

**Evento:** XXII Jornada de Pesquisa

**AVALIAÇÃO DO DESPACHO ÓTIMO DE GERADORES NO SUBSISTEMA SUL DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL<sup>1</sup>**  
**OPTIMUM DISPATCH OF GENERATION AT NATIONAL INTERCONNECTED SOUTHERN SUBSYSTEM**

**Joelson Lopes Da Paixão<sup>2</sup>, Jordan Passinato Sausen<sup>3</sup>, Darlan Régis Fischer<sup>4</sup>**

<sup>1</sup> Pesquisa Institucional desenvolvida no Curso de Mestrado em Engenharia Elétrica da UFSM, pertencente ao Centro de Excelência em Energia e Sistemas de Potência (CEESP)

<sup>2</sup> Mestrando em Engenharia Elétrica, na UFSM.

<sup>3</sup> Mestrando em Engenharia Elétrica, na UFSM.

<sup>4</sup> Pós-graduando em Engenharia de Segurança do Trabalho, na UNIJUI.

Resumo - Os sistemas elétricos são de extrema importância para o escoamento da geração de energia elétrica e atendimento das cargas. O Sistema Interligado Nacional (SIN) é subdividido em 4 subsistemas, dentre os quais se encontra o subsistema Sul, foco deste trabalho. Na operação econômica de um sistema hidrotérmico, o despacho econômico deve ser determinado considerando as consequências futuras de cada decisão tomada, gerando impacto sobre o custo futuro de combustíveis, deplecionamento de reservatórios e déficit de energia. Neste contexto, motivado pela necessidade de expansão da geração resultante do incremento de carga, o presente trabalho realiza a avaliação do custo total de despacho de um sistema hidrotérmico. Desse modo, é abordado um problema de acoplamento de duas operações, em que o operador do sistema deve comparar o benefício imediato do uso da água armazenada e o benefício futuro do seu armazenamento. O trabalho ainda trás uma abordagem de otimização do despacho hidrotérmico semanal, visando atender a energia total demandada, verificando possíveis casos de vertimento hídrico ou déficit de energia. Além disso, o estudo objetiva averiguar as possíveis falhas no subsistema, para que possam ser avaliados quais investimentos devem ser feitos para corrigir e/ou prevenir problemas futuros, determinado assim, quais as necessidades de expansão.

Abstract - Electrical systems are extremely important for the correct flow of electric power generation and load supply capacity. The National Interconnected System (SIN) is subdivided into 4 subsystems, among which is the South subsystem, this work focus. The hydrothermal system economical operation involves the economic dispatch, which must be determined considering the future consequences of each decision taken, generating an impact on fuel future cost, reservoir depletion and energy deficit. In this context, motivated by generation expand needs resulting from the load increase, the present work evaluates the total cost of dispatching a hydrothermal system. Thus, a two-way coupling problem is addressed, where the system operator must compare the immediate use of stored water benefit and the future benefit of its storage. The work still presents an optimization approach of weekly hydrothermal dispatch, in order to meet the total energy demanded, verifying possible cases of water leakage or energy deficit. In addition, the study aims to investigate possible subsystem failures, so that investments can be evaluated to correct and prevent future problems, thus determining the expansion needs.

**Evento:** XXII Jornada de Pesquisa

*Palavras Chave - Despacho Semanal Hidrotérmico, Expansão do Sistema, Otimização do Despacho, Simulações do Fluxo de Potência, Subsistema Sul.*

*Keywords - Dispatch Optimization, Hydrothermal Weekly Dispatch, Power Flow Simulation, Southern Subsystem, System Expansion.*

## I - INTRODUÇÃO

No contexto atual da sociedade, a energia elétrica deixou de apenas proporcionar conforto e comodidade e passou a ser um produto essencial para o funcionamento e desenvolvimento de todos os setores, de modo que é indispensável para a geração de renda e fortalecimento da economia [1]. O processo de planejamento da expansão de sistemas hidrotérmicos é composto, dentre outras atividades, por simulações computacionais de configurações futuras do sistema de energia elétrica. O objetivo destas simulações é localizar e mensurar necessidades elétricas e energéticas futuras, seguindo critérios que visam, principalmente, a segurança do suprimento e a minimização de custos de investimento e operação [1, 4]. O planejamento da expansão compreende dois requisitos básicos. Primeiramente, o estudo se inicia a partir da projeção de demanda do sistema, seguido pelo planejamento da geração de energia elétrica [4]. A partir destes requisitos, assume-se como objetivo a minimização do custo total compreendido pela geração e transmissão da energia através de técnicas de otimização, tais como o despacho ótimo de geradores ao menor custo e a minimização de perdas elétricas. Entretanto, este estudo enfrenta incertezas em relação ao crescimento constante das cargas e também, na localização de novas fontes de geração, pois o local de implantação de novos geradores afeta diretamente o fluxo de potência e as perdas do sistema.

No Brasil, assim como em muitos outros países, o sistema elétrico se desenvolveu de modo unilateral. Isto é, com centros geradores, linhas de transmissão e redes de distribuição. Nesta topologia de sistema, toda a energia é gerada em usinas (sejam elas hidrelétricas, termelétricas, nucleares, etc) e transportada até os centros de consumo através de linhas de transmissão. Este sistema é subdividido em blocos que compõem os subsistemas. No caso do Brasil, o Sistema Interligado Nacional (SIN) é composto por 4 subsistemas, o Norte, o Nordeste, o Sudeste/Centro Oeste e o Sul [2]. Cada subsistema é composto por unidades de geração, linhas de transmissão e pela distribuição de energia elétrica. Para que o sistema opere dentro de níveis adequados de tensão, frequência, carregamentos de linhas e unidades transformadoras em paralelo ao suprimento de cargas, é necessário que cada subsistema esteja corretamente dimensionado. Ainda, o crescimento de carga deve ser acompanhado pela inserção de novas unidades geradoras, caracterizando uma expansão, reforço e/ou reconfiguração de linhas de transmissão e transformadores e demais componentes do sistema.

Atualmente, de acordo com o Banco de Informações de Geração (BIG) da ANEEL, o país apresenta uma matriz elétrica com 149,37 GW fiscalizados, composta por 64,63% de geração a partir de hidrelétricas, 27,49% de termelétricas, 6,54% de eólicas, 1,33% de nucleares e 0,02% de fotovoltaicas [3]. As cargas conectadas ao SIN estão sujeitas à retração, à estagnação ou ao

**Evento:** XXII Jornada de Pesquisa

crescimento. Como o país viveu um período de ascensão social e econômica na última década, as cargas elétricas acompanharam este crescimento. Para este estudo de operação e despacho energético, tomou-se o subsistema Sul, o qual possui 7 usinas principais suprindo uma carga instalada de, aproximadamente, 5085,5 MW. Como o país vinha se desenvolvendo em ritmo acelerado nos últimos anos, o percentual de carga aumentou significativamente. Entretanto, com a atual crise econômico-política enfrentada nos últimos 4 anos, o país apresentou uma retração no crescimento [6]. Mesmo assim, para os próximos 5 anos, espera-se que o país vá se reestruturando e volte a ascender novamente. Nessa perspectiva e em coerência com a tendência de crescimento observada no histórico de cargas dos últimos 10 anos, estimou-se que em 2021 o subsistema Sul apresentará um crescimento de carga de 21,82%, aproximadamente. Isto elevará o patamar de carga do sistema para 6191,2 MW. Como esta nova carga ainda é menor que a capacidade máxima das usinas, 9264 MW, com alguns ajustes nos despachos e nos taps de algumas unidades transformadoras, é possível tornar o sistema operante.

Através do software Anarede, por meio de um caso base denominado STB\_30Barras, foi acrescentado o aumento de demanda ao sistema, entretanto, como o aumento foi considerável, o software não foi capaz de convergir a simulação, pois o máximo carregamento de área foi ultrapassado, como mostra a Figura 1.

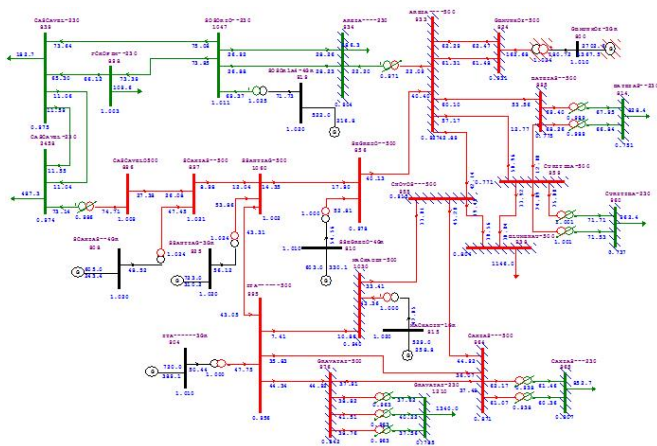


Figura 1: Subsistema Sul, com crescimento de 21,82% na carga e despacho considerando apenas a energia firme.

Deste modo, considerando apenas as garantias físicas das usinas hidrelétricas (energia firme), o sistema não é convergente e apresenta uma série de problemas de subtensão, além de sobrecarga na unidade transformadora da barra de referência e nos seus próprios limites de geração. Desse modo, é evidente a necessidade de estudos que envolvem o planejamento da expansão do sistema, objetivando a eliminação dos problemas apresentados. Portanto, o presente trabalho aborda um problema estocástico em relação as cargas, com uma análise combinatória de despacho ótimo de geradores que serão implementados ao sistema. Portanto, tem-se como objetivo apresentar avaliações das condições de atendimento a demanda de energia elétrica através de um estudo de caso. Subsidiando assim, o estudo do planejamento da expansão para adequação da oferta de

**Evento:** XXII Jornada de Pesquisa

energia, respeitando limites operativos dos componentes da rede. Este estudo, por sua vez, é aplicado à realidade brasileira, com base em um sistema de energia elétrica hidrotérmico.

## II - ESTUDOS DO SUBSISTEMA SUL

A rede estudada já conta com 7 Usinas Hidrelétricas (UHes), que apresentam especificações conforme é exposto na Tabela 1.

Tabela 1: Capacidade de potência das UHes.

Usina	Barra	Cap. Max. (MW)	Energia Firme (MWmed)	Fator de Participação
G.B. Munhoz	800	1676	576	18,1%
S. Caxias	808	1240	605	13,4%
Segredo	810	1260	603	13,6%
Itá	904	1450	720	15,7%
Machadinho	915	1140	529	12,3%
S. Osório	919	1078	522	11,6%
S. Santiago	925	1420	723	15,3%

Neste subsistema, adotando o crescimento de carga de 21,82%, são instaladas 3 usinas termelétricas, as quais possuem potência máxima, custo da energia e barra de conexão, de acordo com a Tabela 2.

Tabela 2: UTEs, localização, capacidade máxima de potência e custos da geração.

UTE	Barra	Cap. Max. (MW)	CVU (R\$/MWh)
1	839	640	116
2	898	800	260
3	814	350	304

As termelétricas possuem uma capacidade de geração de reativos de  $\pm 50\%$  da sua potência ativa máxima. A inserção direta das UTEs no subsistema faz com que o fluxo de potência seja convergente. Todavia, despachando-as na potência máxima, além de não resolver todos os problemas decorrentes do crescimento de carga, surgem problemas de sobrecarregamentos de linhas e transformadores. A monitoração de tensão do *software* Anarede apresenta afundamento de tensão em 8 barras com alto índice de severidade, como é o caso da linha de transmissão de 500 kV de Gravataí, que apresenta uma tensão de 0.1 p.u. a baixo do limite mínimo de operação. Ainda, a monitoração de fluxo de potência apresenta 8 linhas sobrecarregadas, com carregamentos de até 165,5 %, como é o caso da linha que interliga Foz do Chopim a Cascavel. Portanto, em virtude dos novos problemas surgidos, em acréscimo aos existentes, é necessário corrigir alguns despachos.



**Evento: XXII Jornada de Pesquisa**

**A. Correções no subsistema Sul e despacho pelo Flupot**

Nas condições apresentadas, devido as violações não era possível rodar o fluxo de potência ótimo presente no *software*. A partir deste cenário, foi necessário realizar alguns ajustes nos despachos e nos taps de alguns transformadores, a fim de tornar o sistema operável otimizada e sem violações. Assim, aumentou-se o tap do transformador GB Munhoz de 1,024 para 1,05, para resolver os problemas de subtensão encontrados naquela região. Também se alterou o tap do trafo de Itá de 1 para 1,05, para reduzir os problemas de subtensão nas barras subsequentes daquela região. Ainda, como as linhas de transmissão ficaram sobrecarregadas, próximas das barras 839 e 898, diminui-se a injeção de potência da UTE 2 de 800MW para 400MW. Tais medidas resultaram em uma considerável diminuição dos índices de severidades dos problemas apresentados, restando apenas 3 barras com afundamento de tensão em detrimento as 8 iniciais, além de duas linhas sobrecarregadas, em detrimento as 8 iniciais.

Embora o sistema ainda apresente alguns problemas, agora já é possível rodar o fluxo ótimo. Neste primeiro caso, adotou-se que a função objetivo era apenas reduzir perdas. Diante disso, obtiveram-se novos valores de despacho das usinas, conforme 2. Por exemplo, o despacho da GB Munhoz decaiu de 953,7 MVA para 721,1 MVA, enquanto Salto Santiago que estava em 826,2 MVA foi incrementado para 1382,9 MVA. Também verificou-se que a energia total perdida (perdas) ficou em 263,8 MWh, por hora.

Relatório de Gerador - Área 1 - Área 01													
BARRA	TENSÃO	GEN MW	GEN MW	GEN MW	GEN MW	GEN MW	GEN MW	GEN MW	GEN MW	GEN MW	GEN MW	GEN MW	
SEMI	SEMI	SEMI	SEMI	SEMI	SEMI	SEMI	SEMI	SEMI	SEMI	SEMI	SEMI	SEMI	
800 CARMENES-020	2	1.024	-0.0	0.0	99999.0	440.0	-800.0	800.0	871.3	721.1	0.0	0.0	800
814 BAYLIS-020	1	1.027	-19.0	0.0	99999.0	325.7	-575.0	575.0	-14.5	324.0	0.0	0.0	814
904 STA-----020	1	1.029	-6.5	0.0	99999.0	180.7	-475.0	475.0	249.1	320.7	0.0	0.0	904
915 NANCHEIM-020	1	1.015	6.7	0.0	99999.0	470.3	-814.0	445.0	42.4	471.4	0.0	0.0	915

Relatório de Gerador - Área 2 - Área 002													
BARRA	TENSÃO	GEN MW	GEN MW	GEN MW	GEN MW	GEN MW	GEN MW	GEN MW	GEN MW	GEN MW	GEN MW	GEN MW	
SEMI	SEMI	SEMI	SEMI	SEMI	SEMI	SEMI	SEMI	SEMI	SEMI	SEMI	SEMI	SEMI	
808 SCARLAS-420	1	1.024	24.1	0.0	99999.0	1208.0	-400.0	400.0	242.7	1234.7	0.0	0.0	808
810 SERRAVALLE-420	1	1.027	8.2	0.0	99999.0	712.8	-400.0	392.0	79.3	711.1	0.0	0.0	810
839 CALÇADOS-020	1	1.022	20.4	0.0	99999.0	497.4	-320.0	320.0	7.3	497.4	0.0	0.0	839
898 FICHERM-020	1	1.043	24.3	0.0	99999.0	270.4	-400.0	400.0	14.1	270.4	0.0	0.0	898
919 SOROKLA-420	1	1.028	39.3	0.0	99999.0	772.2	-144.0	220.0	144.2	784.3	0.0	0.0	919
925 SANTIAGO-020	1	1.013	20.4	0.0	99999.0	1347.3	-440.0	420.0	207.2	1382.9	0.0	0.0	925

Figura 2: Valores de despachos de usinas através do Flupot.

A otimização do fluxo de potência estabeleceu novos valores de despacho das usinas hidrelétricas e termelétricas, com os quais, as violações ainda presentes no sistema foram eliminadas, conforme exposto na Figura 3.

**Evento:** XXII Jornada de Pesquisa

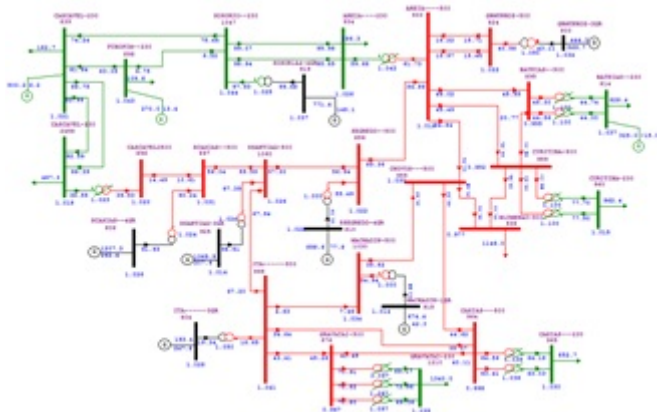


Figura 3: Subsistema Sul após despacho ótimo, objetivando a mínima perda.

#### *B. Despacho Energético Hidrotérmico no subsistema Sul*

As diretrizes para a tomada de decisão no despacho são estabelecidas no Programa Mensal de Operação Energética (PMO), o qual é elaborado pelo ONS com a participação dos agentes. Os estudos são realizados em base mensal e discretizados em etapas semanais e por patamar de carga. São revistos semanalmente e fornecem metas e diretrizes a serem seguidas pelos órgãos executivos da programação diária da operação eletroenergética e da operação em tempo real. As responsabilidades e produtos do PMO estão descritos no submódulo 7.3 dos procedimentos de rede do ONS. No Brasil, o sistema elétrico é composto, basicamente, por gerações hídricas e termelétricas [3]. De modo que, o despacho deve ser gerenciado a fim de conseguir o mínimo custo de operação e garantir a manutenção do fornecimento, evitando déficit ou vertimentos. Para estudo do despacho semanal, as hidrelétricas são analisadas na forma de um reservatório equivalente. Este deve ser despachado em conjunto com as usinas termelétricas [4].

Quanto a formação do preço do MWh, tem-se que esta é dependente das formas de geração utilizadas. O custo de geração das térmicas é correspondente ao combustível gasto e aos demais custos para manutenção e operação da usina. Cada termelétrica possui um valor do Custo Variável Unitário (CVU), para cada MWh gerado, expresso em R\$/MWh, informado pelo Agente Gerador, necessário para cobrir todos os custos de operação da usina, exceto os já cobertos pela Receita Fixa. O despacho hidrotérmico, realizado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), deve ser equilibrado, de maneira que procura-se igualar o preço da água ao custo da térmica mais cara que terá que ser despachada. Para otimizar o despacho, deve-se conhecer o custo presente e o custo futuro. O despacho demasiado de água no presente, gera um baixo custo imediato, mas conforme as aflúncias, o custo futuro pode ser elevado. O custo imediato é conhecido, no entanto, o custo futuro é dependente das futuras aflúncias. Assim, este problema é tratado de modo estatístico, sendo que as aflúncias são estimadas com base em dados históricos [4]. Na Figura 4 é ilustrado um exemplo de cenários possíveis para a decisão de despacho hidrotérmico.

**Evento:** XXII Jornada de Pesquisa



Figura 4: Cenários de despacho hidrotérmico [2].

Para o SIN, a semana operativa começa no sábado às 00:00h e termina na sexta-feira às 24:00h. Nesta classificação, as horas do dia são agregadas em 3 patamares de carga: leve, média e pesada. Já os dias são classificados por 2 tipos: dia tipo 1: segunda-feira a sábado e dia tipo 2 : domingos e feriados nacionais [4].

A operação e despacho hidrotérmico do subsistema Sul, deve ser realizada considerando as usinas térmicas presentes, além da quantidade de água disponível nos reservatórios das hidrelétricas e das afluições esperadas. Sabe-se que o volume máximo do reservatório equivalente (REE) é de 30000 hm<sup>3</sup> e que o mesmo conta, no momento, com 50% de sua capacidade. Ainda, espera-se que ocorram afluições de 6000 hm<sup>3</sup> e 8000 hm<sup>3</sup> na primeira e segunda semana, respectivamente. Como, após o crescimento de carga de 21,82% o subsistema Sul contará com uma carga de 6191,2 MW, durante uma semana, a energia total consumida (carga) será de 1040 GWh. A partir do fator de produção de 0,047 GWh/hm<sup>3</sup>, e considerado a afluição esperada na segunda semana, chegou-se a um custo de operação de 277 R\$/MWh para as hidrelétricas. Um resumo destes dados é apresentado na Tabela 3.

Tabela 3: Resumo dos dados das usinas.

<i>Usinas</i>	<i>E<sub>max</sub> (GWh)</i>	<i>CO (R\$/MWh)</i>
<b>UTE1</b>	<b>108</b>	<b>116</b>
<b>UTE2</b>	<b>134</b>	<b>260</b>
<b>UTE3</b>	<b>59</b>	<b>304</b>
<b>UHE1</b>	<b>1556</b>	<b>277</b>

<i>Período</i>	<i>Carga (GWh)</i>
<b>Semana 1</b>	<b>1040</b>
<b>Semana 2</b>	<b>1040</b>

**Evento:** XXII Jornada de Pesquisa

**Afluência**  $\text{hm}^3$   
**Semana 1** **6000**  
**Semana 2** **8000**

A partir do patamar de carga do subsistema, dos custos de geração e afluências, são analisadas algumas possibilidades de despacho da UHE equivalente, conforme a Tabela 4.

Tabela 4: Possibilidades de despacho na 1ª semana.

Estados	Volume Turbinado (%carga)	Volume Armazenado ( $\text{hm}^3$ )
		Semana 1
1	100,0%	-
2	85,0%	2.191,49
3	72,0%	5.068,09
4	50,0%	9.936,17
5	40,0%	12.148,94

Várias possibilidades de despacho foram testadas, sendo que de todas, a que garante um menor custo operacional é a do despacho com 72% do volume turbinado na 1ª semana. Este percentual turbinado garante o abastecimento das cargas na primeira semana, mas não é capaz de garantir o completo abastecimento na 2ª semana, uma vez que, só conseguirá gerar 915,2 GWh. Mesmo assim, este despacho é o que garante o menor custo total de operação, R\$ 867.099,80; e também com o qual é possível gerar a maior quantidade de energia nas duas semanas, 1955,2 GWh. A curva do custo total de operação em função dos despachos é mostrada na Figura 5.

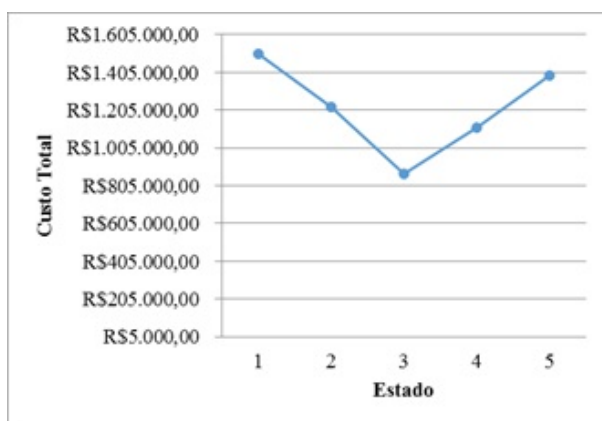


Figura 5: Custo total do despacho vs estados de despacho.

Neste cenário, de 72% do volume despachado na 1ª semana, tem-se que a geração de energia por usina e seu fator de participação no atendimento das cargas será conforme mostra a Tabela 5.



**Evento:** XXII Jornada de Pesquisa

Tabela 5: Geração das usinas, com 72% de despacho, na 1ª semana.

<b>Geração (GWh)</b>					
<b>Semana</b>	<b>UTE1</b>	<b>UTE2</b>	<b>UTE3</b>	<b>UHE1</b>	<b>Total</b>
<b>1</b>	108	134	49,2	748,8	1040
<b>2</b>	108	134	59	614,2	915,2
<b>Fator de Participação (%)</b>	10,38%	12,88%	4,73%	72,00%	100,00%

Com as afluições esperadas, o sistema terá um déficit de 124,8 GWh na segunda semana, valor este, que é equivalente a R\$ 361.920.000,00; uma vez que o déficit de energia tem custo de 2900 R\$/MWh. Como o fator de produção da UHE equivalente é de 0,047 GWh/hm<sup>3</sup>, para que não houvesse déficit, seria necessário que, na primeira ou na segunda semana, houvesse uma afluição de, no mínimo, 2655,32 hm<sup>3</sup> a mais. O Custo Marginal de Operação (custo para produzir 1 MWh de energia a mais para o sistema) ficou em R\$ 304,00, valor correspondente ao CVU de UTE 3, a qual é a mais cara que teve que ser despachada.

Nos demais cenários estudados, verificou-se que haverá déficit nos estados de despacho 1 e 2, na 2ª semana. E ainda que, haverá déficit na 1ª semana, nos estados de despacho 4 e 5. Sabendo-se que o melhor despacho possível é o do estado 3, e adotando este, calcula-se que com a entrada das termelétricas, o percentual de participação das hidrelétricas, que antes era de 100% caiu para 72%. Logo os fatores de participação vistos na Tabela 1, devem ser reduzidos em 0,72 vezes o seu valor. Em vista disso, o despacho hidrotérmico, deve ser efetuado, de modo que a participação de cada usina seja como dado na Tabela 6.

Tabela 6: Fator de participação das usinas, a partir do despacho hidrotérmico.

<b>Usina</b>	<b>Fator de Participação</b>
G.B. Munhoz	13,03%
S. Caxias	9,65%
S. Segredo	9,79%
Itá	11,30%
Machadinho	8,86%
S. Osório	8,35%
S. Santiago	11,02%
UTE 1	10,38%
UTE 2	12,88%
UTE 3	4,73%

Como o reservatório estava bastante deplecionado, apenas com 50% de sua capacidade, e as afluições esperadas foram pequenas, para tentar atender todas as cargas foi necessário despachar ao máximo todas as térmicas, na segunda semana.

*C. Flupot a partir do despacho hidrotérmico*



**Evento:** XXII Jornada de Pesquisa

capacidade máxima instalada. Isto significa que, para o Flupot, as usinas possuem capacidade de gerar qualquer potência entre zero e a capacidade máxima. Além disso, o despacho é feito a fim de garantir condições de operação em um dado instante de tempo. Ou seja, considerando que todas as cargas do sistema estejam demandando suas potências instaladas. O fluxo ótimo encontrado não é contínuo no tempo, ele apenas representa a melhor forma de despacho em um instante de tempo, adotando que haja um certo consumo de energia por barras. Ele não acompanha as curvas de demanda do sistema, e também, não está acoplado com as aflúncias futuras.

Entretanto, com relação à demanda, se for possível rodar o fluxo ótimo, adotando-se que a carga do sistema é igual a demanda máxima, para patamares de cargas inferiores é possível dizer que o sistema também será operante. Já em relação à capacidade de geração das hidrelétricas, é interessante que se procure rodar o fluxo ótimo considerando apenas a garantia física das UHEs. Ou então que, conforme as aflúncias futuras esperadas se recalquem quais serão as capacidades máximas de geração de cada usina, para setar estes limites no Flupot. Diante destas divergências, entre os despachos, verifica-se que os fatores de participação encontrados para cada usina são diferentes; conforme mostra a Tabela 7.

Tabela 7: Fatores de participação encontrados no despacho hidrotérmico vs encontrados no despacho pelo Flupot.

Usina	Fator de Participação (Despacho Hidrotérmico)	Fator de Participação (Despacho Flupot)
G.B. Munhoz	13,03%	10,42%
S. Caxias	9,65%	17,87%
S. Segredo	9,79%	10,36%
Itá	11,30%	4,49%
Machadinho	8,86%	9,71%
S. Osório	8,35%	11,36%
S. Santiago	11,02%	19,99%
UTE 1	10,38%	7,19%
UTE 2	12,88%	3,91%
UTE 3	4,73%	4,71%

Na Tabela 7 observa-se que os despachos apresentam significativas diferenças. Por exemplo, do despacho hidrotérmico para o do Flupot, verifica-se que todas as UTEs tem o despacho reduzido. O caso mais discrepante é o da UTE 2 que tem uma redução de despacho de 8,97%. Isto ocorre em vista que o Flupot otimiza o fluxo de potência, sem infringir as restrições físicas do sistema. Como visto na Figura 12, se a UTE 2 for totalmente despachada, como determinado pelo despacho hidrotérmico, haverá sobrecarregamentos nas linhas de transmissão na região desta usina.

**Evento: XXII Jornada de Pesquisa**

**III - ANÁLISE DE OUTRAS POSSIBILIDADES DE OPERAÇÃO DO SUBSISTEMA SUL**

Além dos estudos já realizados para o subsistema Sul, existem alguns outros cenários que são interessantes de serem investigados.

*A. Despacho no Flupot objetivando mínimos custos e perdas*

Após o subsistema Sul passar por um crescimento de carga de 21,82% e serem inseridas as termelétricas, conforme definido na Tabela 2, pode-se avaliar a possibilidade do despacho que otimize os custos e as perdas. Com o Flupot, tomando-se as capacidades máximas de geração de cada usina e os custos de geração da Tabela 3, verificou-se a possibilidade do despacho ótimo. Neste despacho, encontrou-se que o valor mínimo da geração, para atender toda a carga, será de R\$ 1683,08. Enquanto que a energia perdida (perdas) será de 245,3 MWh, por hora. Também houve algumas pequenas violações, como violações de tensão em duas barras e sobrecarregamento em uma linha de transmissão. Os despachos de cada usina a fim de garantir a otimização dos custos e perdas, deve ser conforme apresentado na Figura 8. Nota-se que a UTE 3, a qual apresenta o maior CVU, foi despachada, agora apenas, em 184,9 MW. Quando, no despacho, foi considerado apenas a redução de perdas, esta UTE 3 era despachada em 325,7 MW. Na Figura 8 é mostrado o despacho otimizado por cada usina para atender esta função objetivo.

RELATÓRIO DE GERADOR * AREA 1 * AREA 01													
USINA	NOME	TP	TENSÃO			GER. MW			GER. \$/hr			FATOR PART. SAZONA	
			MEQ	AVG	MIN	MIN	MAX	ATUAL	MIN	MAX	ATUAL		GER %
800	GRANDEZAS-3GR	2	1.037	0.0	0.0	1474.0	395.2	-400.0	400.0	349.1	0.0	0.0	800
904	ITA-----3GR	1	1.017	6.7	0.0	1450.0	391.5	-475.0	475.0	247.0	0.0	0.0	904
915	MACRAZIN-1GR	1	1.010	11.4	0.0	1340.0	474.7	-514.0	445.0	40.7	0.0	0.0	915
914	BATEZAS--230	1	1.034	-19.5	0.0	350.0	184.9	-179.0	179.0	-19.4	0.0	0.0	914

RELATÓRIO DE GERADOR * AREA 2 * AREA 02S													
USINA	NOME	TP	TENSÃO			GER. MW			GER. \$/hr			FATOR PART. SAZONA	
			MEQ	AVG	MIN	MIN	MAX	ATUAL	MIN	MAX	ATUAL		GER %
808	SCARLEAS--8GR	1	1.030	29.7	0.0	1240.0	1234.6	-400.0	400.0	242.1	0.0	0.0	808
810	BOCORADO-8GR	1	1.033	3.4	0.0	1240.0	11.4	-400.0	532.0	77.1	0.0	0.0	810
919	BOCORADA-8GR	1	1.042	39.5	0.0	1079.0	773.8	-148.0	220.0	148.1	0.0	0.0	919
925	ESAMPIZAO-3GR	1	1.018	21.4	0.0	1420.0	1359.8	-440.0	420.0	204.4	0.0	0.0	925
839	CAUCHEVEL-230	1	1.030	22.4	0.0	440.0	439.7	-320.0	320.0	9.4	0.0	0.0	839
898	PENCOPEM-230	1	1.048	24.3	0.0	800.0	172.7	-400.0	400.0	13.1	0.0	0.0	898

Figura 8: Relatório de despacho das usinas a mínimos custos e perdas.

Embora não tenha aparecido no relatório dos problemas mais críticos ou grandezas no limite, vale ressaltar que, esta otimização do despacho, a mínimos custos e perdas, ocasionou um fluxo de potência de 99,67% da capacidade das linhas que interligam as barras 1047(S. Osório - 230kV) e 934 (Areia - 230 kV).

*B. Despacho no Flupot objetivando mínimos custos e perdas, sem termelétricas*

Outro cenário instigante para analisar é a tentativa de operar o subsistema Sul após ocorrer o crescimento de carga de 21,82%, sem que sejam conectadas usinas termelétricas. Para este caso, objetivando-se o despacho ótimo, com o mínimo custo e perdas, obtém-se o custo de geração de R\$ 1757,42. Em relação as perdas, observou-se que seu valor ficou em 149,6 MWh, por hora. A única severidade apontada no fluxo ótimo foi a tensão na barra 1047, que está no limite máximo. Contudo, devido à ausência de termelétricas, toda a carga é suprida pelas hidrelétricas. Fato este



**Evento:** XXII Jornada de Pesquisa

que obriga as hidrelétricas a serem despachadas quase em suas capacidades máximas. A hidrelétrica menos despachada é a de Salto Santiago, com uma geração de 99,7 MVA. Este baixo despacho é justificável, pois a mesma encontra-se conectada em uma barra sem carga e distante das barras com cargas. Outro fator que dificulta o maior despacho desta usina é o tap da sua unidade transformadora estar em 1,05.

*C. Despacho no Flupot, com termelétricas, considerando apenas a garantia física das UHEs*

Uma maneira de prevenir-se de déficit de energia é considerar que as usinas hidrelétricas só podem operar, no máximo, com a energia firme. Diante disso, ajustou os dados de geração conforme Figura 10.

DGEP (Num)	(Pm)	(Pmx)	(Cst)	(n)	(fp)
800	0	576	0.277	1	
808	0	605	0.277	1	
810	0	603	0.277	1	
904	0	720	0.277	1	
915	0	529	0.277	1	
919	0	522	0.277	1	
925	0	723	0.277	1	
839	0	640	0.116	2	
898	0	800	0.26	3	
814	0	350	0.304	4	

Figura 10: Dados de geração (energia firme).

O despacho ótimo não pode ser concretizado, pois ao tentar despachar otimizadamente as usinas, dentro de suas capacidades, o Flupot encontrou violações impeditivas, ao exemplo do sobrecarregamento de 5 linhas de transmissão. Essas violações estão diretamente vinculadas à necessidade de despacho elevado das UTEs 1 e 2. O crescimento de carga fez com que a carga total do sistema chegasse a 6195,4 MW. Se considerar apenas a energia firme das hidrelétricas, o somatório destas com as capacidades máximas das termelétricas é de 6068 MW. Valor este que é inferior a carga total do sistema.

*D. Avaliação de possíveis obras para escoar a produção das UTEs*

Até então, foram testados e analisados diferentes processos na operação do subsistema Sul. Tendo em vista que o subsistema cresceu e que há a entrada de três usinas termelétricas no mesmo, é necessário criar caminhos para que esta nova geração seja escoada. A tentativa de despacho hidrotérmico, com base nas afluências esperadas e no nível do reservatório, mostrou que a manutenção do atendimento às cargas, deverá ser fortemente dependente destas gerações termelétricas. Neste caso, como as duas principais termelétricas, UTEs 1 e 2, estão conectadas em barras próximas, e é requeridos alto despacho das mesmas, as linhas de transmissão existentes não são capazes de suportar o fluxo de energia. No estudo de obras a serem realizadas, de modo otimizado, deve-se levar em consideração uma série de critérios técnico-econômicos, antes de decidir quais caminhos seguir. No entanto, como este não é o principal objetivo deste trabalho, focar-se-á apenas na listagem de possíveis obras que desafogariam a geração termelétrica. Portanto, serão avaliadas obras, de caráter técnico, que solucionariam os problemas surgidos, sem fazer uma análise financeira destas.

**Evento:** XXII Jornada de Pesquisa

Uma das principais alternativas a ser levantada, é a construção de linhas de transmissão para despachar as termelétricas. Deste modo, para avaliar as barras candidatas a interligação, apoiou-se no Sistema de Informações Geográficas Cadastrais do SIN (SINDAT). Este aplicativo disponibiliza informações relevantes e gerenciais do SIN, integrando, em um mesmo ambiente, mapas digitais, formados por dados gráficos vetoriais, e dados alfanuméricos da Base de Dados Técnica da organização [5]. Este sistema traz recursos, como:

- Cadastro com todas as usinas, subestações e linhas de transmissão que formam a Rede de Operação do ONS;
- Rede planejada com base no relatório de Obras Consolidadas emitido pelo MME.
- Identificação das Linhas de Transmissão por nível de tensão;
- Disponibilização das rotas de algumas Linhas de Transmissão;
- Busca rápida para localização de instalações;
- Relatórios individualizados, com características básicas das instalações e seus equipamentos;
- Relatórios de acompanhamento de obras;
- Relatórios de apuração de informações utilizando menu interativo;
- Ativação e desativação de camadas;
- Camada de Descargas Atmosféricas georreferenciadas com a densidade de descargas por km<sup>2</sup> por ano (período e apuração 1998-2013) [5].

O despacho elevado das termelétricas provocou uma série de sobrecarregamentos. Como uma alternativa a estes problemas, propõe-se a interligação entre as barras 898 (Foz do Chopim) e 1060 (Salto Santiago). Na Figura 11 é mostrado, por meio do SINDAT, a localização real destas barras e sua distância.



Figura 11: Localização e distância entre as barras 898 e 1060.

Conforme verificado na Figura 11, estas barras são bastante próximas, menos de 50 km de distância. Assim, sua interligação gerará caminho para escoamento da geração, principalmente da UTE 2, que possui capacidade de geração de 800 MW. Fazendo esta interligação, no Anarede, com duas unidades transformadoras, de 600 MVA cada, e reatância de 1,27%; verificou-se que esta obra possibilita rodar o fluxo ótimo, sem surgir problemas operacionais restritivos, conforme Figura 12.

**Evento:** XXII Jornada de Pesquisa

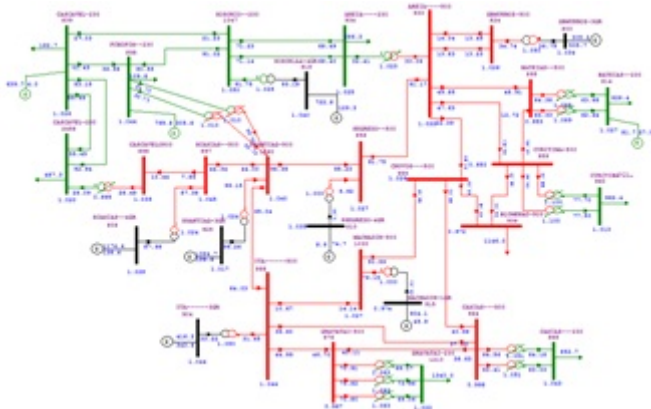


Figura 12: Fluxo ótimo após interligação das barras 898 e 1060.

Esta alternativa se mostrou bastante eficiente, pois permitiu o despacho toda a capacidade de geração das UTEs 1 e 2, objetivando-se os mínimos custos e perdas, conforme Figura 13.

RELATÓRIO DE GRANDEZAS NO LIMITE (Ordenado do maior valor até o menor valor)								
---	BARRA	-----	GRANDEZA	-----	VALOR LIMITE	-----	VALOR MULTIPLICADOR	---
---	1047 SOBRADO-230	-----	Tensão em barra de carga	-----	1.0500 kV	-----	2.87	---
---	959 CURITIBA-500	-----	Tensão em barra de carga	-----	0.9500 kV	-----	1.49	---
***** PARADO DO CASO BASE *****								
-----		FUNÇÕES OBJETIVO			TOTALS		-----	
MELHOR CUSTO Operação Potência Ativa:					1667.85			

Figura 13: Relatório geral do despacho ótimo.

Verificou-se que, ao rodar o fluxo ótimo, surgem apenas 2 restrições. Porém, estas não são impeditivas, uma vez que seus multiplicadores de Lagrange são pequenos, como observado na Figura 13. Ainda, na avaliação de obras candidatas, especulou-se a possibilidade de duplicar algumas linhas com sobrecarregamentos. Entretanto, as simulações feitas no Anarede mostraram que este caminho além de requerer várias obras, não é eficaz para desafogar a região e escoar a energia excedente para demais partes do subsistema.

#### IV - CONSIDERAÇÕES FINAIS

O desenvolvimento do país visto nas últimas décadas, aliado ao aumento da dependência da energia elétrica pelo ser humano, tornam o conhecimento profundo dos Sistemas Elétricos de Potência (SEPs) um fator essencial, além de obrigatório. O acompanhamento das cargas conectadas em cada subsistema, bem como a estimativa de sua variação no decorrer do tempo, permite que se mantenha um serviço de qualidade e que obras e reforços sejam realizados sempre que necessários. Assim, neste trabalho, avaliou-se a operação do subsistema Sul, após um incremento de carga de 21,82%, sob vários aspectos. O estudo esteve voltado em análises do fluxo ótimo de potência, em diferentes cenários. Para cada cenário se analisou quais as viabilidades

**Evento:** XXII Jornada de Pesquisa

e/ou impedimentos de operação. Desta forma, foi estudado o comportamento do subsistema após a conexão de usinas termelétricas em barras previamente arbitradas. Verificou-se qual a necessidade de despacho de cada usina para atender critérios de mínimas perdas e mínimos custos de operação.

O estudo também esteve voltado à programação do despacho semanal, no qual a partir do nível do reservatório equivalente, das afluições futuras esperadas, dos custos de geração de cada usina e do montante de carga a ser atendido; são avaliados cenários de despacho hidrotérmico. Neste estudo, verificou-se que o despacho ótimo hidrotérmico não é rigorosamente compatível com o despacho ótimo realizado pelo Flupot. Tais divergências, como esclarecido, são devidas às formas distintas de como o mesmo problema é tratado em cada caso. O crescimento de carga demanda um maior despacho das hidrelétricas, e também, para garantir o atendimento às cargas, o subsistema contará com 3 usinas termelétricas. As UTEs são importantes e necessárias ao subsistema, para aliviar o despacho das hidrelétricas. No entanto, suas localizações, principalmente das UTEs 1 e 2, não são favoráveis para o despacho. Isto é, com as linhas de transmissão existentes não é possível escoar a máxima produção destas usinas, caso estas potências precisem ser acionadas. Por consequência disso, são necessárias novas interligações que permitam este escoamento de energia.

#### REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] A. A. BONATO, Tese\_Sistema inteligente para previsão de carga multinodal em sistemas elétricos de potência, Ilha Solteira/SP: USP, 2010.
- [2] M. Sperandio, "Mercado e Comercialização de Energia Elétrica - Modelos de Mercado e o Histórico do Setor Elétrico Brasileiro (SEB)," Santa Maria-RS, 2016.
- [3] Aneel, "BIG-Banco de Informações de Geração," ANEEL, 10 2016. [Online]. Available: [http://www.aneel.gov.br/informacoes-tecnicas/-/asset\\_publisher/CegkWaVJWF5E/content/big-banco-de-informacoes-de-geracao/655808?inheritRedirect=false](http://www.aneel.gov.br/informacoes-tecnicas/-/asset_publisher/CegkWaVJWF5E/content/big-banco-de-informacoes-de-geracao/655808?inheritRedirect=false). [Acesso em 11 2016].
- [4] M. Sperandio, "Planejamento da Operação da Geração - Despacho e Formação do Preço da Energia em Sistemas Hidrotérmicos," Santa Maria-RS, 2016.
- [5] ONS, "SINDAT - Sistema de Informações Geográficas Cadastrais do SIN," [Online]. Available: [http://www.ons.org.br/conheca\\_sistema/dados\\_tecnicos.aspx](http://www.ons.org.br/conheca_sistema/dados_tecnicos.aspx). [Acesso em 4 Dezembro 2016].
- [6] Brasil: O cenário econômico atual, Mercado & Estratégias, 2016. Disponível em: <http://www.mercadoseestrategias.com/news/brasil-o-cenario-economico-atual/> [Acesso em 01 Outubro 2016].