{B(i-1)n} + [(P_{Bin+} \cdot \eta) + (P_{Bin-} / \eta)] \cdot \Delta t ;$$

$$\forall i \in I, \forall n \in N \quad (11)$$

$$P_{in} = P_{Gin} - P_{Bin} - P_{Din} - P_{Vin} ;$$

$$\forall i \in I, \forall n \in N \quad (12)$$

$$Q_{in} = Q_{Gin} - P_{Din} ; \forall i \in I, \forall n \in N \quad (13)$$

$$P_{Gin} = \sum_{j \in N_{gn}} G_{ijn} ; \forall i \in I, \forall N_{gn} \subset N_g,$$

$$\forall n \in N \quad (14)$$

$$Q_{Gin} = \sum_{j \in N_{gn}} R_{ijn} ; \forall i \in I, \forall N_{gn} \subset N_g ,$$

$$\forall n \in N \quad (15)$$

$$Q_{Din} = ((P_{Din} / fp)^2 - (P_{Din})^2)^{(1/2)} ;$$

$$\forall i \in I, \forall n \in N \quad (16)$$

Para modelar la producción de energía de los aerogeneradores se utiliza la siguiente expresión:

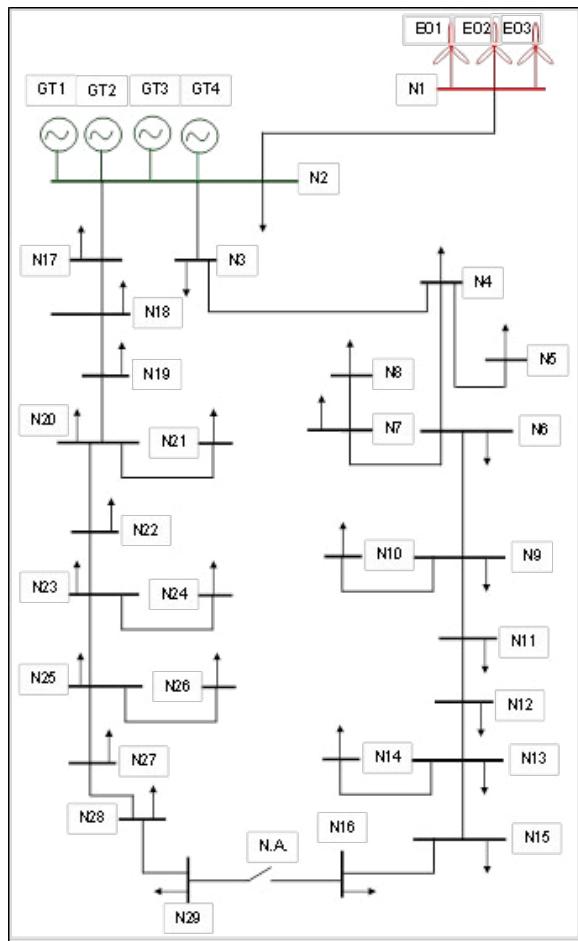
$$\begin{cases} P_{WT} = 0 & v < v_{ci} \\ P_{WT} = av^3 & v_{ci} \leq v \leq v_r \\ P_{WT,r} & v_r < v < v_{co} \end{cases} \quad (17)$$

En donde el parámetro a , depende del coeficiente de potencia (C_p), de la densidad del aire ρ (kg/m^3), del área de barrido de las palas A (m^2) y del rendimiento del aerogenerador η_g , según la expresión:

$$a = \frac{1}{2000} C_p \cdot \rho \cdot A \cdot \eta_g$$

6. CASO DE ESTUDIO

El diagrama unifilar en media tensión del sistema eléctrico aislado de la isla San Cristóbal, se representa en la siguiente figura:



La carga instalada en transformadores de distribución es 5,85 MVA y se tiene un factor de demanda cercano al 32% (la demanda máxima alcanza 1,88 MW y sucede a las 20:00). Los alimentadores primarios tienen la topología predominante en la distribución eléctrica del Ecuador, esto es un sistema de tipo radial y aéreo, soportado en postes de hormigón armado y estructuras de soporte triangulares, fijadas mediante aisladores sobre crucetas metálicas, con conductores desnudos tipo ACSR en calibres comprendidos entre 4/0 y 2 AWG y tensión de operación 13,2 kV. La curva de carga diaria del sistema eléctrico de la isla San Cristóbal representada mediante factores de demanda horaria se indica a continuación.

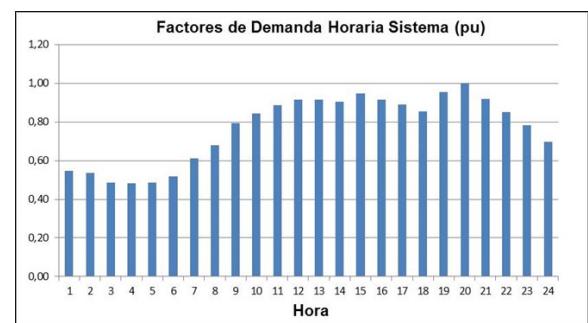


Fig. 3. Curva de carga del sistema eléctrico aislado de la isla San Cristóbal.

La simulación de la operación del sistema eléctrico aislado, se realiza mediante un programa desarrollado en MATLAB utilizando el algoritmo de programación cuadrática secuencial (SQP) que resuelve el problema de programación no lineal descrito en el apartado 5, la información relacionada con dicho algoritmo se puede encontrar en [9].

Fig. 2. Diagrama Unifilar del Sistema Eléctrico Aislado de la isla San Cristóbal compuesto por 29 nodos. Se tienen 3 aerogeneradores en N1, 4 generadores térmicos en N2. El sistema eléctrico está constituido por tres alimentadores primarios que tienen una longitud total de 18,22 km.

Algunas características técnicas de los aerogeneradores y unidades térmicas que operan en la isla se indican en el siguiente esquema; cabe señalar que el grupo 5 de la central térmica de 0,31 MW funciona solamente en casos de emergencia y por tanto consta en el diagrama solamente por carácter informativo.

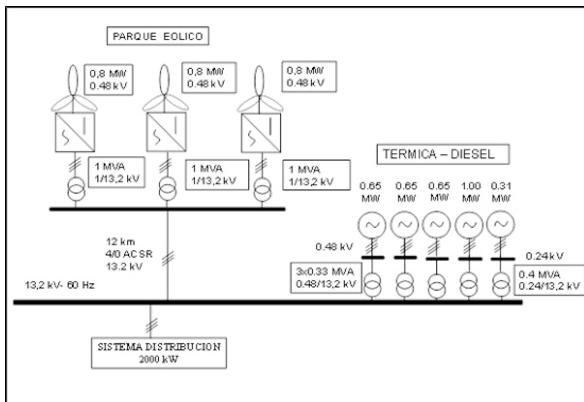


Fig. 4. Características de los generadores eólicos y térmicos que operan en la isla San Cristóbal.

La estructura de costos de generación térmica considerados en este artículo, contempla básicamente dos rubros: un costo fijo por potencia remunerable independiente de la producción de energía de 14,65 USD/kW/mes; y, un costo variable por la energía producida en cada grupo térmico.

Grupo	Costo Variable (cUSD/kWh)
Grupo 1 (520/650 kW)	14,61
Grupo 2 (520/650 kW)	14,49
Grupo 3 (520/650 kW)	14,66
Grupo 4 (800/1000 kW)	11,04

Tab. 1. Costos Variables de generación térmica.

La producción de energía del parque eólico es comercializada conforme a la Regulaciones vigentes en el Ecuador para la energía producida con Recursos Energéticos Renovables, mediante un precio único por la energía producida que para el territorio insular de Galápagos es de 12,82 cUSD/kWh.

7. RESULTADOS

En la Fig. 5 se observa la producción de energía de las centrales térmica y eólica como resultado del despacho económico, para 24 horas de operación del sistema eléctrico aislado en el Caso base, esto es sin funcionamiento de VE ni del SAE.

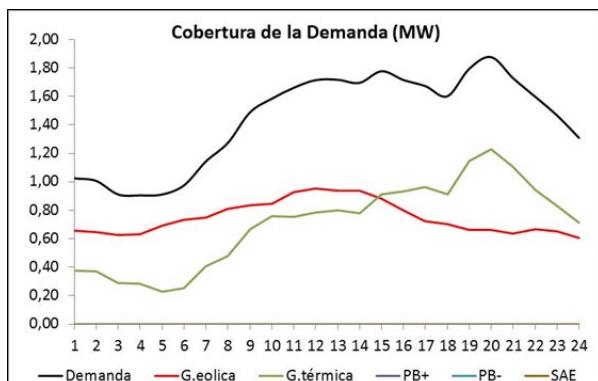
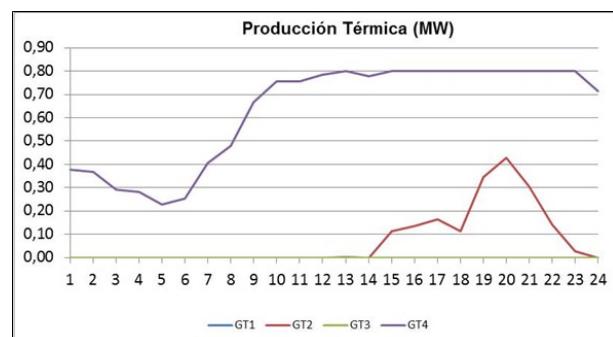
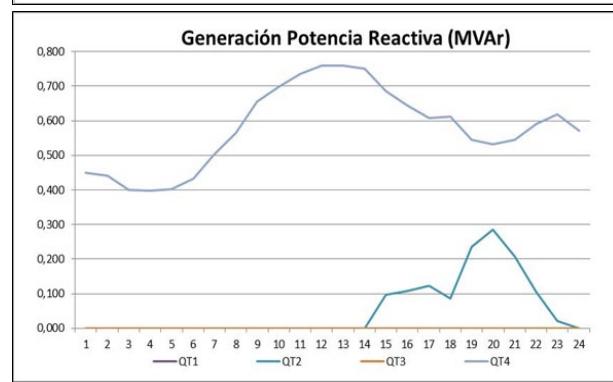


Fig. 5. Curvas de Producción de la Central Térmica y del Parque Eólico, Caso Base.

La producción de energía en los grupos térmicos sería:



(a)



(b)

Fig. 6. Reparto de carga entre las unidades térmicas. (a) Producción de potencia activa. (b) Producción de potencia reactiva. Caso Base.

En tanto que los costos horarios de producción de energía, serían:

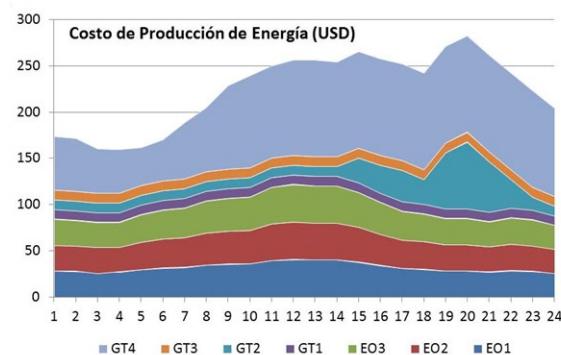


Fig. 7. Costos horarios de producción de energía. Caso Base.

La evaluación de la información procesada permite establecer que el factor de carga del sistema es del 76,93%, el costo de producción de energía para las 24 horas analizadas se ubica en USD 5 384,45 y el precio medio de la energía generada alcanza 154,37 USD/MWh.

En lo que respecta a los parámetros operativos podemos observar la evolución horaria del nivel de tensión en los nodos del sistema.

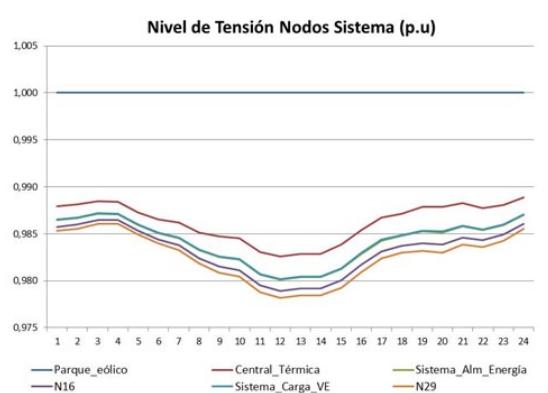


Fig. 9. Evolución de la tensión en varios nodos del sistema eléctrico. Caso Base.

Así como las pérdidas de energía a nivel de alimentadores primarios. Cabe mencionar que como resultado de la operación del sistema en el Caso base, se obtiene el 0.961% de pérdidas de energía a nivel de primarios.

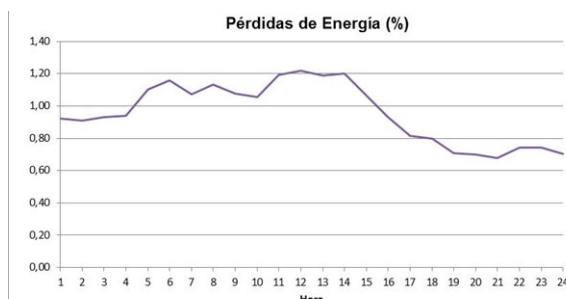


Fig. 10. Pérdidas a nivel de alimentadores primarios.
Caso base.

Con la finalidad de evaluar el impacto que tendría el funcionamiento de VE y del SAE sobre el sistema de distribución aislado, se plantea el Caso a, en el cual se considera la sustitución de 132 VCI por VE, según el siguiente detalle:

Tipo Vehículo	Número	Consumo (kWh/k)	Autonomía (km)	Características Ciclo de Carga			Precio (USD)
				Cant.	Horas	Unit	
Camión caja fija	105	0,27	68,63	800	8,00	38.361	4.027.866
Furgón acristalado	27	0,22	84,23	800	8,00	38.674	1.044.199
Totales							5.072.065

Tab. 2. Información de flota de VE a implementarse en la isla San Cristóbal.

Se prevé realizar la gestión inteligente de carga de los VE, esto es en horas de demanda mínima del sistema de distribución (entre las 01:00 y las 08:00).

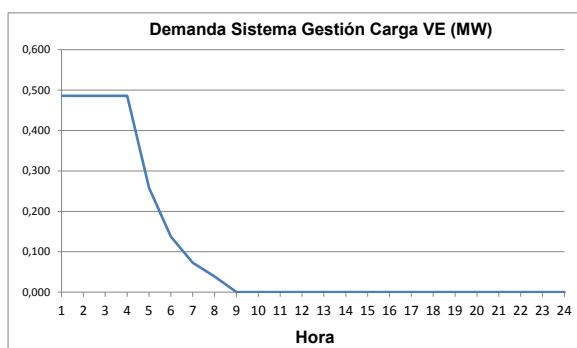


Fig. 11. Curva de carga de las baterías de los VE.
Caso a

Si se realiza el cambio de modelo en la transportación, es de suma importancia aplicar un diseño sostenible, lo cual nos lleva a pensar que existirán tantas baterías como vehículos eléctricos y por tanto se deberá analizar que tratamiento se dará cuando estas dejen de ser útiles en los VE. Una alternativa razonable podría ser apostar por su reutilización, muchos fabricantes de VE ofrecen dentro de su garantía la sustitución de las baterías cuyos rendimientos son inferiores al 80%, que bien pueden todavía ser utilizadas como acumuladores en otras aplicaciones menos exigentes que los VE.

En este caso se podría reutilizar las baterías en un Sistema de Almacenamiento de Energía (SAE) que preste su servicio para contribuir a la gestión de la energía en el sistema de distribución aislado. Con fines de analizar las repercusiones que tendría el funcionamiento del SAE en la operación del sistema de distribución, planteamos como hipótesis que está conformado por 132 baterías reutilizadas de la flota de VE y que está dotado de la infraestructura tecnológica necesaria para gestionar el proceso de carga y descarga en forma segura.

Tipo de Baterías	Número	Capacidad Unitaria		Capacidad del SAE	
		kW	kWh	MW	MWh
Baterías de Li-ion	132	3,68	20,59	0,486	2,718

Tab. 3. Características del SAE. Caso a

8. LECCIONES APRENDIDAS

Como resultado de la simulación de la operación del sistema con funcionamiento de los VE y del SAE, se puede observar que el SAE carga sus baterías en las horas de demanda mínima y retorna energía en las horas de demanda máxima al sistema de distribución.

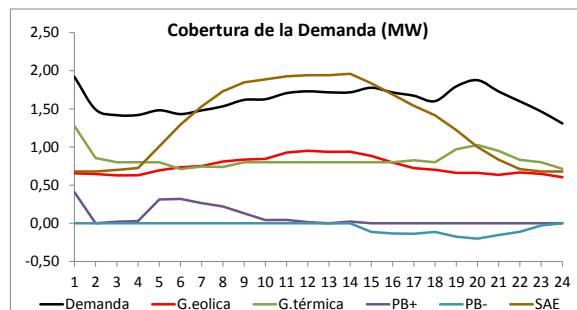


Fig. 12. Curvas de Producción de la Central Térmica y del Parque Eólico, Caso a. Se puede apreciar las curvas de carga (PB+) y descarga de (PB-) del sistema de almacenamiento de energía y de la evolución de la energía almacenada (SAE). Caso a

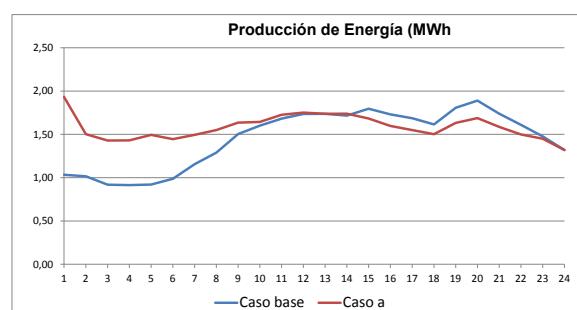


Fig. 13. Comparación de la energía producida en el sistema entre el Caso base y el Caso a

Si analizamos la producción de energía del sistema, se observa que la carga inteligente de los VE y el funcionamiento del SAE contribuyen a disminuir los picos tanto positivos como negativos de la curva de carga, por lo que el factor de carga del sistema se incrementa al 81.93%. Este resultado también se traduce en disminución del precio medio de la producción de energía que se reduce a 150,18 USD/MWh.

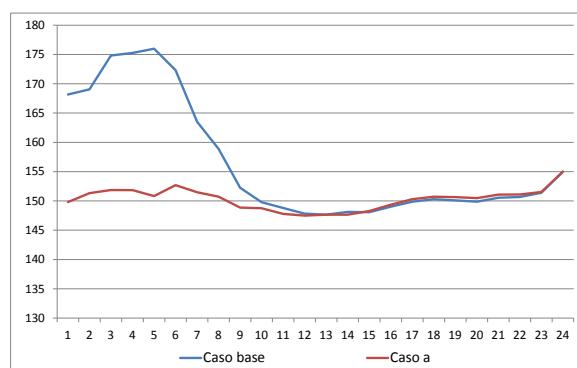


Fig. 14. Comparación del precio medio horario de la energía producida entre el Caso base y el Caso a

Estos resultados favorables en la operación del sistema se deben a una mejor utilización de la infraestructura eléctrica lo cual también se traduce en disminución de las pérdidas de energía.

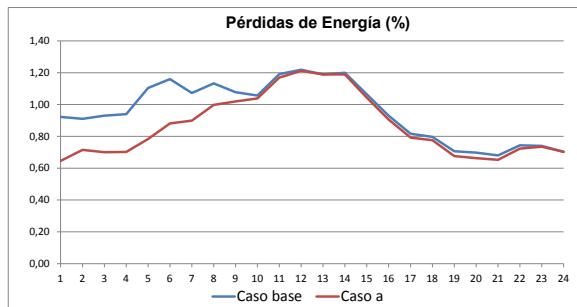


Fig. 15. Comparación de las pérdidas horarias de energía entre el Caso base y el Caso a

Por otra parte se observa que si bien la caída de tensión se incrementa con la carga de VE, este fenómeno se produce en las horas de demanda mínima por lo que su efecto no es perjudicial para la carga.

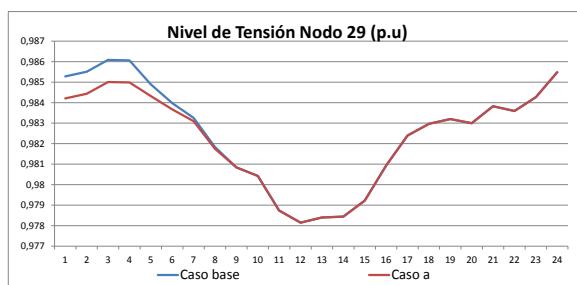


Fig. 16. Comparación del nivel de tensión en el nodo más alejado del sistema entre el Caso base y el Caso a

9. CONCLUSIONES

La incorporación de vehículos eléctricos en el sistema de distribución de la isla San Cristóbal, incide positivamente en su funcionamiento, al realizarse una recarga lenta e inteligente de las baterías, contribuyendo a mejorar el aprovechamiento de la infraestructura eléctrica.

Un medio que contribuye a la sostenibilidad del uso de vehículos eléctricos radica en la posibilidad de reutilizar las baterías que disminuyan su rendimiento por debajo de los estándares exigidos en la transportación, para conformar sistemas de almacenamiento de energía que contribuyan a optimizar el uso de las fuentes de energía renovables del sistema eléctrico aislado.

La optimización de la operación del sistema eléctrico aislado, con incorporación de fuentes de energía renovables, de sistemas de almacenamiento de energía y de vehículos eléctricos, contribuye a disminuir la dependencia de combustibles fósiles, con el consiguiente beneficio económico y ambiental.

También se evidencia que la carga inteligente de las baterías de los VE puede contribuir a maximizar la integración de la generación renovable en el sistema eléctrico, haciendo que estas se recarguen en horas en las que exista una mayor dificultad para evacuar la generación renovable, o minimizar la inversión en infraestructura eléctrica de distribución, lo cual a largo plazo abre la posibilidad de optimizar los recursos económicos para cubrir con energía renovable los requerimientos de energéticos de los sistemas de distribución.

10. RECOMENDACIONES

En el futuro se deberán desarrollar los algoritmos que permitan establecer la planificación óptima del sistema de distribución aislado, que permita alcanzar la sustitución de todo el parque automotor del archipiélago.

Es necesario evaluar otros recursos de generación de energía renovable como la solar, así como la expansión de la generación eólica, como mecanismo que contribuya a la disminución del uso de los combustibles fósiles para la producción de electricidad y el transporte terrestre y disminuir los altos costos de producción de energía.

Se deberá también comprobar que el proyecto es viable económica y ambientalmente y equitativo socialmente, para que se garantice su sostenibilidad.

11. REFERENCIAS

- [1] Ll. Batet, Análisis de las perspectivas energéticas mundiales para el próximo cuarto de siglo
- [2] FCN, PNG y Consejo de Gobierno de Galápagos, 2010. Informe Galápagos 2009-2010. Puerto Ayora, Galápagos, Ecuador. Disponible en la dirección electrónica: <http://www.mediafire.com/?87wwwfri7c79dze>
- [3] FCD, PNG & INGALA, 2007. Informe Galápagos 2006-2007. Puerto Ayora, Galápagos, Ecuador.
- [4] E. Rosero, B. Chiliquinga. Observatorio de Energías Renovables en América Latina y el Caribe – Ecuador. OLADE-ONUDI, Agosto de 2011. Disponible en: <http://www.renenergyobservatory.org/es/products/informes-tecnicos.html>
- [5] Conelec. Boletín Estadístico del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2011. Quito, Ecuador, Noviembre de 2012. Se puede obtener en la dirección electrónica: http://www.conelec.gob.ec/images/documentos/doc_10104_Be2011.pdf
- [6] Sociedad de Técnicos de Automoción-STA, El Vehículo Eléctrico, Desafíos Tecnológicos, Infraestructuras y Oportunidades de Negocio. Primera edición, Barcelona, junio de 2011.
- [7] Pol Olivella i Rosell, Modelación de la Demanda de Carga Lenta y Rápida de Vehículos Eléctricos para el Estudio de Impacto en la Red de Distribución. Barcelona 2013.
- [8] Y. Gao, K. Zhao, C. Wang, Economic Dispatch Containing Wind Power and Electric Vehicle Battery Swap Station. Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D) 2012 IEEE PES, Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D) 2012 IEEE PES, 7-10 May 2012, Page(s): 1-7.
- [9] The MathWorks, Inc., Optimization ToolboxTM User Guide, 2012
- [10] J.Graince, W.Stevenson. Análisis de Sistemas de Potencia. McGRAWN-HILL/INTERAMERICANA DE MEXICO, S.A. de C.V. 1996.
- [11] R. Villafáfila, P. Lloret, D. Heredero, A. Sanper, I. Cairo, M. Cruz, N. Vidal, Electric Vehicles in Poser Systems with Distributed Generation: Vehicle to Microgrid (V2M) Proyect, Barcelona-España, Electrical Power Quality and Utilisation (EPQU), 2011 11th Internacional Conference, 17-19 Oct.2011, Page(s): 1-6
- [12] C. Bustos, D. Watts, H.Ren, MicroGrid Operation and Desing Optimization with Synthetic Wind and Solar Resources, IEEE Latin America Transactions, Vol.10.No.2, Marzo 2012, Latin America Transactions, IEEE (Revista IEEE America Latina), Volume: 10, Issue: 2, March 2012, Page (s) 1550-1562

ANÁLISIS DE GESTIONABILIDAD EN LA GENERACIÓN ELÉCTRICA A PARTIR DE BIOMASA

SIBER III - Seminario Iberoamericano de Energías Renovables - 2013

RESUMEN

Autores:

Marcelo Berglavaz, Ingeniero Industrial – PROYECTO PROBIO – DIRECCIÓN NACIONAL DE ENERGÍA –

Paula Cobas, Licenciada en Economía – PROYECTO PROBIO – DIRECCIÓN NACIONAL DE ENERGÍA – pcobas@probio.gub.uy

Andrés Osta, Licenciado en Economía – DEP. ELECTRICA – DIRECCIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

DATOS DE LA EMPRESA

Dirección: Mercedes 1041 - Montevideo - Uruguay

Código Postal: 1100

Teléfono: 29006919

Fax: 29021629

La generación a partir de biomasa se caracteriza por presentar cierto grado de flexibilidad en su forma de incorporación a la matriz de generación eléctrica, lo cual resulta positivo para un sistema altamente dependiente de la generación hidroeléctrica, y asimismo, con una incorporación prevista importante de generación a partir de fuente eólica para el año 2015, como es el caso de Uruguay.

El presente trabajo analiza tres modalidades de incorporación de 100 MW adicionales a la matriz eléctrica uruguaya, con el objetivo de determinar el grado de gestionabilidad que resulta más conveniente para el sistema. A tal efecto, se compara el costo de abastecimiento de la demanda simulado en los siguientes tres escenarios: auto- despacho, gestionabilidad por período fijo y gestiónabilidad por costo variable. A partir de dicha comparación, se concluye que la posibilidad de gestionar las centrales de biomasa tiene un valor positivo para el sistema eléctrico nacional.

OBJETIVO

Dentro de los objetivos de la política energética aprobada en 2008 en Uruguay, se encuentra el impulso a la utilización de fuentes de energía renovables, entre las cuales se encuentra la biomasa. Con respecto a esta fuente se fijó como meta la incorporación de 200 MW de potencia instalada de generación eléctrica a partir del año 2015.

La generación a partir de biomasa se caracteriza por presentar cierto grado de flexibilidad en su forma de incorporación a la matriz de generación eléctrica, lo cual es positivo para un sistema altamente dependiente de la generación hidroeléctrica, y asimismo, con una incorporación prevista importante de generación a partir de fuente eólica para el año 2015, como es el caso de Uruguay.

El presente análisis se centra en el estudio de la conveniencia desde el punto de vista del sistema eléctrico, de la incorporación adicional de generación eléctrica a partir de biomasa, con diferentes grados de gestionabilidad.

I. Gestionabilidad de la biomasa.

La variabilidad en la disponibilidad de los recursos para la generación es un aspecto clave para las fuentes renovables. La radiación solar, el viento y las lluvias son factores climáticos sobre los cuales no se tiene control. Si bien se ha avanzado en la predicción de los fenómenos que condicionan la generación y se

han desarrollado distintas estrategias para gestionar la variabilidad, tales como almacenamiento en baterías o presas, centrales de bombeo y turbinado, etc., se trata de tecnologías relativamente costosas.

La generación de electricidad a partir de biomasa se realiza a través de una tecnología convencional utilizada desde hace más de un siglo (ciclo Rankine de vapor) y por tal motivo se asemeja mucho más a una central de combustibles fósiles que a aquellas plantas renovables no convencionales mencionadas.

De todos modos, las plantas de biomasa cuentan con restricciones intrínsecas al proceso que condicionan su operativa. En primer lugar, se trata de un combustible sólido, siendo necesarios mayores tiempos de residencia en el hogar para la combustión de la totalidad del material, ya que se suceden varios procesos intermedios: vaporización de la humedad (secado), destilación de volátiles, gasificación del carbono fijo, etc.

En segundo lugar, la densidad energética de la biomasa es muy inferior a la de los combustibles fósiles. A modo de ejemplo, el poder calorífico de la biomasa es mucho menor que el de cualquier combustible líquido o incluso del carbón (alrededor de tres veces menor, dependiendo del tipo de biomasa y humedad). Por lo tanto, es necesario movilizar una mayor cantidad de material para obtener la misma energía.

Adicionalmente, si bien pueden realizarse esfuerzos tendientes a disminuir la variabilidad, la biomasa es un material heterogéneo, tanto dimensionalmente como en cuanto a su composición. La principal variabilidad se asocia al contenido de humedad, que si bien puede disminuirse mediante un proceso de secado éste implica un consumo energético adicional.

Otro aspecto fundamental es la gestión del stock de biomasa, ya que al ser un material orgánico ocurre su degradación natural, adquiriendo una mayor capacidad de absorción de humedad y disminuyendo su potencial energético.

A pesar de lo mencionado, la generación con biomasa puede gestionarse, a partir del manejo del suministro del combustible a la planta y su dosificación al sistema de combustión en el momento deseado, manteniendo siempre la operativa del conjunto calderaturbina dentro de rangos de estabilidad razonables.

Existe por lo tanto la posibilidad de gestionar la generación de electricidad a partir de biomasa, teniendo en consideración las restricciones asociadas al proceso que afectan en mayor o menor medida, tales como:

- Inercia térmica del sistema para arranques en frío, y por lo tanto la necesidad de permanecer un tiempo prudente generando energía. Los transitorios implican mayores consumos específicos de combustible y se deben intentar minimizar lo más que se pueda.
- Posible pero escaso margen de modulación de carga.
- Eventuales variaciones de carga no intencionales debido a gran heterogeneidad del combustible.
- Dificultades en el almacenamiento, ocurriendo eventualmente la degradación del material por estadías prolongadas.

2. Características del sistema eléctrico uruguayo.

Las energías renovables en el Uruguay siempre han representado un alto porcentaje de la energía generada, pues la gran mayoría proviene de cuatro grandes represas hidroeléctricas, presentes en el sistema desde hace más de 30 años.

Desde el año 2006 se está fomentando la incorporación de energías renovables no convencionales, habiéndose interconectado al

sistema eléctrico al día de la fecha más de 250 MW de potencia, incluyendo la planta de producción de pasta de celulosa de UPM en Fray Bentos. Se encuentran además varios proyectos en vías de incorporación, tanto de biomasa como de energía eólica y solar fotovoltaica.

El despacho de los distintos generadores se define en función de los costos variables declarados por los mismos (con una metodología particular para decidir el despacho de las hidroeléctricas considerando también el costo futuro del sistema).

Sin embargo, dado el escaso desarrollo con el que se contaba en generación de electricidad con biomasa así como la variabilidad de los recursos eólico, hidráulico y solar, se definió en cada convocatoria a interesados en establecer contratos para comercializar energía a partir de dichas fuentes que la misma sería entregada en la modalidad de autodespacho. Es decir, a los efectos del despacho, estas fuentes son consideradas como de costo variable nulo para que siempre puedan entregar todo lo que generen. No obstante, se han instalado también plantas de generación spot y ofertando pequeños excedentes de energía al mercado (por fuera de los contratos).

Habiéndose desarrollado e instalado ocho proyectos de generación con biomasa, encadenados en su gran mayoría con otros procesos industriales contiguos, proveedores de la biomasa y consumidores de vapor para sus procesos mediante la cogeneración, se diseñó una nueva convocatoria. A partir del Decreto 367/010, se invita a los potenciales interesados a la instalación de plantas de biomasa de hasta 20 MW, remunerándose la energía entregada con una modalidad de feed-in-tariff, pero pudiendo optar por dos modalidades distintas de despacho:

- Operando como centrales autodespachadas (de costo variable nulo).
- Participando del mercado, a partir de una remuneración por potencia ofertada en cada hora y otra por la energía efectivamente entregada al sistema una vez convocado en función de lo que el administrador del mercado decida.

El precio se ajusta semestralmente de acuerdo a una paramétrica pre-establecida.

Dada esta situación, el presente trabajo analiza distintas modalidades de incorporación de 100 MW adicionales a la matriz eléctrica uruguaya, a efectos de determinar el grado de gestionabilidad que resulta más conveniente para el sistema, a los precios fijados en el mencionado decreto.

3. Metodología.

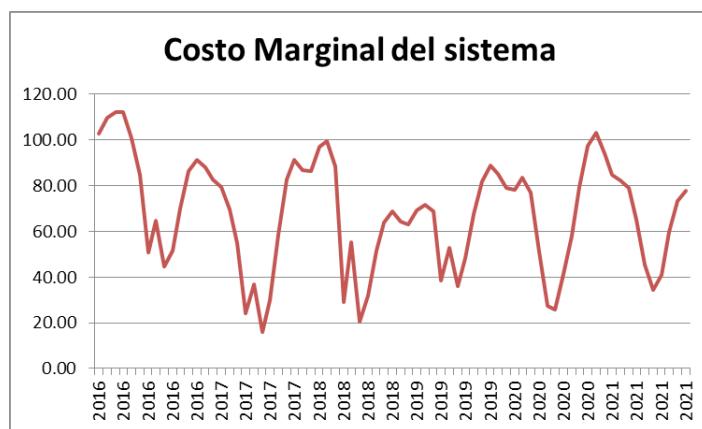
La metodología utilizada para analizar la gestionabilidad de la generación eléctrica a partir de biomasa se centra en el estudio de tres escenarios.

Uno de ellos se define por la incorporación de 100 MW de potencia instalada de generación eléctrica a partir de biomasa no gestionable, en modalidad de "autodespacho". En función de las paramétricas establecidas, el precio de referencia al que se remuneraría al día de hoy esta energía entregada se encuentra en el entorno de los 111 US\$/MWh. Esta modalidad no representa restricciones para el generador en cuanto al despacho, pues la energía a entregar dependerá de su propia efectividad y eficiencia. De todos modos, el sistema estará recibiendo también energía proveniente de otras fuentes renovables no convencionales a precios inferiores, como por ejemplo la eólica.

El segundo escenario se define como una opción de gestionabilidad media o por ventana de tiempo, en el cual se considera la entrega de energía a partir de biomasa en un período anual fijo, consistente con el comportamiento medio del sistema eléctrico. El sistema

eléctrico uruguayo presenta fuertes estacionalidades en cuanto a la generación hidroeléctrica y al consumo. El final del invierno y el comienzo de la primavera en general son las épocas más lluviosas del año y los momentos de mayor consumo se sitúan en pleno invierno y verano.

Por tal motivo, se asume que la generación de energía tendrá los menores costos del año durante los meses de agosto, setiembre y octubre, pudiendo darse la situación que el sistema cuente con costos inferiores a la generación con biomasa durante ese período, ya que posiblemente sólo con hidroeléctrica y eólica se pueda abastecer a la demanda. Dicha afirmación se sustenta también en la observación de los costos marginales mensuales de las crónicas de autodespacho. En éstas se observa que los meses de agosto, setiembre y octubre tienen los menores costos marginales. En la Gráfica 1 se muestran dichos resultados, reflejando la estacionalidad del sistema en cuanto al costo marginal.



Gráfica 1. Análisis del promedio de costo marginal mensual del sistema para el caso de autodespacho (US\$/Mwh).

Recibir y remunerar energía a partir de biomasa en esa época al precio establecido puede transformarse perjudicial para el sistema. Esta opción de gestionabilidad tiene como ventajas la no consideración de la biomasa para períodos en los que probablemente no sea conveniente y la imposición de menores restricciones para el generador, que complejizarían su operativa. Como contraparte, al tomarse un rango fijo, en años muy húmedos puede ocasionar que se tenga importantes excedentes de energía y en años muy secos que no pueda contar con dicha fuente aunque sea conveniente.

Cabe señalar que este escenario no estuvo comprendido en el decreto mencionado, por lo cual no existe un precio de referencia establecido para el mismo.

El tercer escenario corresponde a una situación de máxima gestionabilidad, considerando la posibilidad de optimizar semanalmente el despacho de la generación a partir de biomasa de acuerdo a los criterios de despacho. Si bien es una simplificación del modelo, el hecho de optimizarlo semanalmente permite mitigar la restricción impuesta de un tiempo de despacho mínimo. Esta modelización omite únicamente las restricciones en cuanto a las rampas de arranque. Al generar mayor complejidad para el generador debido a la incertidumbre en la convocatoria y a las restricciones técnicas, debe reflejarse en una remuneración diferenciada frente al autodespacho.

Actualizando los precios para el día de la fecha, la energía convocada se remuneraría a 75,3 US\$/MWh y la potencia puesta a disposición 54,9 US\$/MV por cada hora declarada como disponible. De acuerdo a las previsiones de mercado, la disponibilidad anual de dichas plantas sería menor a las 8.000 horas, por lo cual se supondrá una remuneración por potencia por el 90% del año.

Los escenarios se construyen tomando en cuenta la operación del sistema de generación eléctrica previsto a partir del año 2016 y durante 10 años. Se realizan simulaciones del despacho óptimo en cada escenario, utilizando la herramienta SimSEE. En cada caso, se determina el costo futuro esperado que tiene para el sistema de generación, el abastecimiento de la demanda eléctrica en el período de tiempo analizado.

Se compara por lo tanto la conveniencia entre los tres casos planteados:

- Autodespacho frente a gestionabilidad por períodos fijos. En ambos casos se considera la misma remuneración a la energía entregada correspondiente al precio de Autodespacho.
- Autodespacho frente a gestionabilidad por costo variable. Para cada modalidad se considera la remuneración correspondiente a los precios establecidos en el Decreto 367/010.
- Gestionabilidad por período fijo frente a gestionabilidad por costo variable. En ambos casos se considera la misma remuneración a la energía entregada y a la potencia disponible correspondiente al precio establecido en el decreto 367/010.

4. Resultados.

Para cada uno de los casos planteados se realizan las simulaciones del sistema eléctrico mencionadas, obteniéndose el costo total de abastecimiento a la demanda año a año. Se muestran a continuación los resultados obtenidos.

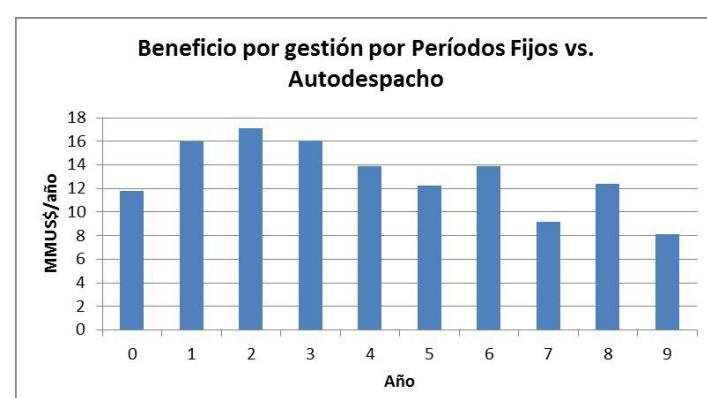
Caso 1. Autodespacho frente a gestionabilidad por períodos fijos.

La Gráfica 2 muestra el beneficio de gestionar el sistema por períodos de tiempo fijos. Es importante destacar que todos los años se obtiene un beneficio por gestionar el despacho de esta manera, que alcanza en promedio los 13 millones de dólares al año.

Adicionalmente, a valores actualizados a una tasa real de 10%, la diferencia en los costos de abastecimiento que se obtendría, generaría para el sistema un beneficio total de 91 millones de dólares en 10 años.

Este beneficio representa una ganancia para el sistema de 14US\$/MWh generado por las centrales semi-gestionables de biomasa, en valor presente.

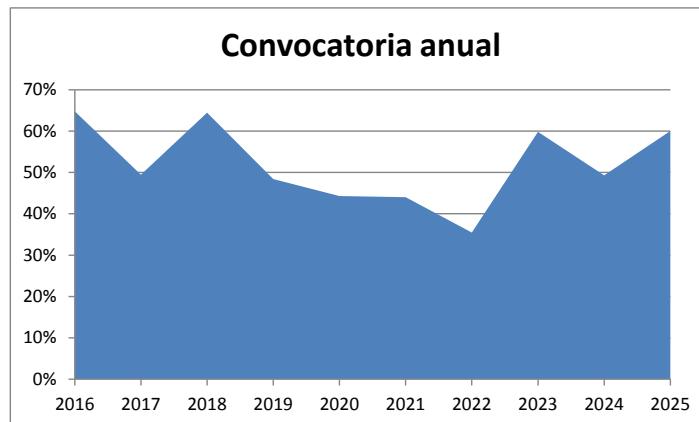
Es decir, para el sistema sería indiferente remunerar 111 US\$/MWh en modalidad de autodespacho con una disponibilidad del 90% frente a la operación como autodespacho a 125 US\$/MWh durante los 9 meses que, a priori, el sistema más lo precisaría.



Gráfica 2. Diferencias en el costo de abastecimiento anual entre gestión por períodos fijos y autodespacho.

Caso 2. Autodespacho frente a gestión convocable.

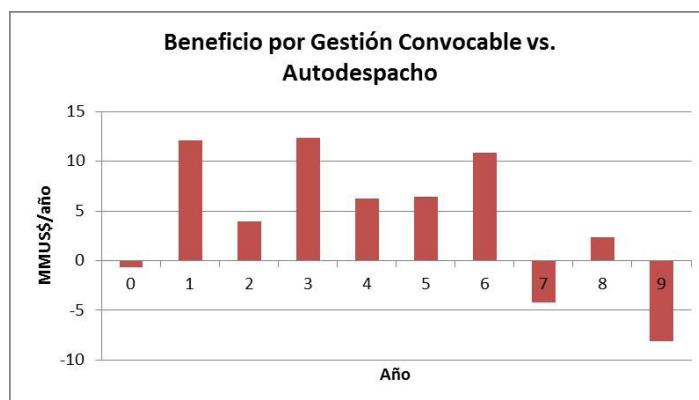
En la simulación para el caso de convocabilidad por costo variable, la central de biomasa se despacha un 52% del tiempo en promedio, comparado con una participación del 90% del tiempo en el caso de autodespacho. La Gráfica 3 presenta la convocatoria anual para el período de estudio de las centrales de biomasa, en un escenario de hidraulicidad media.



Gráfica 3. Convocatoria promedio anual de centrales de biomasa convocables

En este caso, el beneficio promedio anual que se obtiene para el sistema, por la gestión de la central de biomasa, a los precios fijados alcanza 4 millones de dólares. No obstante, la comparación entre las dos modalidades propuestas muestra años en los que el sistema se beneficia y otros en los cuales pierde.

Totalizando las diferencias en valor actualizado, se obtiene un beneficio total para el sistema de 33 millones de dólares, como se observa en la Gráfica 4.



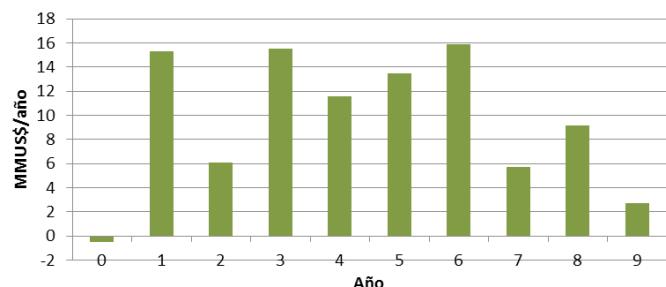
Gráfica 4. Diferencias en el costo de abastecimiento anual entre gestión convocable y autodespacho.

Este beneficio representa una ganancia para el sistema de 7 US\$/MWh generado por las centrales gestionables por costo variable de biomasa, en valor presente.

Caso 3. Gestión por período fijo frente a Gestión convocable por costo variable

A los efectos de hacer comparables los casos, se asigna a ambos la misma remuneración. Para el caso de la gestionabilidad por período fijo se considera la suma de la potencia puesta a disposición durante el 90% del año, y la energía entregada durante nueve meses, remunerados en ambos casos a los precios establecidos en el Decreto. Para el caso de convocabilidad por costo variable se considera un pago por potencia puesta a disposición de 90% y un pago por energía efectivamente convocada.

Beneficio por Gestiónabilidad Convocable vs. por Períodos Fijos



Gráfica 5. Diferencias en el costo de abastecimiento anual entre gestión convocable y gestión por períodos fijos.

De los resultados se observa que en 9 de los 10 años considerados se obtiene un beneficio por gestionar la entrega de energía por costo variable frente a la gestionabilidad por períodos fijos. En este caso, el beneficio promedio del sistema, por la gestión de la central de biomasa, a los precios fijados, alcanza 10 millones de dólares al año. El beneficio total actualizado se sitúa en los 64 millones de dólares en el período de 10 años. Finalmente, en términos de MWh generados por la central gestionable por costo variable, la ganancia del sistema asciende a 14,1 US\$/MWh.

5. Conclusiones

La incorporación de fuentes renovables no convencionales a los sistemas eléctricos plantea varios desafíos. Entre ellos las posibilidades de gestión del despacho que ofrecen las renovables no convencionales, su complementariedad mutua y con los sistemas ya instalados, principalmente aquellos que presentan importante dependencia de las centrales hidroeléctricas.

La biomasa presenta ventajas adicionales frente a otras fuentes, ya que su generación puede ser gestionada dentro de ciertos márgenes razonables. La contemplación de las restricciones que cuenta esta fuente para el despacho representa un desafío para el sistema, siendo necesario compatibilizar las necesidades de ambas partes para obtener los mejores resultados.

El presente trabajo analiza diferentes formas posibles de gestión de centrales de biomasa en el sistema eléctrico, encontrando que la gestionabilidad tiene un valor para el sistema eléctrico nacional. En base los precios establecidos para la generación de biomasa en Uruguay, la gestión de convocabilidad por costo variable es la modalidad más conveniente de incorporación de 100 MW adicionales al sistema.

La gestión del despacho a partir de períodos fijos de entrega de energía le permite al sistema mantener un cierto grado de control sobre la energía entregada, representando un beneficio para el sistema despacharlo de esta manera. En tanto que la gestión convocable por costo variable es también la opción más conveniente en iguales condiciones que la gestión por períodos fijos.

De esta forma, el presente trabajo genera insumos relevantes que contribuyen a la definición de política energética y su posterior implementación en nuestro país.



**XIII Seminario Internacional
Caminos a la Excelencia en el Servicio de
Distribución y Relacionamiento con el Cliente**

31 agosto, 01 y 02 septiembre
Hotel Sheraton Santo Domingo
República Dominicana

**Mayor información e inscripción:
sicesd2015.cecacier.org**

Organización:



Con el apoyo de:



EXPERIENCIAS EN EL MONITOREO DE FENÓMENOS DE ESTABILIDAD ESTÁTICA Y OSCILATORIA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO A TRAVÉS DEL SISTEMA WAMS

IntegraCIER - Congreso Iberoamericano De Energía - 2014

RESUMEN

Autores:

Dr-Ing. Jaime Cepeda, Jefe de Investigación y Desarrollo – Coorporación Centro Nacional de Control de Energía – CENACE –

jcepeda@cenace.org.ec

Ing. Aharon de la Torre, Ingeniero de Análisis de la Operación – Coorporación Centro Nacional de Control de Energía – CENACE –

adltorre@cenace.org.ec

DATOS DE LA EMPRESA

Dirección: Av. Atacazo y Panamericana Sur km. 0 (Sector Cutuglagua)

Localidad: Quito

País: Ecuador

Teléfono: + 593 2 2992001, Ext. 3060, 3040

Fax: + 593 2 2992001

El perfeccionamiento de la tecnología de medición fasorial sincronizada ha permitido el desarrollo de nuevas metodologías para monitorear, en tiempo real, condiciones operativas de alto estrés que eventualmente causen problemas de estabilidad estática de ángulo o voltaje, así como riesgos de estabilidad oscilatoria. Uno de los principales retos de la supervisión en tiempo real es determinar indicadores adecuados de alerta temprana. En este sentido, en este trabajo se presentan tres metodologías desarrolladas para determinar los umbrales adecuados en relación con: i) la diferencia de ángulo de fase, ii) el límite de transferencia de potencia de corredores de transmisión por perfil de voltaje, y iii) estabilidad oscilatoria.

En primer lugar, se presenta un resumen de las experiencias de CENACE respecto de la instalación del sistema de medición fasorial, posteriormente, se describen cada una de las aplicaciones de monitoreo de estabilidad. Así, la estabilidad estática de ángulo monitorea la separación angular entre las barras del sistema, brindando alerta de la congestión a través de una interfaz de visualización avanzada.

Por otra parte, la aplicación de estabilidad de voltaje, permite monitorear el nivel de congestión de líneas de transmisión, a través del método de análisis del Equivalente Thévenin, en tanto que la aplicación de estabilidad oscilatoria utiliza un algoritmo propietario de identificación modal.

Seguidamente, se describen las metodologías desarrolladas para parametrizar los aplicativos de monitoreo de estabilidad del concentrador de datos (PDC), las cuales se basan en simulaciones iterativas utilizando DIgSILENT PowerFactory, así como en análisis estadísticos de registros de unidades de medición fasorial (PMU). Finalmente, se presentan una serie de análisis post-operativos que se han desarrollado con el objetivo de caracterizar el comportamiento post-operativo del sistema eléctrico ecuatoriano respecto de los fenómenos de estabilidad mencionados.

Estos análisis post-operativos permitirán realizar un mapeo del comportamiento dinámico del sistema, con el objetivo de evaluar su desempeño. Esto permitirá a futuro, diseñar mejoras, tanto

en la planificación como en la operación en tiempo real, que conlleven a optimizar la seguridad y confiabilidad de la operación.

I. INTRODUCCIÓN

Los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) han sido operados cada vez más cerca de sus límites físicos debido, por ejemplo, a la inclusión de principios de desregularización en el mercado eléctrico, la interconexión con sistemas regionales, la diversificación de las fuentes primarias de energía e incluso nuevas restricciones de tipo ambiental. Bajo estas condiciones, ciertas perturbaciones imprevistas podrían causar la violación de los límites de seguridad del SEP, poniéndolo en riesgo de un eventual colapso total o parcial [1]. En este sentido, la supervisión de la seguridad estática y dinámica del SEP en tiempo real presenta un rol fundamental dentro de las aplicaciones empleadas en los Centros de Control. Este monitoreo en tiempo real tiene como objetivo brindar una alerta temprana (early-warning) al operador del sistema con el objetivo de llevar a cabo acciones adecuadas de control que mitiguen los posibles estados de estrés del sistema. En este contexto, además de las funcionalidades de los sistemas SCADA/EMS, se requieren innovaciones tecnológicas complementarias a fin de evaluar y mejorar la seguridad del sistema en tiempo real. Parte de estas tecnologías corresponde a los denominados sistemas de medición sincrofasorial (PMU/WAMS).

El presente trabajo presenta un resumen de las experiencias del Operador del Sistema Eléctrico Ecuatoriano: Corporación Centro Nacional de Control de Energía, CENACE, en la implementación de un sistema WAMS.

2. WAMS EN ECUADOR

La Corporación CENACE, como ente encargado de la administración técnica y comercial del Sector Eléctrico Ecuatoriano, ha emprendido, desde el año 2010, un proyecto para estructurar un sistema WAMS que facilite el monitoreo y supervisión en tiempo real del Sistema Nacional Interconectado (SNI) a partir de mediciones sincrofasoriales.

Actualmente, CENACE ha concluido la primera fase del proyecto, consistente en la instalación de 22 dispositivos PMUs. El objetivo es la observabilidad del sistema eléctrico mediante el monitoreo de aquellas zonas que tienen una alta relevancia operativa. Esto, con el propósito de realizar una evaluación precisa y fiable del rendimiento del sistema, especialmente en términos de su respuesta dinámica. Los principales objetivos que se persiguen con el proyecto WAMS son los siguientes:

- Supervisión dinámica en tiempo real del SNI, que permitan una acción preventiva y con mayor oportunidad, ante riesgos de inestabilidad del sistema de potencia (alerta temprana).
- Disponer de información y herramientas más precisas para realizar los análisis eléctricos de estabilidad del sistema y determinar la presencia de modos de oscilación poco amortiguados.
- Disponer de información adecuada para realizar la evaluación post - operativa del comportamiento eléctrico del sistema luego de un evento e identificar las oportunidades de mejora en los procesos de restablecimiento.
- Ajustar y sintonizar los estabilizadores del sistema de potencia (PSS) y validar los modelos de los sistemas de control asociados a los generadores.

Para llevar a cabo las aplicaciones de análisis del sistema de potencia en tiempo real utilizando las mediciones sincrofasoriales, CENACE adquirió el software WAProtector™ desarrollado por la empresa ELPROS de Eslovenia. WAProtector adquiere los datos fasoriales de las PMUs a través de la red de comunicaciones ethernet estándar. En el servidor del software WAProtector, se realiza el análisis de datos en tiempo real y la evaluación de la seguridad del sistema eléctrico.

En el mismo servidor se encuentran instalados tanto el PDC como las aplicaciones. El servidor PDC se conecta directamente con los PMUs instalados en las subestaciones del S.N.I. utilizando el protocolo IEEE C37.118 [2]. El muestreo en la transmisión de información de los PMUs es 60 muestras por segundo. Además, este software tiene la funcionalidad para desarrollar nuevas aplicaciones y mejorar el monitoreo de la estabilidad del sistema eléctrico.

Las aplicaciones disponibles en WAProtector son:

- Estabilidad Estática de Ángulo (Diferencia Angular)
- Estabilidad de Voltaje de Corredores de Transmisión
- Detección de Islas
- Información de Armónicos del Sistema
- Estabilidad Oscilatoria
- Eventos del Sistema
- Análisis de Información Histórica

3. ESTABILIDAD ESTÁTICA DE ÁNGULO

Una de las aplicaciones de los sistemas WAMS es permitir la supervisión del estado de congestión de los diferentes vínculos que conforman el SEP, a través de, por ejemplo, el monitoreo de la diferencia angular entre los voltajes de barra del sistema.

Entre las aplicaciones de WAProtector se encuentra una para monitorear la diferencia angular entre los voltajes de las barras donde se encuentran instaladas las PMUs. Esta aplicación brinda, al operador, alerta temprana de posibles estados de congestión del SEP, a través de una interfaz gráfica, basada en técnicas de visualización avanzada (gráficos de contorno dinámico).

Con el objetivo de especificar la referencia de alerta temprana, es necesario configurar los límites de seguridad relacionados con la diferencia angular (definidos como los límites de estabilidad estática de ángulo).

La estabilidad angular se refiere a la habilidad de las máquinas sincrónicas de un sistema de potencia interconectado, para permanecer en sincronismo, luego de que el sistema ha sido sometido a una perturbación. Para mantener el sincronismo es necesario mantener o recuperar el equilibrio entre los torques: mecánico y electromagnético de cada máquina sincrónica del sistema [3].

La diferencia angular entre dos barras del sistema de potencia es una medida directa de la capacidad de transmisión entre estos nodos. La Fig. 1 ilustra dos áreas (A y B) de un sistema de potencia interconectadas por un conjunto de vínculos eléctricos.

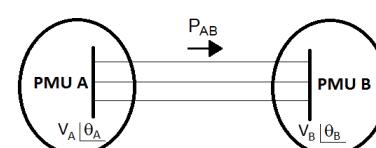


Figura 1: Transferencia de potencia entre dos barras del sistema

Asumiendo el modelo “π” para el vínculo equivalente entre las dos áreas, presentado en la Fig. 2, la transferencia de potencia entre el

área A y el área B está dada por la expresión (1).

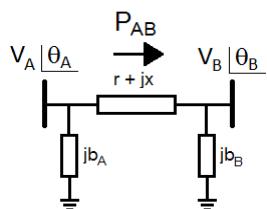


Figura 2: Equivalente "x" de vínculos de sistemas de potencia

$$P_{AB} = \frac{V_A^2 r - r V_A V_B \cos(\theta_A - \theta_B) + x V_A V_B \sin(\theta_A - \theta_B)}{r^2 + x^2} \quad (1)$$

Donde VA y VB son las magnitudes de voltaje de las barras A y B, respectivamente, θ_A y θ_B representan los ángulos del voltaje de las barras A y B, respectivamente, x es la impedancia del vínculo entre las barras A y B, y r es la resistencia del vínculo entre las barras A y B.

Considerando que en un SEP, a nivel de alto voltaje, $x > r$, la expresión anterior se reduce a (2), cuya representación gráfica se muestra en la Fig. 3.

$$P_{AB} = \frac{V_A V_B \sin(\theta_A - \theta_B)}{x} \quad (2)$$

Idealmente el límite máximo de transferencia de potencia, se presenta en el punto más alto de la curva cuando se cumple que, $\sin(\theta_A - \theta_B) = 1$; es decir, cuando $\theta_A - \theta_B = 90^\circ$.

Sin embargo, debido a la complejidad del sistema de potencia, que puede causar congestión de la red de transmisión, existen otros factores que no permiten alcanzar este límite ideal.

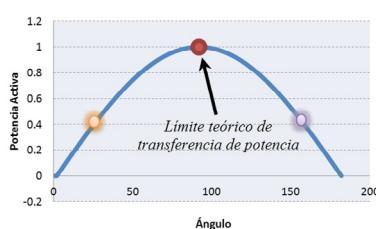


Figura 3: Curva Potencia – Ángulo

Bajo la premisa que en sistemas de potencia estables $\theta_A - \theta_B$ corresponde a un valor pequeño, el flujo de potencia por el vínculo equivalente es directamente proporcional a esta diferencia angular.

$$P_{AB} \approx \frac{V_A V_B (\theta_A - \theta_B)}{x} \Rightarrow P_{AB} \propto (\theta_A - \theta_B) \quad (3)$$

En este sentido, el límite de transferencia de potencia entre las barras A y B es íntimamente dependiente del límite máximo de diferencia angular entre dichos nodos y viceversa.

Por lo tanto, para determinar el límite máximo de la diferencia angular entre las barras A y B (definido como *límite de estabilidad estática de ángulo*) se debe llevar al límite la transferencia de potencia por el vínculo. En este sentido, el monitoreo de la diferencia angular entre las barras del sistema brinda al operador una señal de alerta de congestión del sistema.

WAProtector dispone de una función que permite el monitoreo de la diferencia angular de los voltajes de las barras monitoreadas por PMUs, a través de aplicaciones gráficas de visualización

avanzada. La Fig. 4 presenta un ejemplo de la visualización gráfica, a través de diagramas de contorno, de la diferencia angular en tiempo real. Es posible apreciar cómo el contorno adquiere un tono rojo oscuro en función del incremento de la congestión de la red, reflejada en el incremento de la diferencia angular. Esta visualización brinda al operador una alerta rápida del incremento de la congestión en el sistema.

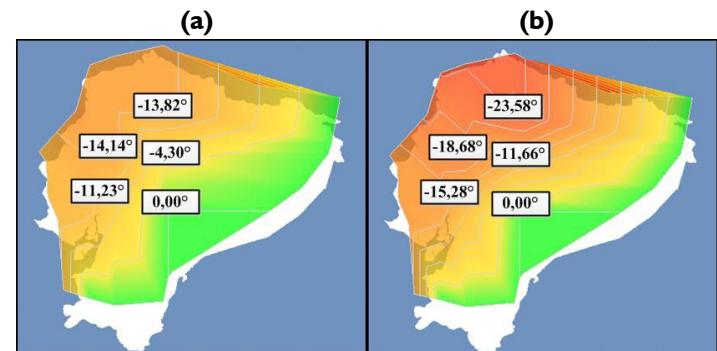


Figura 4: Contorneo dinámico de diferencias angulares: (a) demanda baja, (b) demanda media

Adicionalmente, WAProtector permite configurar los valores límite de separación angular entre barras, con el objetivo de brindar al operador una señal de alerta, en caso de la violación de dichos límites. Estos valores corresponden a los límites de estabilidad estática de ángulo, los cuales deben ser determinados adecuadamente. En este sentido, este artículo presenta una metodología para determinar dichos límites en el SNI.

El objetivo de esta metodología es definir los valores límite de alerta y alarma de la diferencia angular entre las barras donde están instaladas las PMUs respecto de la subestación Molino (tomada como la referencia). Esto, con el propósito de entregar al operador una referencia operativa que brinde alerta temprana del riesgo de congestión, bajo la premisa de mantener la seguridad estática del sistema.

Con este objetivo, se propone realizar estudios estáticos que permitan evaluar las condiciones más críticas de transferencia de potencia en el SNI, considerando la posible ocurrencia de contingencias N-1 y el aumento paulatino de carga en zonas particulares del Sistema. El mecanismo de análisis planteado consiste en simular, mediante un software de análisis de SEP (DlgsILENT PowerFactory en este caso), el comportamiento de la transferencia de potencia bajo diferentes condiciones operativas (condiciones de alta y baja hidrología con escenarios de baja, media y alta demanda), incluyendo análisis de contingencias y el incremento paulatino de carga. Así, se plantea como alternativa metodológica la presentada en la Fig. 5.

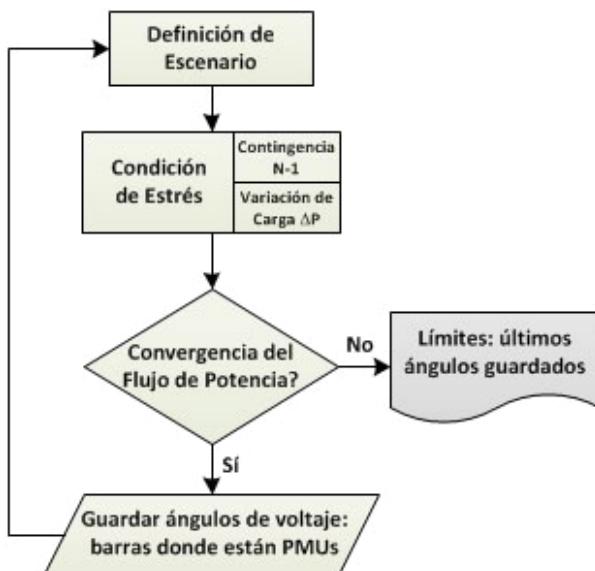


Figura 5: Propuesta metodológica para determinar los límites de estabilidad estática de ángulo

A través de un análisis de contingencias N – 1, de diferentes elementos de transmisión, asociado a incrementos paulatinos de carga en zonas específicas, llevado a cabo con la ejecución de un script incluido en PowerFactory mediante el lenguaje DPL (DlgsILENT Programming Language), se crean condiciones de alto estrés en el sistema de transmisión ecuatoriano, lo que permite determinar los límites máximos de separación angular entre las barras de 230 kV del SNI.

En este sentido, y a manera de ejemplo, para determinar el límite de diferencia angular entre Molino y Pascuales, se producen incrementos paulatinos de carga en la zona de Guayaquil, con lo que se incrementa la transferencia en los corredores de transmisión que enlazan Molino y Pascuales. Al asociar estos incrementos con contingencias en elementos de transmisión, la diferencia angular se incrementa aún más, hasta que el sistema alcanza un punto de no convergencia. El script permite almacenar los ángulos de las barras del SNI justo antes de alcanzar este punto de inestabilidad estática.

Resulta necesario realizar una distinción entre los escenarios hidrológicos del SNI para determinar los límites de diferencias angulares, para cada estación, a través de un análisis estadístico determinando la media y la desviación estándar de las diferencias angulares obtenidas para todos los casos previstos en cada escenario hidrológico.

El valor medio (μ) de las diferencias angulares máximas establecidas, constituye el límite de alerta. Por otra parte, el límite de alarma corresponde a la suma entre el valor medio y una desviación estándar (σ) de la muestra. Esto se basa en el criterio de que al menos el 50% de los valores analizados deberían quedar incluidos dentro del intervalo de la desviación estándar en torno de la media ($\mu \pm \sigma$), conocido como la desigualdad de Chebyshev [4].

De forma ilustrativa, la Figura 6 presenta el histograma de los resultados de diferencias angulares entre Pascuales y Molino para escenario de baja hidrología.

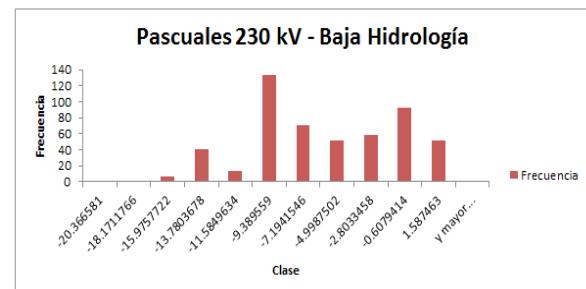


Figura 6: Histograma de diferencias angulares entre las barras de Pascuales y Molino para escenarios de baja hidrología

Realizar una distinción entre escenarios hidrológicos resulta fundamental, ya que el despacho de generación presenta drásticas alteraciones y con ello también, los flujos a través de las líneas de transmisión del sistema.

Utilizando este análisis estadístico, se logra determinar los límites, de alerta y alarma, de la diferencia angular entre todas las barras de 230 kV del SNI, que se encuentran bajo monitoreo, y Molino. La Tabla I presenta los límites obtenidos para baja hidrología.

Baja Hidrología		
Barra 230 kV	Límite Alerta	Límite Alarma
Milagro	-5.69	-9.63
Pascuales	-6.94	-11.70
Pomasqui	-15.81	-27.62
Quevedo	-5.63	-12.19
Santa Rosa	-15.39	-26.25
Totoras	-9.03	-17.12
Zhoray	-0.53	-0.87

Tabla I: Límites de diferencia angular entre las barras de 230 kV del SNI con respecto a la barra de la subestación Molino en escenarios de baja hidrología

4. ESTABILIDAD DE VOLTAJE

La estabilidad de voltaje se refiere a la capacidad de un sistema de potencia para mantener los voltajes constantes en todas las barras del sistema, luego de ser sometido a una perturbación desde una condición de operación inicial dada [3].

El cálculo de las curvas Potencia-Voltaje (PV) y la capacidad de transferencia disponible correspondiente son las herramientas más utilizadas para analizar la estabilidad de voltaje de estado estacionario del sistema eléctrico [5]. La tecnología de medición fasorial sincronizada ha permitido el desarrollo de nuevas metodologías para monitorear la estabilidad de voltaje de la red en tiempo real. Una de las técnicas más promisorias es el llamado método de equivalente Thevenin, lo que permite el cálculo de la proximidad del estado operativo real a la caída de tensión a través de la determinación de la curva de PV en tiempo real [5].

Esta herramienta se utiliza principalmente para el control de la estabilidad de la tensión de corredores de transmisión, ya que permite determinar la fuerza relativa del sistema de potencia en lo que respecta a los buses de carga [5]. Este tipo de aplicación es ofrecido por WAProtector.

Sin embargo, uno de los principales retos consiste en determinar las referencias adecuadas indicadores de alerta temprana que permitan la configuración de la aplicación de monitoreo en tiempo real. En este sentido, este trabajo muestra una metodología para determinar los límites de transferencia de potencia del perfil de voltaje de los corredores de transmisión supervisados. Estos límites de transferencia son el marco de referencia para la evaluación de la

estabilidad de voltaje en tiempo real, y constituyen los indicadores de alerta temprana.

El método del equivalente Thevenin permite estimar, en tiempo real, la curva PV perteneciente a corredores de transmisión cuyos extremos son un bus de envío (B1) y un bus de recepción (B2) que tienen PMUs instaladas. Fig. 7 ilustra un corredor de transmisión monitoreado por dos PMUs.

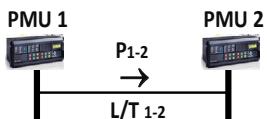


Figura 7: Corredor de transmisión monitoreado por PMUs.

El extremo receptor se considera como un bus de carga (Zapp), monitoreado con la PMU 2 (mediciones de fasores de tensión y corriente). Éste se conecta con el extremo emisor (PMU 1) a través de un equivalente Thevenin que consiste en un generador de tensión equivalente (V_{th}) en serie con una impedancia equivalente (Z_{th}), como se observa en la Fig. 8. Cada parámetro del equivalente Thevenin se puede determinar fácilmente mediante el uso de las mediciones fasoriales de PMU 1 y PMU 2, como se muestra por (4) y (5) [6].

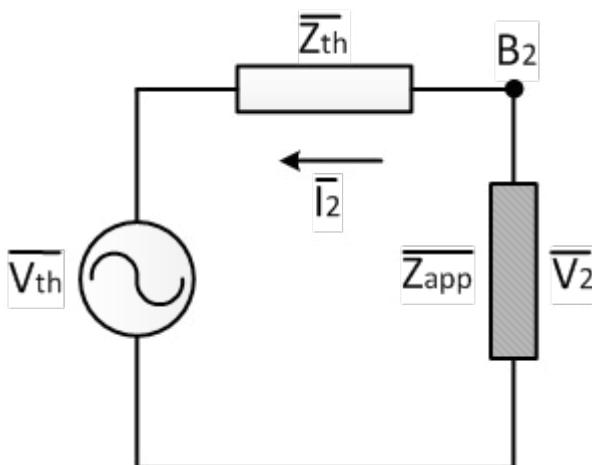


Figura 8. Equivalente de Thevenin del corredor de transmisión

$$\bar{Z}_{th} = \frac{\bar{V}_1 - \bar{V}_2 + \bar{I}_1 \bar{V}_2 - \bar{I}_2 \bar{V}_1}{\bar{I}_1 - \bar{I}_2} + \frac{\bar{V}_1 - \bar{V}_2}{\bar{I}_1 - \bar{I}_2} \quad (4)$$

$$\bar{V}_{th} = \frac{\bar{I}_1 \bar{V}_2 - \bar{I}_2 \bar{V}_1}{\bar{I}_1 \bar{I}_1 - \bar{I}_2 \bar{I}_2} \bar{V}_1 \quad (5)$$

Donde \bar{V}_1 y \bar{V}_2 son la tensión y fasores de corriente medida a PMU 1 (extremo emisor), mientras que \bar{V}_1 y \bar{V}_2 son los fasores de tensión y corriente medida en PMU 2 (extremo receptor) [6].

Mediante el uso de los parámetros de equivalente de Thevenin y la potencia de carga extremo receptor computarizada (es decir, la transferencia de la energía), es posible determinar V_2 como una función de la potencia de transferencia, como se muestra por (6) [6].

$$V_2 = \sqrt{\frac{V_{th}^2}{2} - (Q_i X_{th} + P_i R_{th})} \pm \sqrt{\frac{V_{th}^4}{2} - V_{th}^2 (Q_i X_{th} + P_i R_{th}) - (P_i X_{th} + Q_i R_{th})^2} \quad (6)$$

donde P_i y Q_i son la potencia activa y reactiva de la carga, R_{th} y X_{th} son la parte real e imaginaria de la impedancia equivalente de Thevenin (es decir, la resistencia y la reactancia equivalente).

La ecuación (6) representa la expresión matemática de la curva PV del corredor de transmisión determinada a través del método equivalente de Thevenin. Esta curva se puede determinar fácilmente mediante mediciones en tiempo real de la tensión y fasores de corriente de PMU instalado en cada extremo del corredor.

WAProtector tiene una aplicación que calcula, en tiempo real, la curva PV de corredores de transmisión utilizando el método del equivalente Thevenin. De manera similar a la aplicación estabilidad angular en estado estacionario, esta función la estabilidad de voltaje requiere el ajuste adecuado de los umbrales de alerta y alarma, lo que dará a los operadores una señal de alerta temprana. Estos límites de seguridad corresponden a los llamados límites de transferencia de estabilidad por perfil de tensión, que se determinan mediante la intersección de la curva PV y la banda de perfil de tensión, como se indica en [7].

La Fig. 9 ilustra una curva de PV de un corredor de transmisión obtenida a través del método del equivalente Thevenin y la banda de perfil de tensión (zona sombreada de color azul). Esta banda está formada por los límites superior e inferior de los valores de tensión para el funcionamiento normal. El límite de transferencia de estabilidad por perfil de tensión se calcula a continuación, teniendo en cuenta la primera intersección de la curva de PV con la banda de estabilidad [7], es decir, el punto A en la Fig. 9. Para el SNI, se definen dos bandas: operación normal (-5%) y emergencia (-10%) [6]. Por lo tanto, los valores de umbral de alerta y alarma son el resultado de la intersección curva PV con las bandas normales y de emergencia, respectivamente.

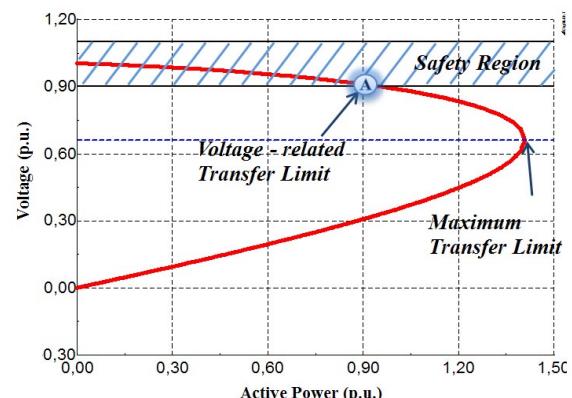


Figura 9. Equivalente de Thevenin del corredor de transmisión

Para considerar iterativamente las condiciones de transferencia de potencia más críticas en el SNI, teniendo en cuenta la posible ocurrencia de contingencias N-1, así como escenarios hidrológicos altos y bajos, se plantea la metodología representada en la Fig. 10. Ésta también ha sido incluida en DIgSILENT PowerFactory a través de scripts DPL. Toda la formulación del método del equivalente Thevenin se ha incluido en la secuencia de comandos DPL con el fin de calcular las curvas PV para múltiples escenarios. Los lectores interesados pueden encontrar una explicación más detallada de esta metodología en [6].

A modo de ejemplo, en la Fig. 11 se presentan las curvas PV, por circuito y por unidad sobre la base de 300 MW, que pertenece a la línea de transmisión Totoras - Santa Rosa 230 kV considerando la carga máxima y un escenario hidrológico alto. Las intersecciones de la curva PV de peor contingencia (línea roja continua) con los límites inferiores de las bandas (es decir, -5% y -10%) corresponden a los límites de transferencia de alerta y alarma.

Con el objetivo de conseguir los valores más representativos de límites de transferencia de alerta y alarma, se calculan las medias de los valores obtenidos para cada escenario hidrológico. La Tabla 2 presenta un resumen de los límites de alerta y alarma (valores medios) para la línea de transmisión Totoras - Santa Rosa 230 kV considerando ambos escenarios hidrológicos de alta y baja.

	Alta Hidrología	Baja Hidrología
Alerta (MW)	254.4	149.4
Alarma (MW)	340.8	200.1

Tabla 2: Límites alerta y alarma de línea de transmisión Totoras - Santa Rosa 230 kV

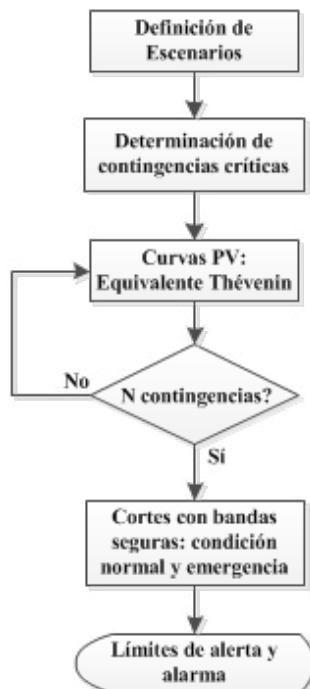


Figura 10. Propuesta metodológica para determinar los límites de estabilidad de voltaje de los corredores monitoreados

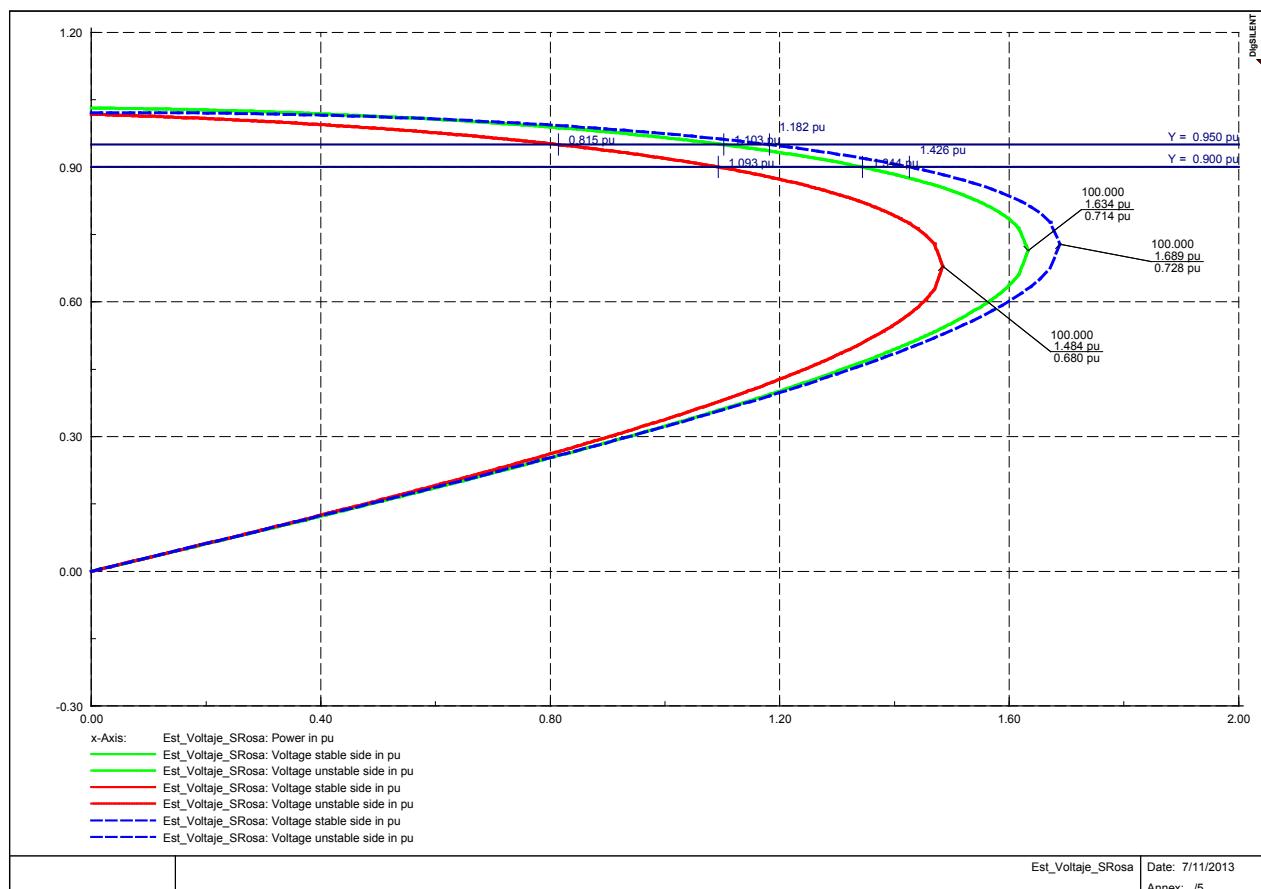


Figura 11. Curvas P-V del corredor Totoras – Santa Rosa 230 kV, demanda máxima, escenario de alta hidrología

5. ESTABILIDAD OSCILATORIA

Al producirse variaciones de carga o generación en sistemas de potencia, los generadores tratan de encontrar nuevos estados de operación estable, produciéndose oscilaciones de potencia y frecuencia ocasionadas por los intercambios de energía eléctrica entre dichas unidades. Las oscilaciones son caracterizadas mediante los denominados modos de oscilación que pueden clasificarse, en forma general, en los siguientes [8]:

Los *modos locales* se asocian con oscilaciones entre rotores de un grupo de generadores cercanos unos a otros. Estas oscilaciones presentan frecuencias en el rango de 0,7 a 2,0 Hz. Los *modos inter-área*, por el contrario, son causados por interacciones entre grandes grupos de generadores oscilando entre ellos. Estos modos presentan rangos de frecuencia entre 0,1 a 0,7 Hz. Existen dos tipos de modos oscilatorios adicionales, causados por controladores de diferentes tipos de componentes (llamados *modos de control*), o por oscilaciones que ocurren en los sistemas rotacionales de los sistemas turbina-generador de las unidades generadoras (denominados *modos torsionales*). Este tipo de oscilaciones presentan un rango de frecuencias asociadas bastante amplio.

Dentro de los *modos de control* existen unos de *muy baja frecuencia* (0,01 Hz – 0,1 Hz) que aparecen en sistemas con alta penetración hidráulica y que están asociados a la inadecuada sintonización de los controladores de velocidad de las unidades de generación hidráulicas. Este tipo de modo de control se ha detectado en el sistema ecuatoriano.

La determinación de los modos oscilatorios, en tiempo real, brinda al operador una alerta temprana en caso de presentarse riesgo de inestabilidad oscilatoria en el sistema de potencia. Con el desarrollo de la tecnología de medición sincrofatorial, nuevos algoritmos de identificación modal han sido perfeccionados con el objetivo de aplicarlos en tiempo real.

La aplicación de estas herramientas matemáticas es de especial relevancia en la operación del sistema eléctrico, con el fin de permitir a los operadores del sistema estar al tanto de los potenciales problemas de estabilidad oscilatoria. Esto puesto que la razón de amortiguamiento asociada a los modos dominantes del sistema puede variar significativamente dependiendo de diferentes factores, tales como la robustez de la red, el punto de operación de los generadores, condiciones de carga y las transferencias de energía asociadas a la congestión de la red [8]. Por lo tanto, la evaluación continua del amortiguamiento del sistema debe ser realizada con el fin de alertar aquellas condiciones de operación que podrían conllevar riesgos de estabilidad oscilatoria.

En este contexto, WAProtector brinda al operador la posibilidad de monitorear oscilaciones del SNI en tiempo real y adicionalmente entrega información valiosa que permite caracterizar al SNI a través de adecuados análisis post-operativos. Esto lo hace a través de un algoritmo propietario que entrega resultados de la composición modal de señales de potencia activa. Estos datos requieren de un adecuado procesamiento con el objetivo de obtener información valiosa del comportamiento oscilatorio del sistema que permita caracterizarlo adecuadamente.

La caracterización oscilatoria del SNI servirá como base de referencia para la estructuración de acciones de control preventivo (despacho programado de generación o calibración de PSSs), así como acciones de control correctivo (re-despacho de unidades de respuesta rápida o modificaciones topológicas), que permitirán mejorar la seguridad operativa del SEP.

6. EVALUACIÓN DE LAS OSCILACIONES CON WAPROTECTOR

La Fig. 12 presenta los resultados de la aplicación de estabilidad oscilatoria de WAProtector para la señal de potencia activa registrada en la PMU instalada en la S/E Quevedo luego del disparo de la L/T Quevedo - San Gregorio de 230 kV ocurrido el 19 de abril de 2013 a las 18:56. Luego de este evento se registraron oscilaciones de potencia de gran amplitud entre las 18:56:54 y las 19:15:38, período en el cual estuvo desconectada la L/T.

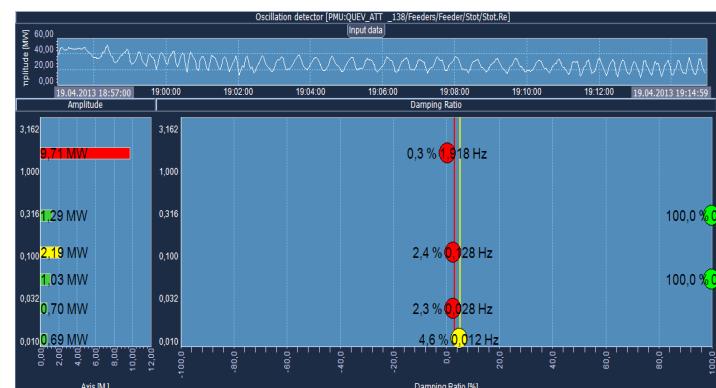


Figura 12: Evento Oscilatorio registrado por WAProtector

Utilizando la aplicación de identificación modal se determinan los modos oscilatorios inmersos en la señal de potencia activa durante el periodo del evento, observándose la aparición de un modo local con una frecuencia de 1,918 Hz, un amortiguamiento de 0.3% y una gran amplitud, del orden de 9,71 MW, el cual se resalta con rojo en la Fig. 12. Por tanto, este evento causó un fenómeno oscilatorio sostenido que fue alertado a los operadores a través del sistema WAMS.

Adicionalmente, WAProtector permite realizar el cálculo promedio horario de los modos oscilatorios dominantes en amplitud, de acuerdo a su rango de frecuencia. A continuación se presenta un análisis estadístico de la información obtenida a partir de estos datos, con el objetivo de caracterizar el comportamiento oscilatorio del SNI.

A. LINEAMIENTOS BÁSICOS PARA EL ANÁLISIS DE ESTABILIDAD OSCILATORIA.

WAProtector permite recuperar información de la frecuencia, el amortiguamiento y la amplitud de los modos oscilatorios en cada una de las PMUs. Esta información se procesa mediante herramientas que recopilan y organizan los datos por cada PMU y en cada hora.

Con el objetivo de realizar un análisis sistemático de los modos oscilatorios en cada hora, éste debe contemplar a todas las áreas coherentes del sistema (puesto que en cada área coherente pueden presentarse modos particulares). Por tanto, es necesario analizar la información oscilatoria en todas las PMUs que se disponen en el sistema, en primera instancia; o en su defecto, determinar aquellas PMUs que brindan información redundante (es decir que están ubicadas en la misma área coherente) y analizar únicamente las que permiten observar modos diferentes. Esta información permitirá evaluar adecuadamente el comportamiento oscilatorio global del sistema.

Del total de la información, se analizan únicamente los modos que presenten un amortiguamiento inferior al límite que establezca el estudio correspondiente. Sobre la base de este criterio, se ha usado como referencia aquellos modos que presentan valores

inferiores al 5% (límite de alerta) y al 3% (límite de alarma). Así, se identifican y se resumen los modos cuyo amortiguamiento es inferior 3% o 5%, la hora en la que ocurrieron estas oscilaciones y la PMU que permitió su observación.

De estos modos, se resaltan como referencia, aquellos cuyas amplitudes son de más de 1 MW (los valores de amplitud correspondientes para cada modo de oscilación se determinan posteriormente a través de un análisis estadístico, como se presenta más adelante). Es posible ahora identificar, según el rango de frecuencias, los modos poco amortiguados que mayormente se presentan, dónde son observables y en qué períodos de demanda se presentan como dominantes.

Este análisis permite identificar aquellos modos que evidencian amortiguamientos bajos e incluso negativos, y que podría eventualmente conllevar a problemas de estabilidad del sistema, además de determinar la influencia en la excitación de estos modos de ciertas centrales hidráulicas, térmicas y estados operativos.

Una vez determinados los modos oscilatorios más críticos, se procede a realizar un análisis más detallado de éstos, en las horas en las que las oscilaciones hayan sido determinadas. Por tanto, se requiere una búsqueda más exhaustiva, usando las aplicaciones gráficas de WAProtector, que permite encontrar un evento que dispare una oscilación, incluso cuando esta oscilación no sea de magnitud considerable. Resulta apropiado, además, determinar las centrales cuya desconexión dispara cierto tipo de oscilaciones en el sistema.

Por ejemplo en los análisis post operativos se determina la existencia de modos inter-área poco amortiguados en el rango de frecuencia de 0.42 Hz – 0.62 Hz, como se observa en la Fig. 13.

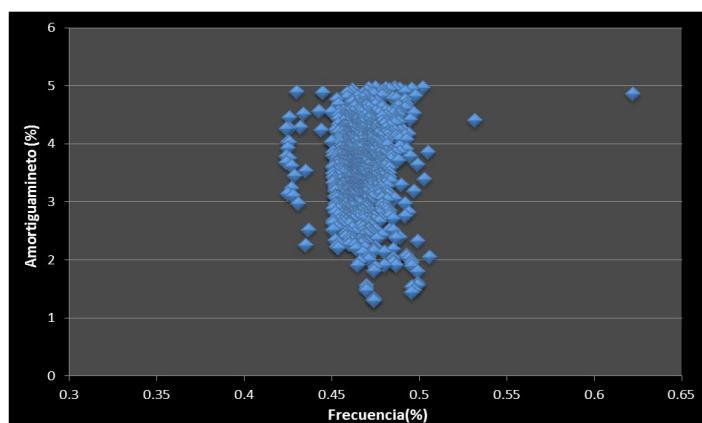


Figura 13: Modos inter-área con amortiguamiento inferior al 5%

La Fig. 14 presenta el histograma obtenido del análisis estadístico de las amplitudes que alcanzaron los modos inter-área poco amortiguados durante el período de análisis. De los resultados se observa que en el 75.05 % de los casos, la amplitud es mayor a 1.34 MW y que la mayor amplitud fue de 5.56 MW.

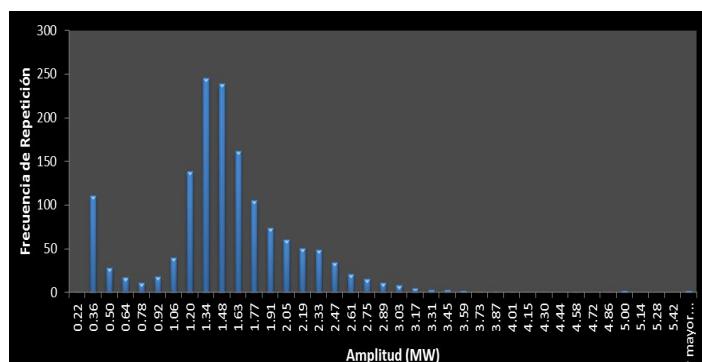


Figura 14: Histograma de amplitudes de los modos inter-área poco amortiguados

La Tabla 3 presenta un resumen de los modos inter-área con valores de amortiguamiento inferiores al 2.1% (menores al 3% existen 264 modos). En esta tabla, se aprecia que el “modo inter-área” se presenta el día 18 de agosto del 2013, en horas de demanda baja y media, y son observables en la zona norte (Pomasqui, Santa Rosa y Totoras), por la presencia de oscilaciones entre el sistema ecuatoriano y el sistema colombiano, además es observable también en Milagro, lo que sugiere una posible partición interna del SNI en dos áreas eléctricas.

PMU	HORA	FECHA	MODO OSCILATORIO		
			Frec. (Hz)	Amp. (MW)	Amor. (%)
TOTO_SROSI_230	6:00	18/08/2013	0.496	2.3	1.98
SROS_POMAI_230	8:00	18/08/2013	0.485	4.8	1.98
POMA_JAMO2_230	8:00	18/08/2013	0.485	4.97	1.95
SROS_TOTO2_230	6:00	18/08/2013	0.496	2.19	1.94
MILA_SIDE1_138	5:00	18/08/2013	0.487	0.37	1.91
SROS_TOTO1_230	6:00	18/08/2013	0.496	2.2	1.89
MILA_SIDE1_138	16:00	18/08/2013	0.475	0.38	1.87
SROS_TOTO1_230	9:00	18/08/2013	0.499	2.19	1.59
TOTO_SROSI_230	9:00	18/08/2013	0.499	2.28	1.57
POMA_JAMO3_230	7:00	18/08/2013	0.47	5.51	1.51
POMA_JAMO2_230	7:00	18/08/2013	0.47	5.56	1.48
POMA_JAMO3_230	9:00	18/08/2013	0.496	2.53	1.44
TOTO_SROSI_230	7:00	18/08/2013	0.474	2.61	1.33
SROS_TOTO2_230	7:00	18/08/2013	0.474	2.49	1.31
SROS_TOTO2_230	7:00	18/08/2013	0.474	2.51	1.3

Tabla 3: Modos inter-área con amortiguamiento inferior al 2.1%

B. PARAMETRIZACIÓN DE LOS LÍMITES PARA LAS AMPLITUDES DE LOS MODOS OSCILATORIOS

La información estadística de modos oscilatorios se utiliza, adicionalmente, para determinar los límites de amplitudes que serán utilizados como referencia de alerta temprana (*early-warning*) para la supervisión en tiempo real. Esta información será usada como entradas de la aplicación de monitoreo en tiempo real como límites de alerta y alarma.

Con la información estadística descrita en el apartado a, se determinan los límites de amplitudes en base a los valores medios (μ), la desviación estándar (σ) y el criterio de que al menos el 50% de los valores analizados deberían quedar incluidos dentro del intervalo de la desviación estándar en torno de la media ($\mu \pm \sigma$), mientras que el 75% de los valores analizados deberían quedar incluidos dentro del intervalo abarcado por el doble de la desviación estándar ($\mu \pm 2\sigma$) (desigualdad de Chebyshev) [4].

	CONTROL	INTER-AREA	LOCALES
Alerta (MW)	2.5	1.8	0.4
Alarma (MW)	3.5	2.4	0.6

Tabla 5: Límites de amplitud de oscilaciones para el SNI

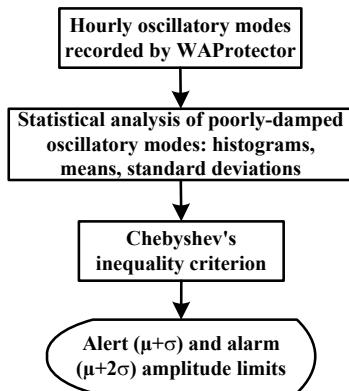


Figura 15: Metodología para determinar los límites de amplitud de oscilaciones

7. CONCLUSIONES

El desarrollo tecnológico actual en sistemas informáticos, electrónica y telecomunicaciones, ha permitido vislumbrar una nueva perspectiva en la operación del SEP, mediante la cual se pretende automatizar la respuesta del sistema con el objetivo de estructurar una red inteligente. Los sistemas WAMS forman parte fundamental de esta tendencia puesto que se constituyen en la herramienta básica de monitoreo y control del sistema de transmisión moderno.

Con la implementación del sistema WAMS y los análisis post-operativos realizados en CENACE, ha sido posible identificar el comportamiento dinámico del sistema, determinar zonas coherentes de influencia oscilatoria, máquinas que participan en las oscilaciones, estados operativos que influyen los modos de oscilación y ciertos comportamientos dinámicos que antes no eran visibles con el tradicional sistema SCADA/EMS.

Esto marca el inicio del proceso de caracterización del sistema de potencia, lo que permitirá definir los límites reales de alertas y alarmas para los diferentes módulos de detección. Estos análisis conducirán a la determinación de recomendaciones operativas sobre cómo actuar al presentarse ciertos eventos en el SNI, con el objetivo de mejorar considerablemente los criterios y forma de operar e incrementar así la seguridad en su operación.

Se ha observado que ciertos estados operativos y topológicos, excitan determinados modos oscilatorios, como por ejemplo la exportación a Colombia, los porcentajes de generación hidroeléctrica y térmica, la operación de ciertas máquinas, la apertura de ciertos elementos del SNI, entre otros. Análisis más especializados (como el multi-variante) permitirán identificar estados operativos potencialmente peligrosos y sugerir recomendaciones para la planificación y operación del SNI. Futura investigación es necesaria para llegar a término este objetivo.

Una de las aplicaciones del sistema WAMS es permitir el monitoreo de la congestión del sistema, mediante por ejemplo, la supervisión de la diferencia angular de los voltajes de barra del sistema. Parte indispensable del monitoreo es el disponer de una adecuada referencia (límites de seguridad), que brinde alerta temprana al operador cuando las zonas seguras de operación sean sobrepasadas.

A través de la metodología propuesta en el presente artículo, se lograron determinar los valores límites de diferencia angular entre las barras de 230 kV del SNI en las cuales se encuentran ubicadas PMUs. Puesto que la metodología considera diferentes estados operativos y varias contingencias, los resultados se presentan mediante histogramas, los cuales han sido interpretados a través de funciones de distribución de probabilidades, determinándose los límites definitivos en función de la desviación estándar y el criterio dado por la desigualdad de Chebyshev.

En base a los resultados se puede notar que los límites de separación angular entre las barras de 230 kV del SNI con respecto a la subestación Molino son mayores en escenarios de alta hidrología. Esto se debe, principalmente, a que en este escenario se presenta un elevado despacho de generación de la central Paute, lo que ocasiona que se incremente la congestión a través de las líneas de transmisión desde la subestación Molino hacia los centros de carga más grandes del país, Guayaquil y Quito.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Kerin U., Bizjak G., Lerch E., Ruhle O. & Krebs R. (2009). "Faster than Real Time: Dynamic Security Assessment for Foresighted Control Actions", IEEE Power Tech Conference, June 28th - July 2nd, Bucharest, Romania.
- [2] IEEE Power Engineering Society (2011). "IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems", IEEE Std. C37.118.1-2011.
- [3] Kundur P., Paserba J., Ajjarapu V., et al. (2004). "Definition and classification of power system stability", IEEE/ CIGRE Joint Task Force on Stability: Terms and Definitions. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, Pages: 1387-1401.
- [4] Han J. & Kamber M. (2006). "Data Mining: Concepts and Techniques", second edition, Elsevier, Morgan Kaufmann Publishers.
- [5] Vu K., Begovic M., Novosel D. & Saha M., "Use of Local Measurements to Estimate Voltage-Stability Margin", 20th International Conference on Power Industry Computer Applications, pp. 318 – 323, May 1997.
- [6] Cepeda J., Verdugo P. & Argüello G., "Monitoreo de la Estabilidad de Voltaje de Corredores de Transmisión en Tiempo Real a partir de Mediciones Sincrofásorales", Revista Politécnica, Vol. 33, No. 3, Enero 2014, ISSN: 1390-0129, Indexada en Latindex.
- [7] Nguegan Y., "Real-time identification and monitoring of the voltage stability margin in electric power transmission systems using synchronized measurements", Universitat Kassel, Tesis Doctoral, junio de 2009.
- [8] Kundur P. (1994). "Power System Stability and Control", McGraw-Hill, Inc.

BIOGRAFÍAS



Jaime Cristóbal Cepeda.- Recibió el título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional en 2005 y el de Doctor en Ingeniería en la Universidad Nacional de San Juan en 2013. Entre 2005 y 2009 trabajó en Schlumberger y en el CONELEC. Colaboró como investigador en el Instituto de Energía Eléctrica, Universidad Nacional de San Juan, Argentina y en el Instituto de Sistemas Eléctricos de Potencia, Universidad Duisburg-Essen, Alemania entre 2009 y 2013. Actualmente, se desempeña como Jefe de Investigación y Desarrollo del CENACE. Sus áreas de interés incluyen la evaluación de vulnerabilidad en tiempo real y el desarrollo de Smart Grids.



Aharon Bhawan De La Torre.- Recibió el título de Ingeniero Eléctrico en la Universidad Politécnica Salesiana en 2013, entre 2012 y 2013 trabajó en el Área de Sistemas de Tiempo Real en la Dirección de Sistemas de Información de la Corporación CENACE, en la implementación del sistema WAMS del S.N.I. Actualmente se desempeña como administrador funcional del sistema WAMS y forma parte del Área de Análisis de la Operación en la Dirección de Operaciones de la Corporación CENACE, encargado del desarrollo y actualización de los procedimientos para la inclusión de la información del sistema WAMS en los procesos del área.



COMISIÓN DE INTEGRACIÓN
ENERGÉTICA REGIONAL

CLIC AQUÍ
PARA ACCEDER