

RESTRIÇÕES DE UNIT COMMITMENT HIDRÁULICO NO PROBLEMA DE PROGRAMAÇÃO DIÁRIA DA OPERAÇÃO

Revisão Bibliográfica e Conceituação Geral



Eletrobras
Cepel

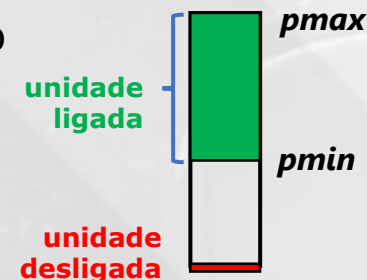
Equipe DESSEM

Workshop CPAMP
09/06/2022

O que envolve o problema de *unit commitment* hidráulico?

Representação do status ligada/desligada (ON/OFF) das unidades geradoras hidrelétricas

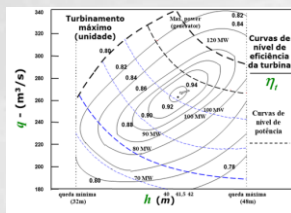
- ✓ Representar a possibilidade de ligar/desligar cada unidade ao longo do horizonte de despacho
- ✓ Requer variáveis inteiras, para representar a geração mínima da unidade (quando acionada), eventuais zonas proibidas e restrições ao acionamento/desligamento das unidades
- ✓ Custos de partida das unidades geradoras



Representação das curvas de eficiência individuais das turbinas / geradores

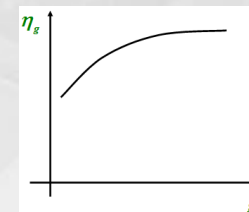
Eficiência da Turbina (η_t)

variável com a altura de queda e a vazão



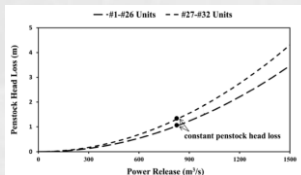
Eficiência do Gerador (η_g)

variável com a potência



Perdas de carga nos condutos

Variação não linear das perdas com a vazão

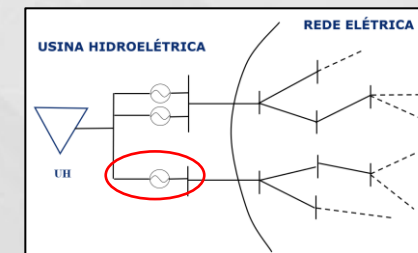


Estas questões aumentam o porte do problema (pela grande quantidade de unidades geradoras) e o tornam não convexo, aumentando a complexidade de sua resolução

O que é representado atualmente no DESSEM?

Geração por unidade geradora hidrelétrica para conexão à rede elétrica

- ✓ Representa-se a geração da usina como um todo, respeitando eventuais manutenções das unidades geradoras
- ✓ O status (ON/OFF) não é representado, mas **representa-se individualmente a conexão de cada unidade na rede**
- ✓ Portanto, restrições da rede elétrica podem limitar a injeção na barra e, portanto, impactar a geração de uma unidade e, conseqüentemente da usina



Variação não linear da geração hidrelétrica com a altura de queda líquida

$$GH = \rho Q [h_{mon}(V) - h_{jus}(Q + S)] (1 - k_{perd})$$

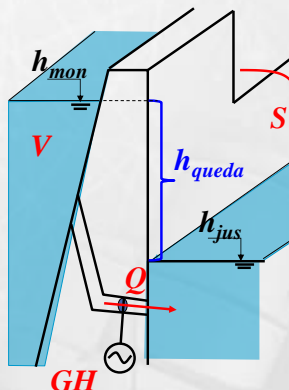
Produtibilidade específica

$$\rho = \eta_g \eta_t$$

Cota de montante é função não linear de (V)

Cota de Jusante é função não linear de Q e S

fator de perdas

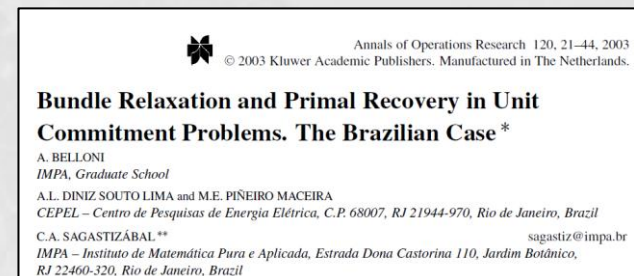


- ✓ Aproximação linear por partes dessa expressão, por usina (FPHA)
- ✓ Apenas **a produtibilidade específica** (MW/(m³/s).m) e **perdas unitárias** (m ou %) são consideradas constantes

Histórico de pesquisas sobre UCH no CEPEL

Formulação e resolução do problema de PDO com restrições de UCH

- ✓ Em 2002 o CEPEL, em parceria com o IMPA, desenvolveu uma modelagem baseada em Relaxação Lagrangeana (RL) com duplicação de variáveis para considerar restrições de *unit commitment térmico* no DESSEM
- ✓ Entre 2003 e 2004 a metodologia foi estendida, a partir de parcerias entre CEPEL, UFSC e IMPA, para restrições de *unit commitment hidráulico*
- ✓ Esta metodologia não teve desempenho satisfatório na época em termos de tempo computacional, e havia carência de dados para as usinas
- ✓ Assim, desde então todas as validações e usos do DESSEM pelo ONS e CCEE desde então não representaram o UCH, e o problema de despacho era resolvido por programação linear e depois MILP (com introdução do UCT)



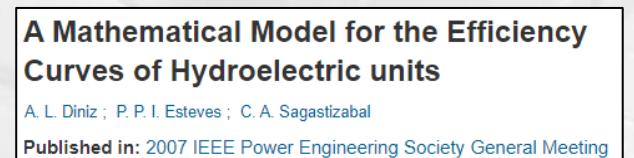
2003



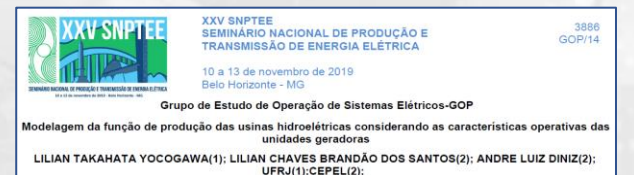
2004

Modelagem de curvas colinas

- ✓ Desenvolveu-se uma modelagem polinomial para as curvas colinas das unidades hidrelétricas
- ✓ Modelagem da curva para a usina como um todo a partir de curvas colinas teóricas para as unidades



2007

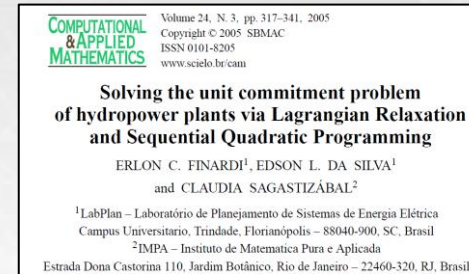


2019

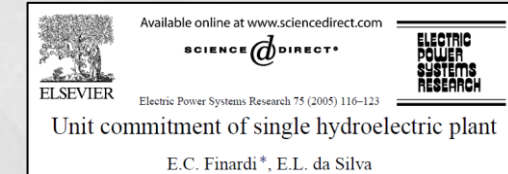
Pesquisas sobre UCH no Brasil (1/2)

UFSC/LabPlan

- ✓ Diversos trabalhos têm sido desenvolvidos, inicialmente com aplicação de **relaxação lagrangeana**, detalhando **especificidades adicionais do UCH** das usinas hidrelétricas, como zonas proibidas de operação
- ✓ Têm sido apresentados trabalhos comparando **diversas formulações da função de produção**, agregada por usina ou por unidade geradora
- ✓ Trabalhos mais recentes (ex: 2016, 2022) passaram a adotar também pacotes de MILP para resolver o problema
- ✓ Tamanhos dos problemas em geral reduzidos em relação à operação real do sistema como um todo
- ✓ Trabalhos mais recentes (2022) já apresentam resultados com o sistema brasileiro completo e estratégias interessantes de resolução do problema aplicando **processamento paralelo**



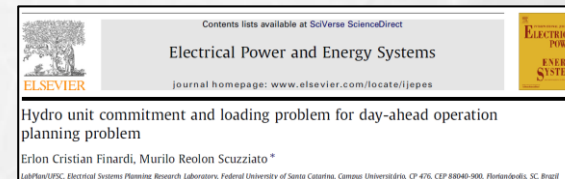
2005



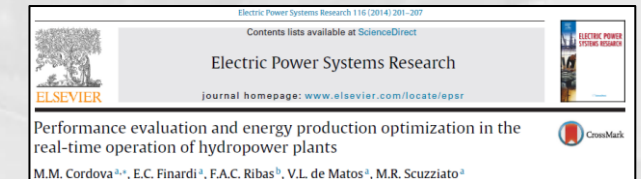
2005



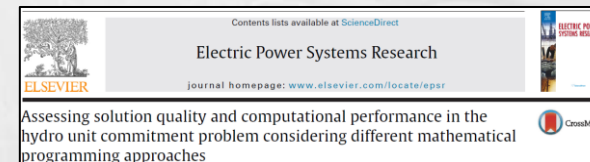
2006



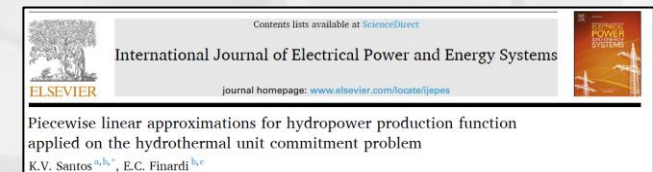
2013



2014



2016



2022



2022



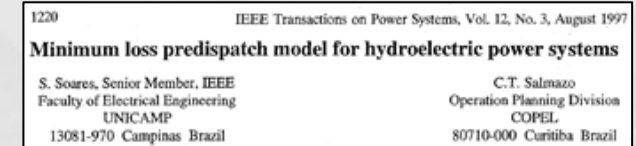
2022

Pesquisas sobre UCH no Brasil (2/2)

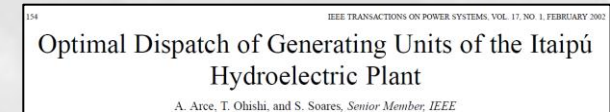
UNICAMP

- ✓ Têm estudado aspectos relacionados ao UCH desde a década de 90
- ✓ Representam alguns aspectos mais específicos, como custos de partida das unidades e quantidade de acionamentos ao longo do dia e
- ✓ Alguns trabalhos são dedicados ao “self-scheduling” individual de usinas, dada certa meta de geração ao longo do dia
- ✓ O trabalho mais recente resolve o problema com rede AC aplicando programação semi-definida para aproximar o problema não linear
- ✓ Tamanhos dos problemas ainda são reduzidos em relação à operação real do sistema como um todo

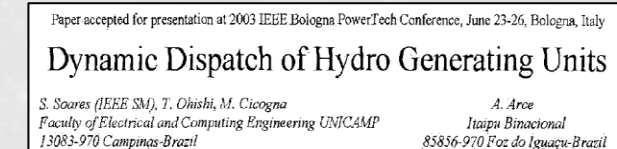
(ex (2015): 3 UHEs, sem UTEs, 57 barras/80 linhas, 24 períodos)



1997



1997



2003



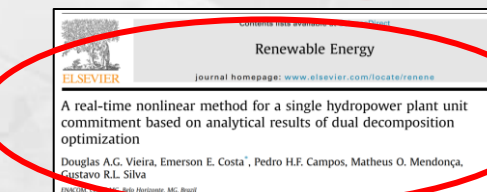
2015

UFMG

- ✓ Despacho puramente hidrelétrico (despacho térmico já definido)
- ✓ Fase de pré-processamento para construir um modelo MILP para a FPHA da usina, considerando zonas proibidas e curvas-colinas das unidades
- ✓ Problema final de otimização resolvido por usina, sem UCH
- ✓ Tamanho reduzido (1 ou 4 UHEs, sem UTEs, sem rede, 48 períodos)



2017



Pesquisas sobre UCH na literatura internacional

- Representação de curvas de eficiência das unidades é discutida **desde os anos 60**
- **Inicialmente, métodos heurísticos** (ad-hoc) com decomposição predominaram
- Há diversos trabalhos de **"self scheduling"**
- Decomposição por **Relaxação Lagrangeana** predominou nas décadas de **90 e 2000**
- Com avanço dos pacotes, resolução por **MILP** predomina **desde o final dos anos 2000**
- Modelagem com dados reais ("**data driven**" **models**) ao invés de fórmulas teóricas tem ganhado importância
- **Complexidade/tamanho do problema** para o sistema como um todo **ainda são reduzidos**

2020	C. Zhang and W. Yan, "Optimal Offering Strategy of a Price-Maker Hydro Producer Considering the Effects of Crossing the Forbidden Zones," in IEEE Access, vol. 8, pp. 10098-10109, 2020.	2008	Mariano, S.J.P.S., Catalão, J.P.S., Mendes, V.M., Ferreira, L.A.F.M., "Optimising power generation efficiency for head-sensitive cascaded reservoirs in a competitive electricity market", Int. Journ. Of Electrical Power and Energy Systems, v.30, n.2, pp. 125-133, 2008
2019	H. Skjelbred, J. Kong, "A comparison of linear interpolation and spline interpolation for turbine efficiency curves in short-term hydropower scheduling problems", IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, 2019	2008	Bisanovic, S., Hajro, M., Dlakic, M., "Hydrothermal self-scheduling problem in a day-ahead electricity market", Electric Power Systems Research, v.78, n.09, pp. 1579-1596, 2008
2019	J. Kong, H.I. Skjelbred, O. B. Fosso, "An overview on formulations and optimization methods for the unit-based short-term hydro scheduling problem", Electric Power Systems Research, v.178, 2020	2008	Borghetti, A., D'Ambrosio, C., Lodi, A., Martello, S., "An MILP approach for short-term hydro scheduling and unit commitment with head-dependent reservoir", IEEE Transactions on Power Systems, v. 23, n.3, pp. 1115-1124, Aug. 2008
2017	A. Hamman, G. Hug, S. Rosinski, "Real-Time Optimization of the Mid-Columbia Hydropower System", IEEE Transactions on Power Systems, v.32, n.1, Jan. 2017	2004	Breton, M., Hachem, S., Hammadia, A.G., "Accounting for losses in the optimization of production of hydroplants", IEEE Transactions on Energy Conversion, v.19, n.2, pp. 0346-0351, 2004
2016	T. Dal'Santo, A. S. Costa, "Hydroelectric unit commitment for power plants composed of distinct groups of generating units", Electric Power Systems Research, v.137, pp. 16-25, 2016	2002	Conejo, A.J., Arroyo, J.M., Contreras, J., Villamor, F.A., "Self-scheduling of a hydro producer in a pool-based electricity market", IEEE Transactions on Power Systems, v.17, n.4, pp. 1265-1272, 2002
2016	Séguin, S., Côté, P., Audet, C., "Self-Scheduling Short-Term Unit Commitment and Loading Problem", IEEE Transactions on Power Systems, v.31, n.01, pp. 0133-0142, 2016	2001	Siu, T.K., Nash, G.A., Shawwash, Z.K., "A practical hydro, dynamic unit commitment and loading model", IEEE Transactions on Power Systems, v.16, n.2, pp. 301-306, 2001
2016	Cheng, C., Wang, J., Wu, X., "Hydro unit commitment with a headsensitive reservoir and multiple vibration zones using MILP", IEEE Transactions on Power Systems, v.31, n.6, pp. 4842-4852, 2016	2001	Chang, G.W., Aganagic, M., Waight, J.G., et al, "Experiences with mixed-integer linear programming based approaches on short-term hydro scheduling", IEEE Transactions on Power Systems, v.16, n.4, pp. 0743-0749, 2001
2014	X. Li, T. Li, J. Wei, G. Wang, W. W.-G. Yeh, "Hydro unit commitment via mixed integer linear programming: A case study of the three gorges project, China", IEEE Transactions on Power Systems, v. 29, n.3, pp. 1232, 1241, 2014	2001	J. Garcia-Gonzalez, G. A. Castro, "Short-term hydro scheduling with cascaded and head-dependent reservoirs based on mixed-integer linear programming", IEEE Power Tech Conference, Porto, Portugal, Sept. 2001
2014	Ansari, M., Amjadi, N., Vatani, B., "Stochastic security-constrained hydrothermal unit commitment considering uncertainty of load forecast, inflows to reservoirs and unavailability of units by a new hybrid decomposition strategy", IET Gener., Transm. & Distrib., v.08, n.12, pp. 1900-1915, 2014	2000	Philpott, A., Craddock, M., Waterer, H., "Hydro-electric unit commitment subject to uncertain demand", European journal of operational research, v.125, n.2, pp. 0410-0424, 2000
2014	G. Hidalgo, D. G. Fontante, J. E. G. Lopes, J. G. P. Andrade, A. F. De Angelis, "Efficiency Curves for Hydroelectric Generating Units", Journal of Water Resources Planning and Management, v. 140, n.1, pp. 86-92, 2014	2000	Manzanedo, F., Castro, J.L., Pérez-Donsón, M., "Application of evolutionary techniques to short-term optimization of hydrothermal systems", International Conference on Power Systems Technology - POWERCON, 2001
2013	Lima, R.M., Marovecchio, M.G., Novais, A.Q., Grossman, I.E., "On the computational studies of deterministic global optimization of head dependent short-term hydro scheduling", IEEE Transactions on Power Systems, v.28, n.4 pp. 4336-4347, 2013	1998	Ponrajah, R.A., Witherspoon, J., Galliana, F.D., "Systems to optimize conversion efficiencies on Ontario Hydro's hydroelectric plants", IEEE Transactions on Power Systems, v.13, n.3, pp. 1044-1050, 1998
2013	B. Tong, Q. Zhai, X. Guan, "An MILP based formulation for short-term hydro generation scheduling with analysis of the linearization effects on solution feasibility", IEEE Transactions on Power Systems, v. 28, n.4, pp. 3588-3597, 2014	1997	Li, C., Hsu, E., Svoboda, A.J., et al, "Hydro unit commitment in hydro thermal optimization", IEEE Transactions on Power Systems, v.12, n.2, pp. 0764-0769, 1997
2012	C. Cheng, J. Shen, X. Wu, "Short-Term Scheduling for Large-Scale Cascaded Hydropower Systems with Multivibration Zones of High Head", Journal of Water Resources Planning and Management, 10.1061/(ASCE)WR.1943-5452.0000174, 2012	1997	Nilsson, O., Sjökvist, D., "Variable splitting applied to modeling of start-up costs in hydro generation scheduling", IEEE Transactions on Power Systems, v.12, n.2, pp. 0770-0775, 1997
2011	Diaz, F.J., Contreras, J., Muñoz, J.J., Pozo, D., "Optimal scheduling of a price-taker cascaded reservoir system in a pool-based electricity market", IEEE Transactions on Power Systems, v.26, n.2, pp. 0604-0615, 2011	1996	George, J.A., Read, E.G., Kerr, A.L., Rosenthal, R.E., "Optimal scheduling of hydro stations: an integer Programming model", Technical Report, Energy Modelling Research Group Department of Management University of Canterbury, 1996
2011	J.C. Galvis, A. Padilha-Feltrin, J.M. Yusta Loyo, "Cost assessment of efficiency losses in hydroelectric plants", Electric Power Systems Research, v. 81, n.10, pp. 1886-1873, 2011	1996	Tufegdzic, N., Frowd, R.J., Standin, W.O., "A coordinated approach for real-time short-term hydro scheduling", IEEE Transactions on Power Systems, v.11, n.4, pp. 1698-1704, 1996
2011	I. Passos, "Metodologia de obtenção de curvas de colina usando redes neurais para geração hidroelétrica", Dissertação de Mestrado, Universidade do Pará, 2011	1994	Piekutowski, M.R., Litwinowicz, T., Frowd, R.J., "Optimal Short-term scheduling for a large-scale cascaded hydro system", IEEE Transactions on Power Systems, v.09, n.2, pp. 0805-0811, 1994
2010	Pérez-Díaz, J.I., Wilhelmi, J.R., Sánchez-Fernández, J.A., "Short-term operation scheduling of a hydropower plant in the day-ahead electricity market", Electric Power Systems Research, v.80, n.12, pp.1535-1542, 2010	1993	Rux, L.M., "An incremental economic dispatch method for cascaded hydroelectric power plants", IEEE Transactions on Power Systems, v.08, n.3, pp. 1266-1273, 1993
2010	J. P. S. Catalão, H. M. I. Pousinho, V. M. F. Mendes, "Scheduling of head-dependent cascaded reservoirs considering discharge, ramping constraints and start/stop of units", International Journal of Electrical Power and Energy Systems, v.32, n.8, pp. 904-910, Oct. 2010.	1992	Ferreira, L.A.F.M., "Short-term scheduling of a pumped-storage power plant", IEE Proc., part C - Gen, Transm, Distr, v.139, n.06, pp. 0521-0528, 1992
2010	J. P. S. Catalão, H. M. I. Pousinho, V. M. F. Mendes, "Mixed-integer nonlinear approach for the optimal scheduling of a head-dependent hydro chain", Electric Power Systems Research, V.80, N.8, PP, 935-942, Aug. 2010	1988	Heinsson, E.B., "Optimal short term operation of a purely hydroelectric system", IEEE Transactions on Power Systems, v.3, n.3, pp.1072-1077, 1988
2010	Grace Hechme-Doukopoulos, Sandrine Brignol-Charoussat, Jérôme Malick, Claude Lemaréchal, "The short-term electricity production management problem at EDF. Optima Newsletter - Mathematical Optimization Society", 84, pp. 2-6, 2010	1986	Allen, R.B., Bridgeman, S.G., "Dynamic programming in hydropower scheduling", Journal of Water Resources Planning and Management, v.112, n.3, pp. 0339-0353, 1986
2010	C. D'Ambrosio, A. Lodi, S. Martello, "Piecewise linear approximation of functions of two variables in MILP models", Operations Research Letters, v.28, pp. 39-46, 2010	1986	Neva, R., Inda, A., Frausto, J., "CHT: A Digital Computer Package for Solving Short Term Hydro-Thermal Coordination and Unit Commitment Problems", IEEE Transactions on Power Systems, v.01, n.3, pp. 0168-0174, 1986
2009	"Catalão, J.P.S., Mariano, S.J.P.S., Mendes, V.M., Ferreira, L.A.F.M., "Scheduling of head-sensitive cascaded hydro systems: A nonlinear approach", IEEE Transactions on Power Systems, v.24, n.1, pp. 0337-0346, 2009"	1986	El-Hawary, M.E., Kumar, M., "Optimal Parameter Estimation for Hydro-Plant Performance Models in Economic Operation Studies", IEEE Transactions on Power Systems, v.1, n.4, pp.126-131, 1986

O problema de PDO com UCT + UCH + usinas em cascata (tempo de viagem) + FPHA não linear + rede elétrica com restrições de segurança ainda é um desafio, mesmo no caso determinístico

PROPOSTA DE MODELAGEM DAS RESTRIÇÕES DE UNIT COMMITMENT HIDRÁULICO (UCH) NO MODELO DESSEM



Eletrobras
Cepel

Equipe DESSEM

Workshop CPAMP
09/06/2022

Contextualização

- ✓ Tem sido demandada, pelo ONS, a representação das restrições de *unit commitment* hidráulico (UCH) no DESSEM, de forma a minimizar procedimentos do “pós-DESSSEM”
- ✓ A atividade foi priorizada pela CPAMP, tendo sido elaborada uma proposta pelo CEPEL

Principais premissas da modelagem proposta pelo CEPEL

➤ Disponibilidade dos dados

- ✓ Curvas colinas individuais por gerador podem não estar disponíveis ou representar dados defasados devido à idade das unidades

➤ Tratabilidade de resolução do problema no tempo disponível para os processos do ONS e CCEE, contemplando todos os casos

➤ Utilização de dados cadastrais e de histórico operativos das usinas, obtidos pelo GTDP (ONS)

- ✓ Curvas de produtividade específicas variáveis com altura de queda e vazão
- ✓ Curvas de perdas nos condutos variáveis com a vazão

Dados **por usina** em função da
quantidade de unidades
acionadas

Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL	
Relatório de Projeto – DSE - 999 / 2022	
Cliente: CPAMP	
A pesquisa que controla o futuro	
Título: Proposta de modelagem das restrições de unit commitment hidráulico e curvas de eficiência para o modelo DESSEM	Nº de Páginas: 54 Nº de Anexos: 0
Dados do Cliente: Comissão Permanente Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico - GT-Metodologia/CPAMP	
Responsável: Rodrigo Sacchi (CCEE) e-mail: rodrigo.sacchi@ccee.org.br	
Departamento: Departamento de Sistemas Eletroenergéticos - DSE Centro de Lucro: C230000101 Centro de Custo: C205000026	
Resumo: O objetivo deste documento é descrever a proposta metodológica, desenvolvida pelo CEPEL, para modelagem das principais restrições de unit commitment das usinas hidrelétricas no modelo DESSEM. A metodologia, dividida em quatro fases, compreende: (i) compatibilização da modelagem da função de produção das usinas hidrelétricas com os últimos aprimoramentos desenvolvidos nas LIBs para o modelo DECOMP; (ii) inclusão de variáveis inteiras para o status ligada/desligada das unidades geradoras, de forma a contemplar o requisito de geração mínima enquanto ligada e restrições associadas a essas variáveis; (iii) consideração do status das unidades nas restrições de reserva de potência; (iv) construção e modelagem, no problema de otimização, de uma função de produção hidrelétrica composta de várias curvas, uma para cada quantidade de unidades acionadas.	
Observações:	
Autores: André Luiz Diniz Souto Lima - Cepel Luis Fernando Elyas Cerqueira da Silva - Cepel Carlos Henrique de Medeiros Sabola - Cepel	Palavras-Chave: Unit commitment hidráulico, Função de produção hidrelétrica; programação linear; inteira-mista; programação diária da operação
Classificação de acesso: <input checked="" type="checkbox"/> Público <input type="checkbox"/> Interno <input type="checkbox"/> Setorial <input type="checkbox"/> Confidencial	
Aprovação e data de emissão FLAVIO RODRIGO DE MIRANDA ALVES:73064645749 Assinado de forma digital por FLAVIO RODRIGO DE MIRANDA ALVES:73064645749 Data: 2022.04.05 15:19:16 -03'00' Flávio Rodrigo de Miranda Alves Chefe do Departamento de Sistemas Eletroenergéticos - DSE Tel.: 21-2598-6258 E-mail: frma@cepel.br	Aprovação e data de emissão MAURICIO BARRETO LISBOA:9640044778 Assinado de forma digital por MAURICIO BARRETO LISBOA:9640044778 Data: 2022.04.05 15:27:07 -03'00' Maurício Barreto Lisboa Diretor de Tecnologia
<small>Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL Sede: Av. Horácio Miranda, 254 - Cidade Universitária - CEP 21941-911 - Rio de Janeiro - RJ - Brasil - Tel.: 21 2598-6000 Unidade Administrativa: Av. Glória, 5505 - Adriaopolis - CEP 35033-121 - Nova Iguaçu - RJ - Brasil - Tel.: 21 2566-6200 Endereço Postal: CEPTEL Caixa Postal 68007 - CEP 21941-971 - Rio de Janeiro - RJ - Brasil / Endereço Eletrônico: cepel@cepel.br F-CO-005 REV. 5, 04/10/2021</small>	

(disponível em
<http://www.cepel.br/produtos/otimizacao-energetica/documentacao-tecnica/>)

Etapas de implementação do UCH

✓ A proposta do CEPEL foi dividida em 4 fases:

+ Contribuições da CPAMP
/ Comunidade científica

Compatibilização com a FPHA atual do DECOMP

- **Fase 1:** compatibilização da FPHA do DESSEM com aprimoramentos já validados e utilizados oficialmente no DECOMP

Status das unidades geradoras

- **Fase 2:** Inclusão de restrições de alocação/operação por unidade e FPHA por usina
- **Fase 3:** Restrições de reserva de potência considerando os status das unidades geradoras

Detalhamento na construção da FPHA

- **Fase 4:** Modelagem da FPHA por Quantidade de Unidades Geradoras Acionadas

+ Eficientização/implementação de estratégias para redução do tempo computacional

Fase 1: Compatibilização com os aprimoramentos na FPHA do DECOMP

Funcionalidades já incorporadas ao DECOMP

- Mais recentemente, foram desenvolvidos aprimoramentos na Modelagem da Função de Produção Hidrelétrica aproximada (FPHA) no modelo DECOMP
 - 1) **Polinômios por partes para as cotas de jusante** das usinas hidroelétricas
 - 2) Impacto na FPHA de **vazões laterais** que afetam a cota do canal de fuga
 - 3) Aprimoramentos e ajustes adicionais no **algoritmo de construção da FPHA**
 - 4) **Produtibilidade variável** do conjunto de turbinas/geradores com a altura de queda x Vazão

Perdas nos condutos variáveis com a vazão turbinada



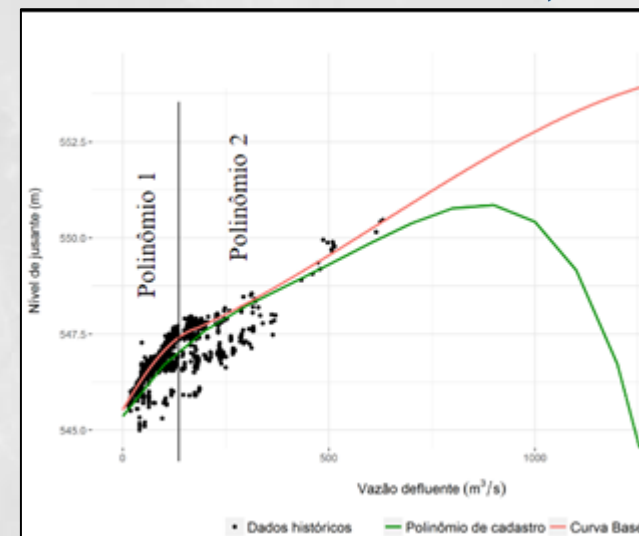
Todas essas funcionalidades estarão disponíveis para o DESSEM, mantendo compatibilidade com o DECOMP, e representando melhor ainda a realidade operativa das usinas

- A implementação desses será feita aproveitando-se o **MESMO** código utilizado no DECOMP
 - ✓ Arquivos de E/S em formato CSV, com leitura e validação comuns aos modelos
 - ✓ Modelos DECOMP e DESSEM estarão 100% compatíveis, a todo o momento (validações de aprimoramentos podem ser feitas de forma simultânea nos dois modelos)

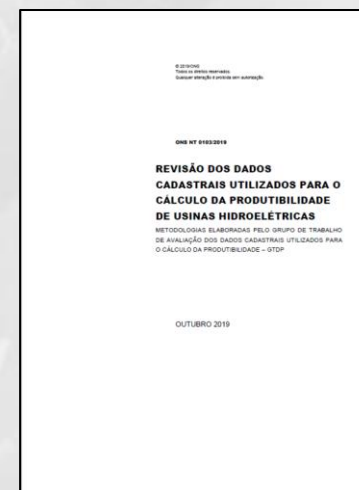
1) Polinômios por partes para a cota do canal de fuga

Polinômio por partes

- ✓ Atualmente, uma usina pode ter vários polinômios para a cota do canal de fuga, um para cada possível valor de referência da cota de montante da usina de jusante (caso haja remanso)
- ✓ O aprimoramento consiste em **estender cada polinômio para uma função polinomial por partes**, visando dar maior acurácia, uma vez que permite que se ajustem diversos polinômios para modelar cada curva, um para cada domínio da função



Fonte: ONS

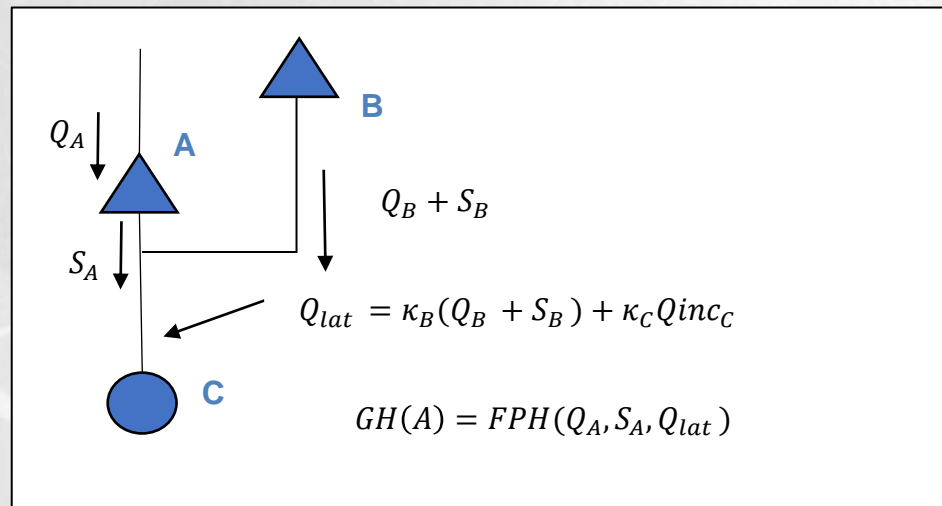


Os polinômios por partes foram calculados pelo GTDP, do ONS, e já fornecidos como dados de entrada para as execuções oficiais com o DECOMP

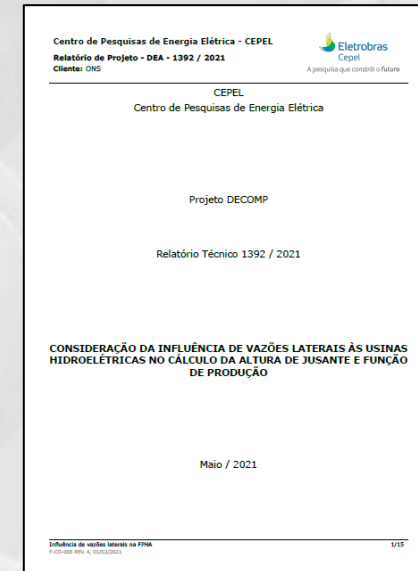
2) Influência de vazões laterais na FPHA

Impacto na FPHA de vazões laterais que afetam a cota do canal de fuga

- ✓ Algumas usinas têm a sua cota de jusante influenciadas por uma vazão “lateral” proveniente de defluência de uma outra usina “paralela” a ela, ou de uma vazão incremental que chega a uma usina próxima a ela, por questões de remanso da água



$$Q_{lat}^i = kt \times Q_{turb}^i + kv \times Q_{vert}^i + \sum_{n \in \Omega_u} ku_n \times Q_{def}^n + \sum_{m \in \Omega_p} kp_m \times Q_{incr}^m$$



Fonte: Relatório Técnico CEPEL 2021/1392

3) Aprimoramentos adicionais na FPHA

Melhorias na aproximação Secante do vertimento

- ✓ Na definição da janela máxima, caso a MLT da usina seja nula, passa a ser considerado 2x o Engolimento máximo do gerador
- ✓ O processo de cálculo do ponto central do corte passa a ser feito através do cálculo de uma média dos pontos de uma grade que pertencem aquele corte

Algoritmo de cálculo do envelope convexo ND

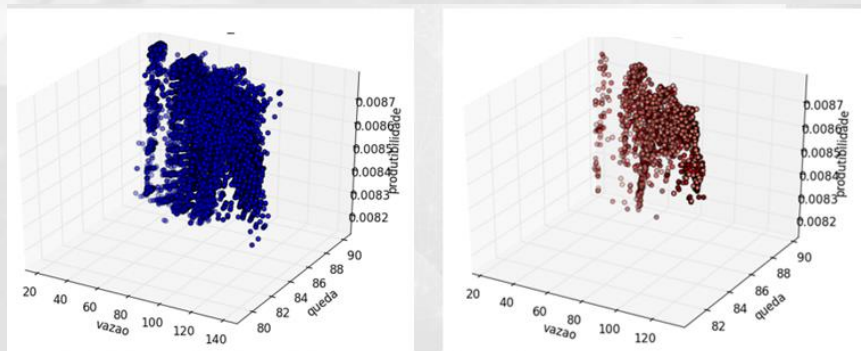
- ✓ algoritmo único (usinas a fio/d'água ou reservatório), robusto e mais eficiente para cálculo do envelope convexo N-Dimensional
- ✓ atende às novas características (não diferenciabilidade) da função de produção exata (FPH)

Procedimento de agregação de cortes semelhantes

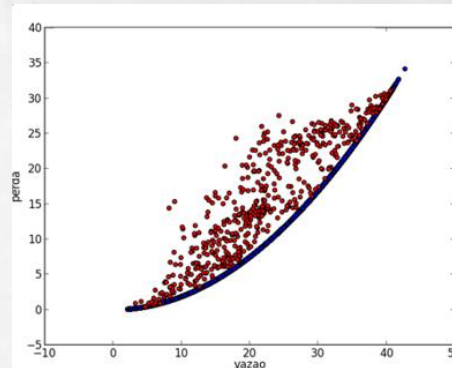
- ✓ Aprimorado, de forma a passar a considerar a média dos cortes agregados, ao invés de considerar apenas o valor de um dos cortes

4) Produtibilidade das turbinas e Perdas nos condutos variáveis

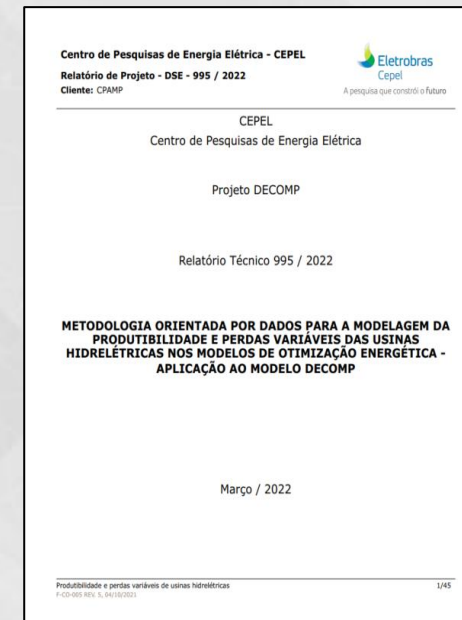
Produtibilidade das turbinas em função da altura de queda e da vazão



Perdas nos condutos em função da vazão turbinada



— DECOMP (médias semanais)
— DESSEM (valores horários)



Fonte: Relatório Técnico CEPEL 2022/995

Mesma metodologia desenvolvida no âmbito do GT-Met da CPAMP e validada na FT-DECOMP, porém sugere-se **trabalhar com os dados horários** ao invés dos dados semanais, e modelando **uma curva para cada quantidade de unidades ligadas**

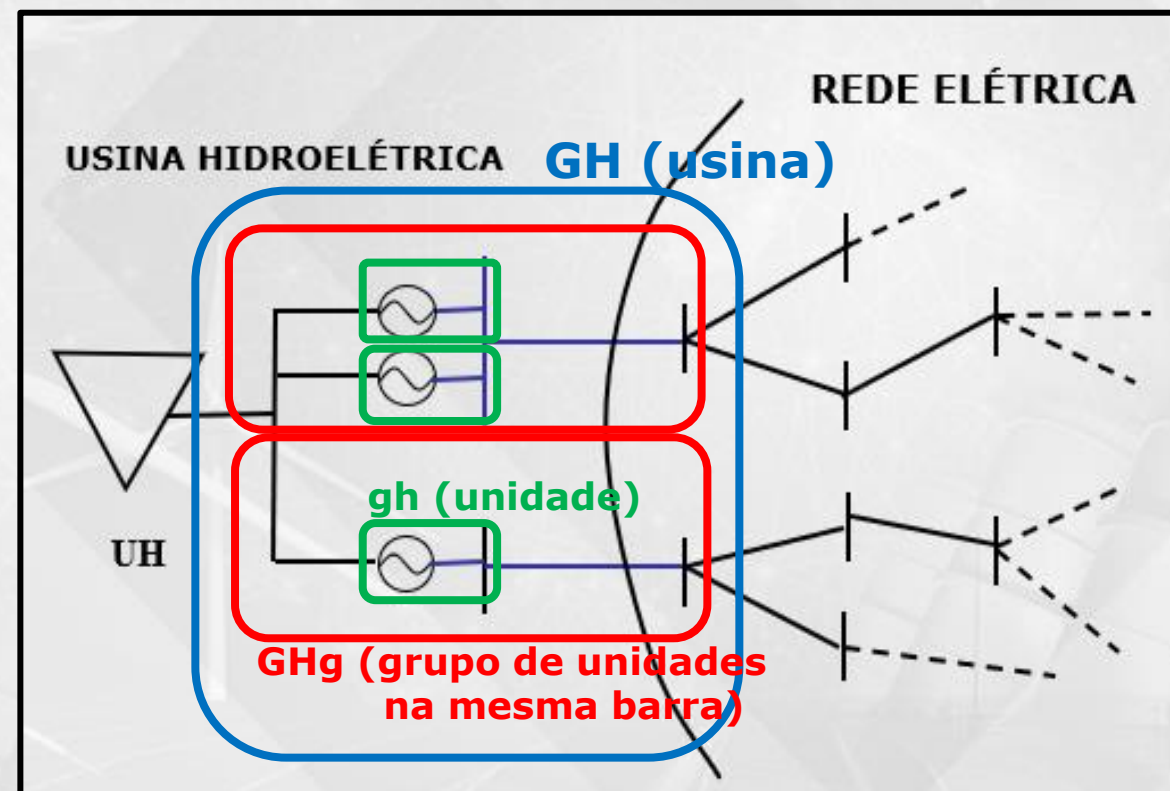
✓ Alteração apenas nos **valores** dos dados das grades em relação ao DECOMP

Fase 2: Inclusão de restrições de alocação/operação por unidade e FPHA por usina

Representação das usinas e unidades hidrelétricas

Há 3 níveis de representação da geração das usinas hidrelétricas no problema de otimização

- ✓ Para a função de produção hidrelétrica (FPHA), considera-se a **geração da usina como um todo (GH)**, pois a operação de uma unidade afeta a cota do canal de fuga (comum) e há uma variação não linear da produtividade da usina com a altura de queda
- ✓ Para as restrições elétricas (RE), considera-se a geração da usina como um todo ou de determinado conjunto de máquinas (se for o caso)
- ✓ Para as restrições operativas hidráulicas considera-se o **turbinamento/ vertimento da usina como um todo**
- ✓ Eventuais restrições da rede elétrica impactam a geração total de **"grupos de geradores" conectados a mesma barra (GHg)**
- ✓ As restrições de Unit Commitment Hidráulico, impactam a **geração e turbinamento de cada unidade geradora (gh)**



Modelagem da alocação (ON/OFF) das unidades geradoras

Status das unidades geradoras

- ✓ Variável de status de geração (0:desligada;1:ligada) $u_{H_i}^t \in \{0,1\}$
- ✓ Variável de status "síncrono" (geração nula) (0:desligada;1:ligada) $u_{HS_i}^t \in \{0,1\}$
- ✓ Variável de status "vazio" (geração nula) (0:desligada;1:ligada) $u_{HV_i}^t \in \{0,1\}$

Operação em síncrono: A unidade pode ser colocada em modo de operação "síncrono" para impedir uma operação de desligamento. Pode ser utilizada para controle de injeção de reativos na rede elétrica.

➡ A unidade pode estar então em 4 status diferentes:

- ✓ desligada ($u_{H_i}^t = 0, u_{HS_i}^t = 0, u_{HV_i}^t = 0$)
- ✓ gerando ($u_{H_i}^t = 1, u_{HS_i}^t = 0, u_{HV_i}^t = 0$)
- ✓ operando em síncrono ($u_{H_i}^t = 0, u_{HS_i}^t = 1, u_{HV_i}^t = 0$)
- ✓ operando em vazio ($u_{H_i}^t = 0, u_{HS_i}^t = 0, u_{HV_i}^t = 1$)

Operação em vazio: A unidade pode ser colocada para atender a reserva de potência, no entanto, possui geração nula.

Modelagem da alocação (ON/OFF) das unidades geradoras

Equação para proibir que usina opere em geração e síncrono simultaneamente:

$$u_{Hi}^t + u_{HSi}^t + u_{HVi}^t \leq 1$$

Equação de composição de partida de cada unidade geradora

✓ Mudança de estado:

$$sth_i^t \geq [(u_{Hi}^t) - (u_{Hi}^{t-1})]$$

$$sthS_i^t \geq [(u_{HSi}^t) - (u_{HSi}^{t-1})]$$

$$sthV_i^t \geq [(u_{HVi}^t) - (u_{HVi}^{t-1})]$$

✓ Custo:
(CH_i : custo de acionamento)

$$csth_i^t = CH_i \times [sth_i^t + sthS_i^t + sthV_i^t]$$

$consP_{ij}$: consumo de água da unidade i da usina j

Equação de consumo de água de partida:

$$V_j^t = V_j^{t-1} + \varsigma^t \left[I_j^t + \sum_{k \in M_i} (Q_k^t + S_k^t) + \sum_{k \in M_{tvj}} (Q_k^{t-\tau_{kj}} + S_k^{t-\tau_{kj}}) - (Q_j^t + S_j^t) + (...) - \sum_{i=1}^{nh_j} consP_{ij} \times (sth_i^t + sthV_i^t) \right]$$

Modelagem da operação das unidades geradoras

Turbinamento das unidades geradoras

- ✓ Restrição de **turbinamento mínimo** da unidade (se acionada) $\underline{q}_i \cdot u_{H_i}^t \leq q_i^t \leq \overline{q}_i \cdot u_{H_i}^t$
- ✓ Equação de composição do turbinamento da usina (para uso na FPHA) $Q_i^t = \sum_{j \in i} q_j^t$

Geração das unidades geradoras

- ✓ Restrição de **geração mínima** (se acionada) $\underline{gh}_i \cdot u_{H_i}^t \leq gh_i^t \leq \overline{gh}_i \cdot u_{H_i}^t$
- ✓ Equação de composição de geração por usina $GH_i^t = \sum_{j \in i} gh_j^t$

Restrições de UCH

Tempo mínimo ligado (TOn)

$$\sum_{p=t}^{t+TOn} u_{Hi}^p \geq TOn \cdot (u_{Hi}^t - u_{Hi}^{t-1})$$

Tempo mínimo desligado (TOff)

$$\sum_{p=t}^{t+TOff} (1 - u_{Hi}^p) \geq TOff \cdot (u_{Hi}^{t-1} - u_{Hi}^t)$$

Número máximo de mudanças de estado ao longo do horizonte

$$\sum_t (sth_i^t + sthS_i^t + sthV_i^t) \leq N_{max}$$

Aspectos adicionais incorridos na partida das unidades:

- ✓ **Custo de partida:** em princípio baseia-se em estudos de longo prazo (perda de vida útil da unidade)
- ✓ **Perda de água:** defluência adicional (sem geração) pela água perdida no processo de partida/desligamento

Restrições de UCH - Síncrono

Tempo mínimo operando em síncrono (TOnS)

$$\sum_{p=t}^{t+TOnS} u_{HS_i}^p \geq TOnS \cdot (u_{HS_i}^t - u_{HS_i}^{t-1})$$

Consumo de carga na operação em síncrono

$$\sum_{j \in \Omega_{SH_k}} GH_j^t + \sum_{j \in \Omega_{ST_k}} gt_j^t \sum_{j \in \Omega_{SI_k}} (Int_{jk}^t - Int_{kj}^t) + (...) - \sum_{j \in \Omega_k} \sum_{i=1}^{nh_j} (consCsc_{ji} \times u_{HS_i}^t) = D_k^t$$

Restrições de UCH - Vazio

Tempo mínimo operando em vazio (TOnV)

$$\sum_{p=t}^{t+TOnV} u_{HV_i}^p \geq TOnV \cdot (u_{HV_i}^t - u_{HV_i}^{t-1})$$

Consumo de carga na operação em vazio

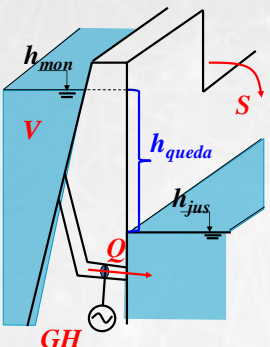
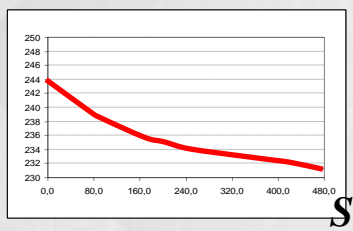
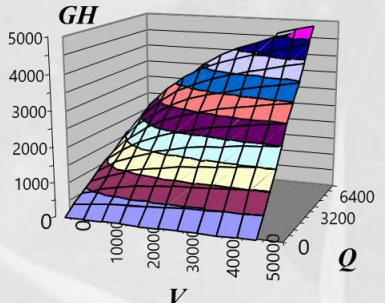
$$\sum_{j \in \Omega_{SH_k}} GH_j^t + \sum_{j \in \Omega_{ST_k}} gt_j^t \sum_{j \in \Omega_{SI_k}} (Int_{jk}^t - Int_{kj}^t) + (...) - \sum_{j \in \Omega_k} \sum_{i=1}^{nh_j} (consCV_{ji} \times u_{HV_i}^t) = D_k^t$$

Equação de consumo de água de partida:

$$V_j^t = V_j^{t-1} + \varsigma^t \left[\left(I_j^t + \sum_{k \in M_i} (Q_k^t + S_k^t) + \sum_{k \in M_{tv_j}} (Q_k^{t-\tau_{kj}} + S_k^{t-\tau_{kj}}) \right) - (Q_j^t + S_j^t) + (...) - \sum_{i=1}^{nh_j} consP_{ij} \times (sth_i^t + sthV_i^t) \right]$$

FPHA por usina com operação por unidade geradora

FPHA por usina

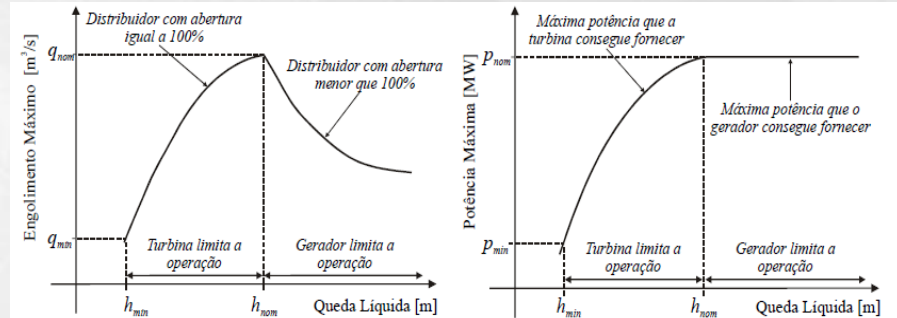


Fonte: Manual DESSEM

$$GH = \rho \times Q \times [h_{mon}(V) - h_{jus}(Q + S)] \times (1 - k_{perd})$$

Engolimento Máximo por usina

- ✓ Engolimento máximo da usina como um todo em função da altura de queda



Fonte: Manual DESSEM

$$Q_{max_T} = \left(\frac{h_l(q_{def})}{h_{ef}} \right)^\alpha \times q_{ef}$$

Nesta Fase 2 da implementação, não há alteração em relação a essas modelagens em relação à Fase 1

Fase 3: Restrições de reserva de potência considerando os status das unidades geradoras

Reserva de Potência considerando status das unidades

Extensão das atuais restrições de reserva de potência (AREACONT/RESPOT) para:

- ✓ Considerar, nas restrições de reserva, as contribuições somente das unidades geradoras que estão de fato acionadas

$$\sum_{i \in \Omega_k} \left(\overline{gh}_i^t \times (u_{H_i}^t + u_{HV_i}^t) - gh_i^t \right) \geq ReservaP_k^t \quad (\text{obs: } gh_i^t = 0, \text{ se } u_{H_i}^t = 0 \text{ ou } u_{HV_i}^t)$$

- ✓ Extensão das restrições para o caso de reserva “negativa”

$$\sum_{i \in Rest_k} \left(gh_i^t - \underline{gh}_i^t \times u_{H_i}^t \right) \geq ReservaN_k^t$$

Reserva negativa: soma das diferenças entre a geração despachada e a geração mínima das unidades, que é importante para absorver eventuais reduções na carga (por exemplo, quando há aumento de geração de fontes não despacháveis, como eólica e solar)

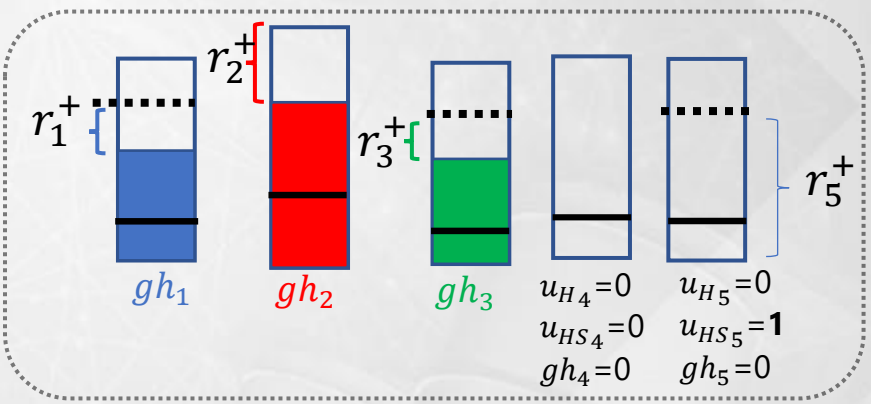
Contribuição de cada usina para a reserva POSITIVA

- ✓ Para fins de cálculo da reserva positiva, deve ser considerada também a limitação da contribuição do conjunto de unidades de cada usina devido ao **engolimento máximo** da usina como um todo
- ✓ Devem ser levadas também em consideração, imposições de **geração máxima** referentes a eventuais **restrições RE e DREF** individuais para cada usina

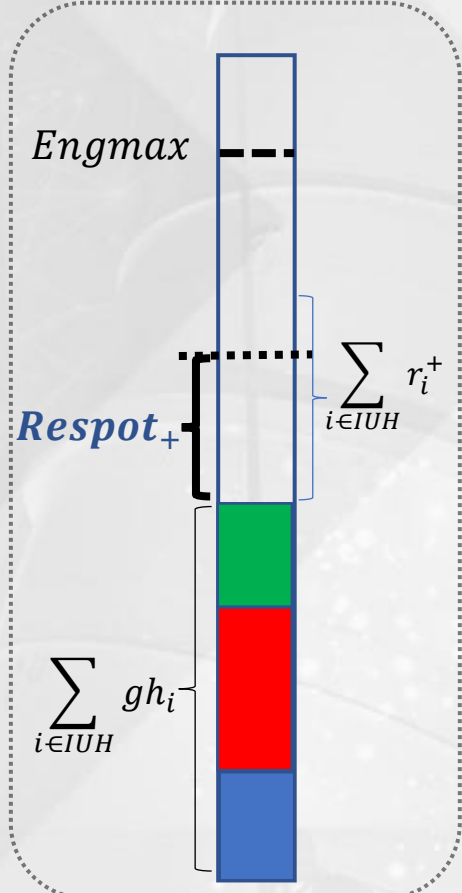
Contribuição de cada unidade i para a reserva:

$$r_i^+ = \underbrace{u_{Hi} \times \min(\overline{gh_i}, \overline{DREF_i}) - gh_i}_{\text{unidades em geração}} + \underbrace{u_{HVi} \times \min(\overline{gh_i}, \overline{DREF_i})}_{\text{unidades em vazio}}$$

Reserva de potência POSITIVA final para a usina

$$Respot_+ = \min \left\{ \underbrace{\sum_{i \in IUH} r_i^+}_{\text{Soma das contribuições das unidades}}; \underbrace{Engmax - \sum_{i \in IUH} gh_i}_{\text{Limitação por engolimento máximo}}; \underbrace{\overline{RE} - \sum_{i \in IUH} gh_i}_{\text{Limitação por restrição RE}} \right\}$$


unidades geradoras da usina



usina como um todo

..... Geração máxima por DREF (\overline{DREF}) ou RE (\overline{RE}) para unidade ou usina sozinha na restrição
-- Engolimento Máximo da usina

Contribuição de cada usina para a reserva **NEGATIVA**

- ✓ Devem ser levadas em consideração imposições de **geração mínima** individuais para as unidades e eventuais limites inferiores de **restrições RE e DREF** impostas às usinas ou unidades

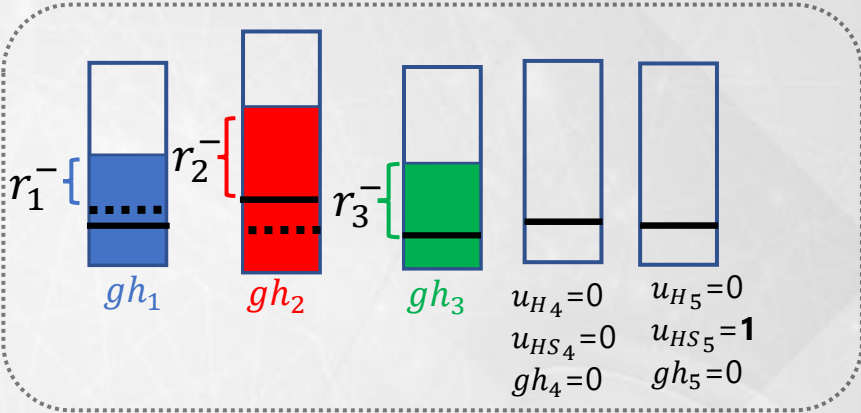
Contribuição de cada unidade *i* para a reserva:

$$r_i^- = gh_i - u_{Hi} \times \max \{ \underline{gh_i}, \underline{DREF_i} \}$$

(apenas unidades com geração)

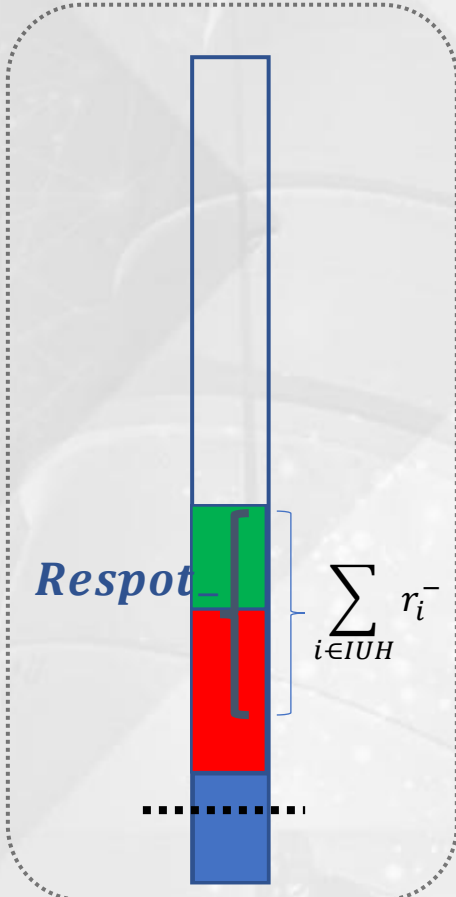
Reserva de potência **NEGATIVA** final para a usina

$$Respot_- = \min \left\{ \underbrace{\sum_{i \in IUH} r_i^-}_{\text{Soma das contribuições das unidades}}; \underbrace{\sum_{i \in IUH} gh_i - \underline{RE}}_{\text{Limitação por restrição RE}} \right\}$$



unidades geradoras da usina

- Geração mínima por DREF (DREF) ou RE (RE) para unidade ou usina sozinha na restrição
- Geração Mínima de cada unidade



usina como um todo

Quantidade mínima de unidades ligadas (geração ou vazio)

- ✓ Define-se um conjunto de usinas
- ✓ Para cada conjunto, definem-se diversos intervalos de carga
- ✓ Para cada conjunto de usinas e intervalos de carga, definem-se um número mínimo de unidades ligadas, para cada intervalo de valores para determinada DREF “controladora”

Usinas	Carga do SIN	Número mínimo		Referência
		(*)GPC < 5.500 MW OU Σ Bipolos > 12.000 MW	(*)GPC ≥ 5.500 MW E Σ Bipolos ≤ 12.000 MW	
Furnas L.C. Barreto Marimbondo A. Vermelha Nova Ponte Emborcação Ilha Solteira Capivara	82.000 ≤ Carga do SIN	42	28	49
	78.000 ≤ Carga do SIN < 82.000	40	28	46
	72.000 ≤ Carga do SIN < 78.000	35	28	40
	63.000 ≤ Carga do SIN < 72.000	30	28	35
	58.000 ≤ Carga do SIN < 63.000	27	27	30
	Carga do SIN < 58.000	23	23	25

<div><div>ONS</div><div>Operador Nacional do Sistema Elétrico</div></div> <div>Manual de Procedimentos da Operação - Módulo 5 - Submódulo 5.12</div>			
Mensagem operativa	Código	Item	Vigência
Número mínimo de máquinas sincronizadas na região Sul e Sudeste	MOP/ONS 258-S/2021	3.8.	29/06/2021

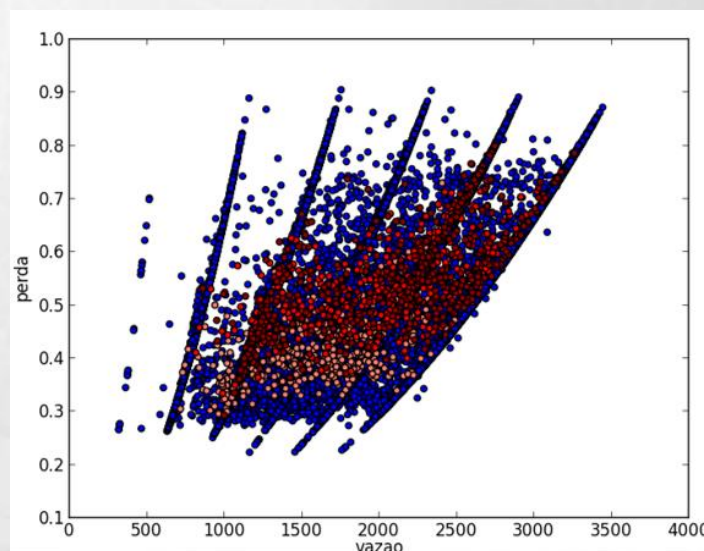
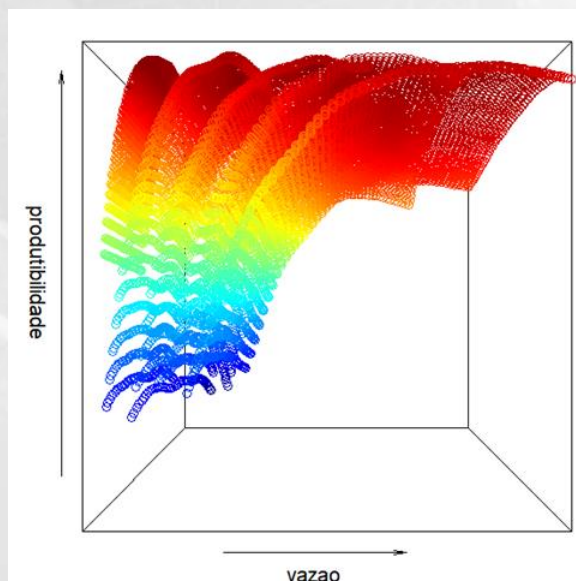
Fonte: MOP/ONS 258-S/2021

Fase 4: Modelagem da FPHA por Quantidade de Unidades Geradoras Acionadas

Modelagem das curvas de produtividade e perdas por quantidade de unidades ligadas

Ao invés de ajustar uma curva média por usina, deve-se ajustar uma curva para cada quantidade de unidades acionadas

- ✓ Opcional, dependendo da adequação dos dados
- ✓ Deve-se incluir a quantidade de unidades no formato de dados dos arquivos (*perdahidraulica.csv* / *produtibilidade.csv*)



Variáveis e Restrições no MILP por usina e período (1/2)

Variáveis binárias para cada quantidade de unidades acionadas da usina

- ✓ $lign, n = 1, \dots, nh_i$: variáveis que indicam que há exatamente n unidades ligadas dentre as nh_i unidades da usina

Restrição de unicidade para essas variáveis

$$\sum_{n=1}^{nh_i} lign \leq 1$$

Restrição de ativação (ou não) das variáveis $lign$

$$\sum_{n=1}^{nh_i} n \times lign = \sum_{i=1}^{nh_i} u_{Hi}$$

(se a soma das variáveis de status u_{Hi} for igual a N , há N unidades ligadas e a restrição irá impor que:

- ✓ $lign = 1$;
- ✓ $lign = 0$ para $n \neq N$)

Variáveis e Restrições no MILP por usina e período (2/2)

Variáveis contínuas de geração da usina para cada quantidade de unidades ligadas

- ✓ GH_n , $n = 1, \dots, nh_i$: variáveis que indicam a geração da usina com n unidades ligadas

Equação de composição da geração da usina

$$GH = \sum_{n=1}^{nh_i} GH_n$$

Conjuntos de restrições da FPHA, uma para cada quantidade de unidades acionadas

$$GH_n \leq \gamma_{0_n}^k + \gamma_{V_n}^k V + \gamma_{Q_n}^k Q + \gamma_{S_n}^k S, \quad n = 1, \dots, nh_i, k = 1, \dots, NCUT_n$$

Restrições para tornar sem efeito as variáveis de geração associadas às quantidades de unidades ligadas diferentes da variável $Ilig_n$ que foi ativada

$$GH_n \leq Ilig_n \times \overline{GH}$$

(com isso, se há N unidades ligadas:

- ✓ $GH_N \leq \overline{GH}$ (capacidade da usina): restrição "boba"
- ✓ $GH_N = 0$, para $n \neq N$)

Esquema das variáveis/restrições no PL por usina e período

Usina com N unidades

$$Ilig_1 + Ilig_2 + \dots + Ilig_N \leq 1$$

$$Ilig_1 + 2 \times Ilig_2 + \dots + N \times Ilig_N = u_1 + u_2 + \dots + u_N$$

$$GH = GH_1 + GH_2 + \dots + GH_N$$

3 restrições

$$GH_1 \leq Nlig_1 \times \overline{GH}$$

\vdots

$$GH_n \leq Nlig_n \times \overline{GH}$$

N restrições

$$u_1, \dots, u_N \in \{0,1\}$$

$$\left. \begin{array}{l} Ilig_1, \dots, Ilig_N \in \{0,1\} \\ GH_1, \dots, GH_N \in \mathbb{R} \end{array} \right\} \begin{array}{l} \text{N variáveis binárias adicionais} \\ \text{N variáveis contínuas adicionais} \end{array}$$

$$GH_1 \leq \gamma_{0_1}^1 + \gamma_{V_1}^1 V + \gamma_{Q_1}^1 Q + \gamma_{S_1}^1 S$$

\vdots

$$GH_1 \leq \gamma_{0_1}^{NCUT_1} + \gamma_{V_1}^{NCUT_1} V + \gamma_{Q_1}^{NCUT_1} Q + \gamma_{S_1}^{NCUT_1} S$$

NCUT₁ restrições da FPHA da usina, quando há 1 unidade ligada

$$GH_2 \leq \gamma_{0_2}^1 + \gamma_{V_2}^1 V + \gamma_{Q_2}^1 Q + \gamma_{S_2}^1 S$$

\vdots

$$GH_2 \leq \gamma_{0_2}^{NCUT_2} + \gamma_{V_2}^{NCUT_2} V + \gamma_{Q_2}^{NCUT_2} Q + \gamma_{S_2}^{NCUT_2} S$$

NCUT₂ restrições da FPHA da usina, quando há 2 unidades ligadas

\vdots

$$GH_N \leq \gamma_{0_N}^1 + \gamma_{V_N}^1 V + \gamma_{Q_N}^1 Q + \gamma_{S_N}^1 S$$

\vdots

$$GH_N \leq \gamma_{0_N}^{NCUT_N} + \gamma_{V_N}^{NCUT_N} V + \gamma_{Q_N}^{NCUT_N} Q + \gamma_{S_N}^{NCUT_N} S$$

NCUT_N restrições da FPHA da usina, quando há N unidades ligadas

Esquema das variáveis/restrições no PL por usina e período

Exemplo de usina com **N=4** unidades, e que, para o período correspondente: $\{u_1 = 0, u_2 = 1, u_3 = 1, u_4 = 0\}$

$$Ilig_1 + Ilig_2 + Ilig_3 + Ilig_4 \leq 1$$

$$Ilig_1 + 2 \times Ilig_2 + 3 \times Ilig_3 + 4 \times Ilig_4 = u_1 + u_2 + u_3 + u_4$$

$$GH = GH_1 + GH_2 + GH_3 + GH_4$$

$$GH_1 \leq Ilig_1 \times \overline{GH}$$

$$GH_2 \leq \overline{GH}$$

$$GH_3 \leq Ilig_3 \times \overline{GH}$$

$$GH_4 \leq Ilig_4 \times \overline{GH}$$

Para cada quantidade de unidades ligadas (resultante dos valores de u 's "escolhidos" pelo solver), o MILP se comporta como se houvesse somente uma FPHA (a correspondente a essa quantidade de unidades ligadas)

$$\begin{aligned} \{u_1, u_2, u_3, u_4\} &\in \{0, 1\} \\ \{Ilig_1, Ilig_2, Ilig_3, Ilig_4\} &\in \{0, 1\} \\ \{GH_1, GH_2, GH_3, GH_4\} &\in \mathbb{R} \end{aligned}$$

$$GH_1 \leq \gamma_{0_1}^1 + \gamma_{V_1}^1 V + \gamma_{Q_1}^1 Q + \gamma_{S_1}^1 S$$

\vdots

$$GH_1 \leq \gamma_{0_1}^{NCUT_1} + \gamma_{V_1}^{NCUT_1} V + \gamma_{Q_1}^{NCUT_1} Q + \gamma_{S_1}^{NCUT_1} S$$

$NCUT_1$ restrições da FPHA da usina, quando há 1 unidade ligada

$$GH_2 \leq \gamma_{0_2}^1 + \gamma_{V_2}^1 V + \gamma_{Q_2}^1 Q + \gamma_{S_2}^1 S$$

\vdots

$$GH_2 \leq \gamma_{0_2}^{NCUT_2} + \gamma_{V_2}^{NCUT_2} V + \gamma_{Q_2}^{NCUT_2} Q + \gamma_{S_2}^{NCUT_2} S$$

$NCUT_2$ restrições da FPHA da usina, quando há 2 unidades ligadas

\vdots

$$GH_4 \leq \gamma_{0_4}^1 + \gamma_{V_4}^1 V + \gamma_{Q_4}^1 Q + \gamma_{S_4}^1 S$$

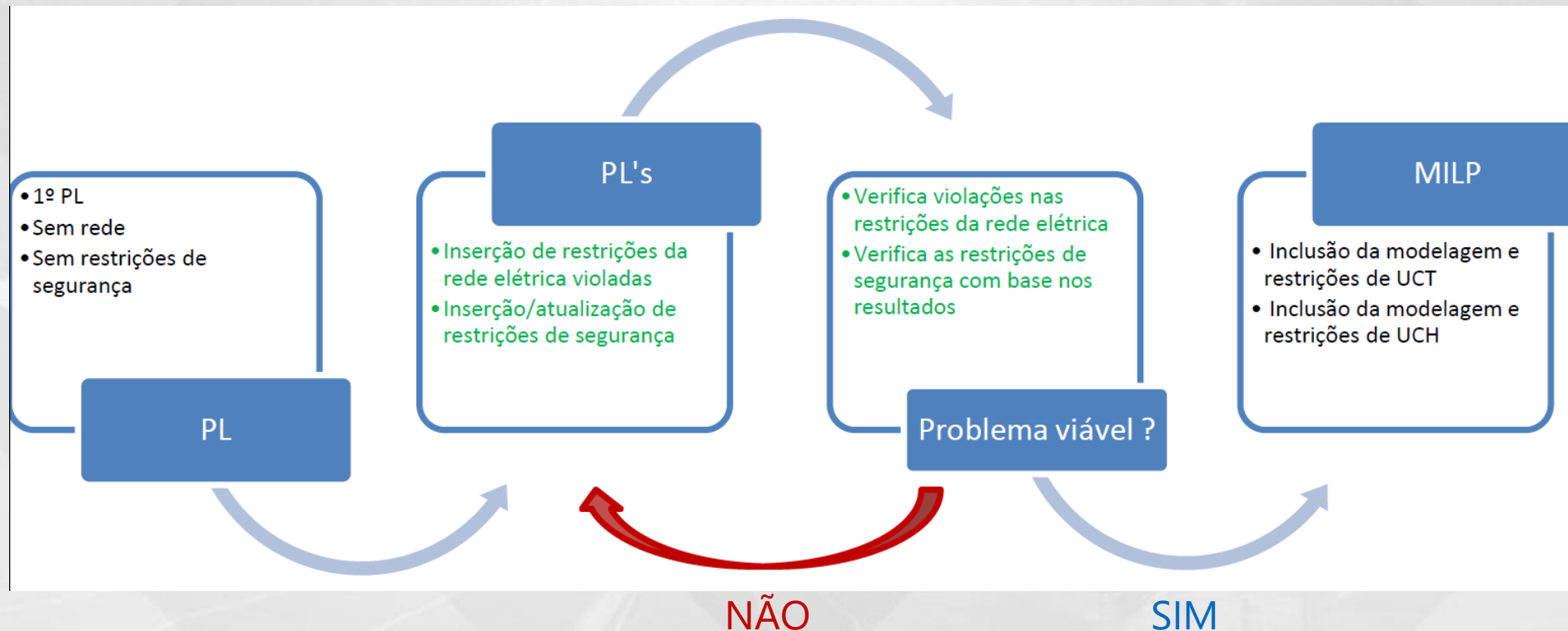
\vdots

$$GH_4 \leq \gamma_{0_4}^{NCUT_4} + \gamma_{V_4}^{NCUT_4} V + \gamma_{Q_4}^{NCUT_4} Q + \gamma_{S_4}^{NCUT_4} S$$

$NCUT_4$ restrições da FPHA da usina, quando há 4 unidades ligadas

Estratégia de solução

A inserção do Unit Commitment Hidráulico será feita no mesmo molde que hoje o Unit Commitment Térmico é feito, ou seja, as restrições de fluxo, somatório de fluxo e restrições de segurança são inseridas de forma iterativa até a sua convergência e em seguida o modelo considera o problema como um MILP inserindo as considerações de UCT e UCH. Após a decisão do modelo, o despacho é fixado e feito uma nova leva de processo iterativo de verificação da rede e restrição de segurança para então, após nova convergência definir o despacho final e depois executar o PL final para cálculo do CMO. Essa estratégia de solução poder ser melhor avaliada no esquema a seguir.



Conclusões

- O objetivo é disponibilizar sucessivas versões do DESSEM ao longo do tempo, para avaliação da qualidade dos resultados e desempenho do modelo ao adicionar-se cada funcionalidade

Fase 1: compatibilização da FPHA do DESSEM com funcionalidades do DECOMP



Versão compatível com FPHA em validação pelo DECOMP

Fase 2: Inclusão de restrições de alocação/ operação por unidade e FPHA por usina



Versão considerando a geração mínima das unidades, quando acionadas (e outros aspectos opcionais adicionais)

Fase 3: Restrições de reserva de potência considerando os status das unidades geradoras



Versão compatível considerando na reserva de potência apenas as unidades ligadas e incorporando também a reserva negativa

Fase 4: Modelagem da FPHA por Quantidade de Unidades Geradoras Acionadas



Versão com FPHA dependente da quantidade de unidades acionadas

Fase 5: Eficientização do tempo computacional

**Comentários / Contribuições
são fundamentais**



OBRIGADO!

dessem@cepel.br



Eletrobras
Cepel



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



PÁTRIA AMADA
BRASIL
GOVERNO FEDERAL