



GRUPO IX

GRUPO DE ESTUDO DE OPERAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS – GOP

PROGRAMAÇÃO ÓTIMA DE DESLIGAMENTOS EM REDES DE ENERGIA ELÉTRICA

M.L.R. Roberto*	J.C.S. Souza	M.B. Do Coutto Filho	M.Th. Schilling
ONS	UFF	UFF	UFF

RESUMO

Este trabalho apresenta uma metodologia para a análise integrada das solicitações de desligamentos em redes de transmissão, buscando obter a programação que mais se aproxime da inicialmente solicitada, observando o atendimento às restrições operativas do sistema e levando em consideração a prioridade de cada desligamento. A Programação de Desligamentos é tratada como um problema de otimização com restrições e, devido a sua natureza combinatória, a técnica dos algoritmos genéticos é empregada para sua solução. Simulações com parte do sistema interligado nacional (sistema de 440 kV de São Paulo) são apresentadas para ilustrar a metodologia proposta e os resultados obtidos.

PALAVRAS-CHAVE

Operação de Sistemas Elétricos, Programação de Desligamentos, Otimização, Algoritmos Genéticos.

1.0 - INTRODUÇÃO

A manutenção de equipamentos em sistemas de energia elétrica tem como objetivo preservar a sua vida útil e garantir seu bom funcionamento quando em operação, o que irá também contribuir para uma maior confiabilidade na operação do sistema no qual eles estão inseridos. A manutenção pode ser realizada de modo a seguir intervalos de tempo especificados pelos fabricantes ou determinados por programas de manutenção das empresas de energia elétrica. Durante a manutenção, os equipamentos são retirados do sistema por períodos de tempo que podem variar de algumas horas a vários dias. Em geral, a retirada de um equipamento é prejudicial ao sistema, pois na maioria das vezes reduz a sua confiabilidade. A retirada de equipamentos para manutenção pode provocar pequenos ou grandes impactos à operação do sistema, dependendo da condição operativa do mesmo, ou seja, do nível de carregamento e da configuração topológica. Diversas técnicas têm sido propostas na literatura para a programação de manutenção de equipamentos. Tais propostas estão em geral associadas à manutenção de unidades geradoras e são baseadas em diferentes técnicas de otimização, tais como: programação dinâmica [1], programação inteira [2-6], decomposição de Benders [7-9], métodos heurísticos [10-14], etc. A aplicação de sistemas inteligentes para a programação de desligamentos também tem sido proposta na literatura. Algumas aplicações são baseadas na utilização de Sistemas Especialistas [15]. Nestas aplicações o conhecimento e a experiência dos especialistas humanos são explorados para a construção de um conjunto de regras que forma o mecanismo de inferência utilizado para a avaliação da programação de desligamentos. Entretanto, sistemas especialistas são capazes de produzir bons resultados apenas para aquelas situações que foram consideradas durante o seu desenvolvimento. A maior limitação desta aplicação reside na dificuldade de tratar novas situações e programações novas com diferentes topologias. Outras aplicações estão associadas à manutenção de unidades geradoras [16,17].

A obtenção de programas de manutenção que levem em conta também desligamentos na rede de transmissão não foi ainda adequadamente tratada na literatura técnica. A consideração de desligamentos na rede de

transmissão aumenta ainda mais a complexidade do problema, já que, ao contrário do que geralmente ocorre com equipamentos de geração, os desligamentos de equipamentos de transmissão podem ser solicitados com uma pequena antecedência, sendo também estes em maior quantidade. Em [18] é realizada uma análise do impacto que programas de manutenção de equipamentos de geração e transmissão provocam na confiabilidade do sistema. A natureza combinatória e a complexidade da programação de desligamentos em redes de transmissão favorecem a aplicação de técnicas de busca global, tais como os algoritmos genéticos [19], apropriados para a solução deste tipo de problema. A flexibilidade na formulação de objetivos e restrições também contribui para que a aplicação de algoritmos genéticos se torne bastante atraente para este problema. Este trabalho investiga a aplicação de algoritmos genéticos ao problema de planejamento de intervenções em redes elétricas. É proposta uma metodologia para a análise das solicitações de desligamentos em redes de transmissão, buscando obter a programação que mais se aproxime da inicialmente solicitada, observando o atendimento às restrições operativas do sistema e a análise em regime de emergência, através de uma lista de contingências, levando em consideração a prioridade de cada desligamento. Testes são realizados com parte do Sistema Interligado Nacional (SIN) de modo a ilustrar a metodologia proposta.

2.0 - PLANEJAMENTO DE INTERVENÇÕES

Dentre as tarefas atribuídas aos engenheiros responsáveis pela operação de sistemas elétricos de potência estão a análise de requisições de desligamentos de equipamentos e a tomada de decisões operativas. Para se estabelecer a ordem de execução dos desligamentos em redes de transmissão é necessário realizar análises da rede para diversas condições de operação, levando em consideração o tempo em que os equipamentos permanecem desligados. Com base nessas análises e na experiência prévia dos engenheiros de operação, é tomada a decisão de negar, adiar ou aceitar a requisição, impondo-se restrições em relação ao instante e intervalo de tempo do desligamento.

Atualmente, os sistemas de potência estão operando quase no limite de sua capacidade e a decisão sobre aprovar ou não solicitações de desligamentos simultâneos torna-se crítica. É fundamental que a análise de desligamentos seja realizada de forma confiável, já que decisões equivocadas podem ocasionar severos danos para a operação do sistema.

No Brasil, o planejamento de intervenções na rede elétrica básica é de atribuição do Operador Nacional do Sistema (ONS), o qual recebe solicitação de desligamentos de equipamentos provenientes de diversas empresas. Atualmente, devido à ausência de ferramentas que tratem o problema de planejamento de intervenção e de uma forma integrada, as estratégias usualmente empregadas são baseadas na experiência sobre a operação do sistema e visam deslocar os desligamentos para períodos onde se acredita que seu impacto seja minimizado. Por exemplo, intervenções que levem a violações de quaisquer dos requisitos descritos nos Procedimentos de Rede do ONS [20] são programadas de modo a incluir o maior número possível de horas nos períodos de carga leve e mínima, finais de semana ou feriados, de forma a minimizar a perda de carga e o tempo de exposição do sistema ao risco de uma operação inadequada. Tal estratégia, além de não considerar todas as análises necessárias para garantir o bom funcionamento do sistema, não busca atender a solicitação inicial de desligamentos.

De acordo com os Procedimentos de Rede do ONS [20], uma solicitação de intervenção será aprovada quando atender certos requisitos, dentre os quais se podem citar:

- a. Não interrupção das cargas em regime normal de operação;
- b. O sistema deve suportar qualquer contingência simples, sem perda de carga;
- c. Nas áreas em que seja prevista, mesmo em condições de rede completa, a perda de carga provocada pela pior contingência simples, não deve ser superior a admissível no período de carga pesada;
- d. Não devem existir violações de limites operativos definidos para regime normal em qualquer elemento na rede de operação;
- e. Na ocorrência de perturbações durante a realização da intervenção, a mesma não deve inviabilizar a recomposição do sistema.

Quando diferentes pedidos de intervenção se sobrepuserem em um mesmo período e não sendo eles compatíveis entre si, a prioridade será dada de acordo com os critérios relacionados em [20]. Intervenções de urgência, que são aquelas em que se caracteriza risco aos equipamentos e/ou pessoas, são realizadas em qualquer período de carga devendo-se buscar realizá-las no período mais favorável para o sistema. As intervenções são consideradas não compatíveis quando a análise indicar que sua realização simultânea, em qualquer período de carga, leva a violação de qualquer dos critérios anteriormente descritos. Tal violação pode ser eliminada ou minimizada se as intervenções forem não coincidentes. Dada a grande complexidade do problema tratado, os critérios observados neste trabalho para a otimização da programação de intervenções são os anteriormente mencionados (a), (b) e (d). Os demais critérios estão fora do escopo deste trabalho e serão alvos de investigações futuras.

3.0 - PROGRAMAÇÃO DE DESLIGAMENTOS UTILIZANDO ALGORITMOS GENÉTICOS

Em um sistema interligado, as solicitações de desligamentos originadas de diferentes empresas devem ser coordenadas para que o desempenho da operação do sistema não seja comprometido. O problema de programação de desligamentos em redes de energia elétrica é formulado neste trabalho como um problema de otimização, no qual se busca a minimização de uma função que representa a reprogramação de um conjunto de desligamentos. Neste caso é desejável, na medida do possível, manter as solicitações originadas de diferentes empresas. Para tal, o conjunto de restrições que devem ser atendidas são: a capacidade de atender toda a demanda em regime normal de operação, a não ocorrência de violação dos limites operativos e a prioridade das intervenções. Intervenções que levem a qualquer violação nas restrições anteriormente descritas deverão ser reprogramadas para períodos onde as mesmas sejam eliminadas ou reduzidas com o mínimo de desvio possível em relação à solicitação original. Quando diferentes pedidos de intervenções se sobrepuserem em um mesmo período, não sendo compatíveis entre si, deve-se levar em consideração a prioridade de cada uma. Pode-se formular um problema de otimização conforme descrito abaixo, o qual será tratado neste trabalho através da técnica dos algoritmos genéticos (AGs).

Min (R_{int})
s/a atendimento à demanda;
respeito aos limites operativos dos equipamentos;
observação das prioridades das intervenções
 onde R_{int} representa a reprogramação de intervenções.

3.1 Modelagem dos Cromossomos

Neste trabalho, um cromossomo é representado por um vetor contendo segmentos binários, onde cada segmento é composto por m genes e representa o horário inicial de cada desligamento. A duração de cada desligamento é previamente conhecida. Na definição do número de genes m deve-se definir inicialmente o intervalo de tempo máximo no qual todas as solicitações devem ser atendidas (ex: um dia, uma semana, etc). De acordo com o número m de genes dos segmentos, os mesmos podem representar diferentes números binários, cujo valor máximo correspondente no sistema decimal será um intervalo de tempo onde todos os desligamentos deverão ocorrer. O tamanho ideal deste intervalo não é conhecido a priori, mas deve ser tal que permita uma programação de desligamentos que atenda os objetivos definidos no problema de otimização anteriormente apresentado. A definição de m define também o espaço de busca pela solução ótima. Por exemplo, ao se definir $m=5$ é possível estabelecer programações onde os horários iniciais de todos os desligamentos estão compreendidos entre 0:00h (cromossomo 00000) e 31:00h (cromossomo 11111), ou seja, 7:00h do dia seguinte.

3.2 Condições de Carregamento

Em um cromossomo estão representados os horários nos quais os desligamentos se iniciam (programação de desligamentos proposta). Como a duração de cada desligamento é conhecida a priori, é possível saber a configuração do sistema em cada instante de um dia, sendo possível saber se um ou mais equipamentos estarão desligados em uma dada hora do dia. Isto é importante para compor os cenários de análise do sistema sob desligamentos. Além de conhecer os desligamentos em um determinado instante, é importante também conhecer o nível de carregamento do sistema para que a análise de desempenho possa ser realizada. Neste trabalho, para fins de análise de desempenho do sistema, consideraram-se os seguintes níveis de carregamento em função da hora do dia: carga leve (entre 00h00minh e 08h00minh); carga média (entre 08h00minh e 18h00minh) e carga pesada (entre 18h00minh e 24h00minh).

3.3 Formulação da Função de Aptidão

Conforme discutido anteriormente, os AGs necessitam apenas do valor da função de aptidão para guiar o processo de busca pela solução ótima. Tal função deve refletir adequadamente o compromisso entre a minimização das reprogramações e as restrições a serem atendidas.

3.3.1 Atendimento às Prioridades

A função R_{int} , deverá ser tal que penalize os desvios em relação ao objetivo de minimizar a reprogramação das intervenções. Além disso, ela deverá levar em consideração também a prioridade de cada desligamento. Isto pode ser representado através da expressão (1):

$$R_{int} = \left[\sum_{i=1}^n \Delta h(i) * P_{ri}(i) \right] * P_{dsv} \quad (1)$$

Onde $\Delta h(i)$ é o desvio, em horas, do i -ésimo desligamento de uma programação proposta em relação ao correspondente horário na programação inicial, $P_{ri}(i)$ é a prioridade associada ao i -ésimo desligamento e P_{dsv} a penalidade aplicada ao desvio na programação. O valor de n representa o número de desligamentos

3.3.2 Atendimento a Demanda

Para cada cromossomo (solução proposta), este requisito é avaliado durante a execução de um programa de Fluxo de Potência para cada hora do dia onde ao menos um desligamento é considerado. Caso seja detectado o não atendimento a carga (através da não convergência do Fluxo de Potência), um incremento correspondente a uma penalidade é imposto à função de aptidão. Com isto o problema passa a ser formulado como:

$$\text{Min} \left[R_{\text{int}} + \left(P_{\text{dem}} * \sum_{i=1}^{na} K_i \right) \right] \quad (2)$$

Onde P_{dem} é a penalidade imposta pelo não atendimento à carga, sendo $k_i=1$ quando a carga não é atendida durante a análise do i -ésimo cenário e $k_i=0$ quando a carga é atendida em tal cenário, na representa o número de cenários analisados. Nota-se de (2) que, considerando o objetivo de minimizar R_{int} (reprogramação de desligamentos) o acréscimo da parcela correspondente a penalização pelo não atendimento a demanda pode fazer com que maiores afastamentos da programação original sejam admitidos para que o atendimento a demanda seja sempre respeitado. O número de cenários na a analisar é dependente de cada cromossomo (programação proposta), sendo cada cenário definido por um cenário de topologia e carregamento.

3.3.3 Atendimento aos Limites Operativos

Para cada cromossomo (solução proposta), este requisito é avaliado durante a execução de um programa de Fluxo de Potência e, caso seja detectado o não atendimento aos limites operativos dos equipamentos, um incremento correspondente a uma penalidade é imposto à função de aptidão. Com isto o problema passa a ser formulado como:

$$\text{Min} \left[R_{\text{int}} + \left(P_{\text{dem}} * \sum_{i=1}^{na} k_i \right) + \left(P_v * \sum_{i=1}^{nv} \text{Viol}v_i \right) + \left(P_n * \sum_{j=1}^{nFn} \text{Viol}Fn_j \right) + \left(P_e * \sum_{k=1}^{nFe} \text{Viol}Fe_k \right) \right] \quad (3)$$

Onde P_v , P_n , P_e são as penalidades impostas quando ocorrem violações de tensão, fluxo nominal ou fluxo de emergência, respectivamente. $\text{Viol}v_i$ é a magnitude da i -ésima violação de tensão observada, enquanto $\text{Viol}Fn_j$ e $\text{Viol}Fe_k$ correspondem, respectivamente, às magnitudes da j -ésima violação de limite de fluxo nominal e da k -ésima violação de limite de fluxo de emergência observadas. A diferença entre a avaliação das violações de fluxo e as violações de tensão é a de que, para os fluxos de potência, existem dois limites superiores sendo observados: o limite nominal e o limite de emergência, este segundo de valor maior, porém devendo ser de curta duração. A maior severidade da violação do limite de emergência deve ser levada em consideração na atribuição dos valores das penalidades, devendo-se ter $P_e > P_n$.

3.3.4 Atendimento as Contingências Simples

Para cada cromossomo (solução proposta), este requisito é avaliado durante a análise de um conjunto de contingências e, caso seja detectada o não atendimento a carga ou o não atendimento aos limites operativos dos equipamentos, um incremento correspondente a uma penalidade é imposto à função de aptidão. Com isto o problema passa a ser formulado como:

$$\begin{aligned} & \text{Min} \left[\left[R_{\text{int}} + \left(P_{\text{dem}} * \sum_{t=1}^{na} k_t \right) + \left(P_v * \sum_{i=1}^{nv} \text{Viol}v_i \right) + \left(P_n * \sum_{j=1}^{nFn} \text{Viol}Fn_j \right) + \left(P_e * \sum_{k=1}^{nFe} \text{Viol}Fe_k \right) \right] + \right. \\ & \left. + \sum_{l=1}^{nctg} \left[\left(P_{\text{dem}}^{(l)} * \sum_{t=1}^{na(l)} k_t^{(l)} \right) + \left(P_v^{(l)} * \sum_{i=1}^{nv(l)} \text{Viol}v_i^{(l)} \right) + \left(P_e^{(l)} * \sum_{k=1}^{nFe(l)} \text{Viol}Fe_k^{(l)} \right) \right] \right] \quad (4) \end{aligned}$$

Onde $nctg$ é o número de contingências a analisar. Pode-se observar que, neste caso, o atendimento a demanda e aos limites operativos também deve ser verificado também para os cenários da rede em contingência, podendo-se definir diferentes penalidades para cada contingência considerada. A principal diferença neste caso é que são observados apenas os limites de emergência, não sendo observados os limites nominais de fluxo dos equipamentos, pois já se configura uma situação de emergência na rede elétrica.

4.0 - TESTES E RESULTADOS

Diversas simulações foram realizadas visando testar a metodologia proposta. Para tal, foi utilizado o sistema de 440kV de São Paulo.

4.1 Descrição da Simulação

Conforme já mencionado, os valores escolhidos para as penalidades utilizadas na equação (4) têm impacto direto sobre o processo de convergência e a solução ótima obtida. Dentre diversos valores testados, os valores escolhidos para as penalidades P_v , P_n e P_e foram, respectivamente, 100, 100 e 150. A penalização pelo desvio das programações propostas em relação à programação original é representada pelo primeiro termo da equação (3), estando detalhada na expressão (1). Considerou-se que as prioridades dos desligamentos podem variar entre 0 (sem prioridade) e 4 (maior prioridade). Para a penalidade P_{dsv} foi escolhido, dentre vários valores testados, o valor 0,2. A parcela relativa ao não atendimento à demanda é representada pelo segundo termo da equação (3). O valor desta parcela depende da obtenção de convergência na análise de fluxo de potência. Sempre que ocorrer a convergência, o valor de k_t em (3) é feito igual a 0 (sendo igual a 1 em caso contrário, quando a penalidade P_{dem} é imposta). O valor escolhido para esta penalidade foi 100. Durante as simulações foram testados diferentes valores para definir o tamanho da população, o número máximo de gerações, a taxa de cruzamento, a taxa de mutação e o tipo de operador de cruzamento. A técnica de seleção implementada foi a de Torneio. Além disso, sempre foi utilizado o operador de *Elitismo* para a reprodução do melhor indivíduo nas gerações subseqüentes. Nos testes apresentados a seguir utilizou-se um cromossomo com 25 genes, onde o horário inicial de cada desligamento é representado por um segmento de 5 genes. Dessa maneira, o intervalo de tempo máximo entre o início do primeiro e do último desligamento é de 31 horas.

4.2 Testes com o Sistema de 440kV

O sistema de 440kV de São Paulo possui como principal característica uma grande concentração de unidades geradoras em um extremo da rede e concentração de carga no outro, sendo os mesmos interligados por um sistema de transmissão. Este sistema contém 55 barras e 67 linhas de transmissão, sendo que os pontos de interligação com outros sistemas do SIN foram representados por gerações e reatâncias equivalentes. Esta configuração representa o caso base mensal de Março de 2004, disponível no sítio do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). A programação original considerada para os testes é apresentada na Tabela 1.

TABELA 1 – Solicitações de desligamentos

Intervenção	Circuito Desligado			Programação	
	De	Para	Nº	Horário Inicial	Duração
1	Jupia	Bauru	C1	8:00h	6h
2	Jupia	Bauru	C2	08:00h	6h
3	Embuguaçu	Jupia	C1	10:00h	5h
4	Mogi Mirim	Santo Ângelo	C1	14:00h	6h

4.2.1 Ausência de prioridade

O objetivo neste caso é apenas atender a eliminação de violações dos limites operativos do sistema no caso base, sem considerar a prioridade de cada uma. A Tabela 2 apresenta a programação obtida pelo AG, os desvios em relação à programação original, assim como o desvio médio observado com a reprogramação. Na Tabela 3 são apresentadas as violações aos limites operativos observadas em cada caso. Violações de fluxo não foram observadas no caso original ou após a reprogramação.

TABELA 2 – Desvios em relação à programação original

Reprogramação das Solicitações			
Intervenção	Prioridade	Horário reprogramado	Desvio (h)
1	0	24:00	+ 16 h
2	0	25:00	+17 h
3	0	0:00	-10 h
4	0	8:00	-6 h
Desvio médio com a reprogramação:			12h 15min

TABELA 3 – Violações dos limites operativos

Programação	Violações de Tensão em Barras (%)															
	27	28	32	33	34	35	37	38	39	40	41	42	45	46	47	48
Original	3	3,2	5	5,8	3,5	4,8	3,5	4,4	3	3,5	4	3	3	3,8	4,3	6,2
Otimizada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

4.2.2 Consideração das prioridades

Neste caso é dada prioridade de urgência para a LT 440kV Bauru-Embuguaçu (intervenção 3). As demais intervenções permanecem com nível de prioridade igual a 1. A Tabela 4 apresenta a reprogramação obtida pelo AG, os desvios em relação à programação original, assim como o desvio médio observado. As violações das restrições operativas observadas na programação original já foram apresentadas na Tabela 3. Para a programação ótima apresentada na Tabela 4, não existem violações de limites operativos. É possível observar que foi minimizado o desvio em relação à solicitação de maior urgência.

TABELA 4 – Desvios em relação à programação original

Reprogramação das Solicitações			
Intervenção	Prioridade	Horário reprogramado	Desvio (h)
1	1	24:00	+16 h
2	1	23:00	+15 h
3	4	12:00	+2 h
4	1	2:00	-12 h
Desvio médio com a reprogramação:			11h 15min

4.2.3 Consideração das contingências

Nesta subseção será avaliado o desempenho do AG frente a um cenário sob contingências. Foram escolhidas três contingências para serem associadas aos desligamentos da programação analisada. Tais contingências correspondem aos seguintes circuitos: (1) Assis-Sumaré; (2) Araraquara-S. Angelo; (3) S. Angelo-Embuguaçu. Neste caso é considerada novamente a prioridade de urgência para a LT 440kV Bauru-Embuguaçu (intervenção 3). As demais intervenções permanecem com nível de prioridade igual a 1. A Tabela 5 apresenta a reprogramação obtida pelo AG, os desvios em relação à programação original, assim como o desvio médio observado. As violações das restrições operativas observadas na programação original e em contingência são apresentadas na Tabela 6.

TABELA 5 – Desvios em relação à programação original

Reprogramação das Solicitações			
Intervenção	Prioridade	Horário reprogramado	Desvio (h)
1	1	24:00	+16 h
2	1	24:00	+16 h
3	4	02:00	-08 h
4	1	22:00	+08 h
Desvio médio com a reprogramação:			12h 00min

TABELA 6 – Violações dos limites operativos

Cenário	Violações de Tensão em Barras (%)															
	27	28	32	33	34	35	37	38	39	40	41	42	45	46	47	48
Caso Base	3	3,2	5	5,8	3,5	4,8	3,5	4,4	3	3,5	4	3	3	3,8	4,3	6,2
Contingência 1	5,4	4,2	5	5,8	4,5	4,8	7,5	4,4	4	3,5	4	3	3	3,8	4,0	6,0
Contingência 2	5,4	4,2	5	5,8	4,5	4,8	3,5	4,4	4	3,5	6	4	5,2	3,8	6,0	6,5
Contingência 3	4	3,2	5,2	5,8	4,5	4,8	3,5	4,4	3	3,5	4	6	6	3,8	4,0	6,0

Observou-se que, para a programação otimizada, todas as violações foram eliminadas, com exceção da violação de tensão na barra 37 para a 1ª contingência. Entretanto, tal violação foi reduzida para menos da metade da violação observada para a programação original.

5.0 - CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou uma metodologia que utiliza algoritmos genéticos para a otimização da programação de intervenções em redes de energia elétrica. A metodologia proposta foi desenvolvida levando em consideração a necessidade de atendimento à demanda e aos limites operativos, buscando atender, na medida do possível, as solicitações de desligamento inicialmente propostas. O atendimento à demanda foi considerado observando-se a convergência do processo de análise de fluxo de potência, enquanto o atendimento aos limites operativos foi considerado confrontando-se valores observados de magnitudes de tensão e de fluxos de potência em relação aos seus respectivos valores limite. Foi formulado um problema de otimização, cujo objetivo é a minimização do desvio (em horas) da programação ótima em relação à programação originalmente proposta, sujeita ao atendimento às restrições anteriormente mencionadas. Na formulação utilizando AGs, foi utilizada uma função de aptidão flexível, a qual permite levar em consideração uma ou mais restrições, através da utilização adequada de penalidades associadas ao não atendimento às restrições e de prioridades associadas a importância de se atender cada solicitação inicialmente proposta. A metodologia foi testada com o sistema de 440kV de São Paulo. Os resultados obtidos mostraram o potencial da aplicação de algoritmos genéticos ao problema tratado.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Zurn, H.H. and Quintana, V.H., "Several Objectives Criteria for Optimal Generator Preventive Maintenance Scheduling", *IEEE Trans. on PWRS*, vol. 96, 3, pp. 984-992, 1976.
- (2) Egan, G.T.; Dillon, T.S. and Morsztyn, K., "An Experimental Method of Determination of Optimal Maintenance Schedules in Power Systems Using the Branch and Bound Technique", *IEEE Trans. Man & Cybs*, Vol. SMC-6, No. 8, 1269-1278, 1976.
- (3) Dopazo, J.F. and Merrill, H.M., "Optimal Generator Maintenance Scheduling using Integer Programming", *IEEE Trans. on PA Syst.*, vol. 4, 2, pp.389-395, 1989.
- (4) Mukerji, R.; Merrill,H.M.; Erickson,R.; Parker,J.H. and Freidman, R.E., "Power Plant Maintenance Scheduling: Optimizing Economics and Reliability", *IEEE Trans. on PWRS*,vol.6,2,pp.476-483, 1991.
- (5) Chen, L. and Toyoda, J. "Optimal Generating Unit Maintenance Scheduling for Multi-Area System with Network Constraints", *IEEE Trans. On Power Syst.*, vol. 6, pp.1168-1174, 1991.
- (6) Chattopadhyay, D.; Bhattacharya, K. and Parikh, J., "A Systems Approach to Least-Cost Maintenance Scheduling for an Interconnected Power System", *IEEE Trans. on Power Systems*, vol.10,4,pp.2002-2007, 1995.
- (7) Yellen, J.; Al-Khamis, T.M.; Vemuri, S.and Lemonidis, L., « A Decomposition Approach to Unit Maintenance Scheduling", *IEEE Trans. on PWRS*, vol. 7, 2, pp. 726-733, 1992.
- (8) Al-Khamis, T.M.; Vemuri, S.; Lemonidis, L.and Yellen, J., "Unit Maintenance Scheduling with Fuel Constraints", *IEEE Trans. on PWRS*, Vol. 7, No. 2, pp. 933-939, 1992.
- (9) Silva, E.L.; Morozowski, M.; Fonseca, L.G.S.; Oliveira, G.C.; Melo; A.C.G. and Mello, J.C.O., "Transmission Constrained Maintenance Scheduling of Generating Units: A Stochastic Programming Approach", *IEEE Trans. on Power Syst.*, vol. 10, 2, pp. 695-701, 1995.
- (10) Garver, L.L., "Adjusting Maintenance Schedules to Levelize Risk", *IEEE Trans. on PAS*, vol. PAS-91, pp. 2057-2063, 1972.
- (11) Stremmel, J.P., "Maintenance Scheduling for Generation System Planning", *IEEE Trans. on PAS*, vol. PAS-100, 3, pp. 1410-1419, 1981.
- (12) El-Sheikhi, F.A. and Billinton, R., "Generating Unit Maintenance Scheduling for Single and Two Interconnected Systems", *IEEE Trans. on PAS*, vol. PAS-103, 5, pp. 1038-1044, 1984.
- (13) Contaxis, G.C.; Kavatza, S.D. and Vourmas, C.D., "An Interactive Package for Risk Evaluation and Maintenance Scheduling", *IEEE Trans. On Power Syst.*, vol. 4, 2, pp.389-395, 1989.
- (14) Juan, J. and Ortega, I., "Reliability Analysis for Hydrothermal Generating Systems Including the Effect of Maintenance Scheduling", *IEEE Trans. on Power Syst.*, vol. 12, 4, pp.1561-1568, 1997.
- (15) Kopiler, A.A.; Rossi, V.M.; Evangelista, E. B., Alves, C.A.R., "Sistemas Inteligentes para Apoio ao Desligamento Programado em Sistemas Elétricos de Potência", *XIV SNPTEE*, grupo IX, 2001.
- (16) Lin, C.E.; Huang, C.J.; Huang, C.L.; Liang, C.C. and Lee, S.Y., "An Expert System for Generator Maintenance Scheduling Using Operation Index", *IEEE Trans. on PWRS*, vol.7,3,pp.1141-1148, 1992.
- (17) Kim, H.; Hayashi, Y. and Nara, K., "An Algorithm for Thermal Unit Maintenance Scheduling Through Combined Use of GA SA and TS", *IEEE Trans. on Power Syst.*, vol.12,1, pp. 329-335, 1997.
- (18) Manso, L.A.F e Leite da Silva, A.M., "Avaliação de Programas de Manutenção Utilizando Critérios de Confiabilidade", XIV Congresso Brasileiro de Automática, 2002.
- (19) Goldberg, D.E., *Genetic algorithms in search, optimization and machine learning*, Addison-Wesley, 1989.
- (20) Procedimentos de Rede do ONS, Submódulo 6.5, "Programação de Intervenções em Instalações da Rede de Operação", ONS, Rio de Janeiro, (2001,2005).

7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

Marcio Leonardo Ramos Roberto

Nascido em Leopoldina, MG em 31 de março de 1974.

Mestrado (2005): UFF e Graduação (1998) em Engenharia Elétrica: Universidade Estadual do Rio de Janeiro

Empresa: Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, desde 2001

Engenheiro da Gerência de Programação e Desligamentos (GPD) da Diretoria de Planejamento e Programação (DPP)

Julio Cesar Satcchini de Souza

Nascido no Rio de Janeiro em 26 de junho de 1963. Doutorado (1996): PUC/RJ, Mestrado (1991): PUC/RJ, Graduação (1987) em Engenharia Elétrica: UFF.

CREA (Brasil), IEEE Senior Member (EUA).

Instituições: GE, UFF.

Professor Associado do Depto de Eng. Elétrica da UFF, Atua na área de computação inteligente aplicada à sist. de potência.

Milton Brown Do Coutto Filho

Nascido no Rio de Janeiro em 13 de julho de 1954. Doutorado (1985): COPPE/UFRJ, Mestrado (1979): COPPE/UFRJ, Graduação (1974) em Engenharia Elétrica: PUC/RJ.

CREA (Brasil), IEEE Senior Member (EUA).

Instituições: PUC/RJ, UFF.

Professor Titular do Depto de Eng. Elétrica da UFF, Atua na área de estimação de estado de sistemas de potência.

Marcus Theodor Schilling

Nascido no Rio de Janeiro em 18 de julho de 1951. Doutorado (1985): COPPE/UFRJ, Mestrado (1979): COPPE/UFRJ, Graduação (1974) em Engenharia Elétrica: PUC/RJ.

P. Eng. ("Professional Engineer", PEO, Canadá), CREA (Brasil), IEEE Fellow (EUA).

Instituições: Furnas, Eletrobrás, Universität Dortmund (Alemanha), Ontario Hydro (Canadá), PUC/RJ, Cepel, UFF.

Ex-Chefe (1999) da Divisão de Estudos Elétricos da Eletrobrás (DOEL), Ex-Coordenador do Subgrupo de Confiabilidade (SGC/GCPS, Eletrobrás). Professor Titular do Depto de Eng. Elétrica da UFF, Atua na área de confiabilidade de sistemas de potência.