

Risco de racionamento

Descrição da metodologia

NOTA TÉCNICA PSR

Novembro de 2014



PSR

Sumário

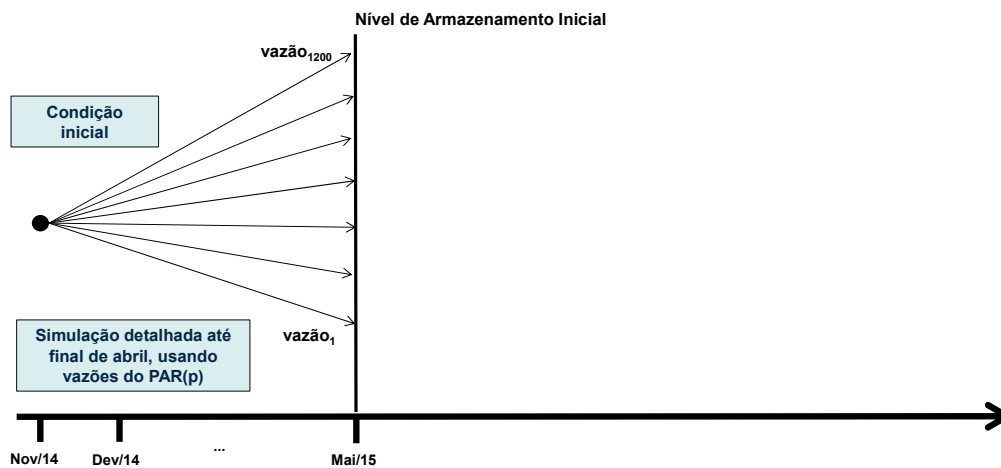
1	Visão Geral.....	1
2	Simulação probabilística da operação	4
2.1	Modelo de simulação.....	4
2.2	Cronograma de entrada de reforços de geração.....	5
2.3	Ajuste da operação simulada à realidade.....	6
2.4	Ajuste do modelo de simulação à realidade operativa.....	7
3	Cálculo da redução preventiva do consumo	9
3.1	O dilema da decisão preventiva de racionamento	9
3.2	Decisão ótima sob incerteza	10
3.3	Cálculo dos arrependimentos para a situação do início de maio de 2014.....	12

1 VISÃO GERAL

Esta NT descreve a metodologia utilizada pela PSR para estimar o risco de ser decretado um racionamento de energia, e ilustra a aplicação da mesma para as condições do início de novembro de 2014.

De maneira resumida, o procedimento de estimativa do risco de racionamento é composto dos seguintes passos:

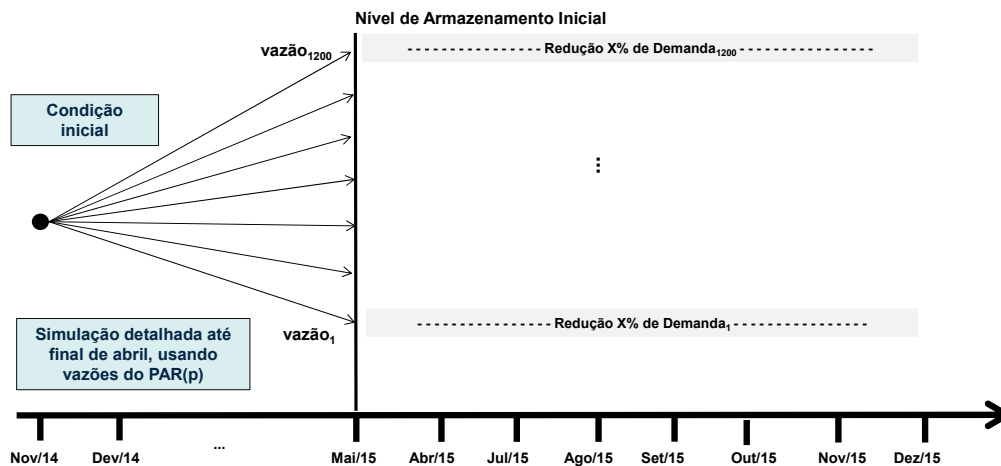
1. Simulação probabilística da operação do mês corrente até o final da estação chuvosa (final de abril) para 1.200 cenários de afluência produzidos por um modelo estocástico de vazões. O resultado desta simulação é um conjunto de 1.200 *vetores*. Cada vetor contém os resultados da simulação (para o respectivo cenário de afluências) que serão utilizados no passo seguinte: (i) o nível de armazenamento de cada hidrelétrica do sistema (cerca de 170 usinas) no início de maio; e (ii) as afluências a estas hidrelétricas nos 6 meses anteriores¹. O procedimento de simulação está descrito em detalhe no capítulo 2.



2. Para cada vetor de níveis de armazenamento e afluências produzido no passo 1, calcula-se o *montante recomendado de redução de demanda de maio a novembro*. Esta redução é representada como uma porcentagem da demanda mensal. Por exemplo, uma recomendação de 6% de redução significa que, a cada mês de maio até novembro de 2015, a demanda total do país seria reduzida em 6%. Se não for necessário reduzir preventivamente a demanda, a porcentagem é, obviamente, zero. A metodologia de cálculo desta redução está detalhada no capítulo 3. Para efeito deste resumo, o importante é o resultado deste passo: um vetor com 1.200 valores de redução preventiva da demanda que, como mencionado, representam uma redução percentual constante de maio a novembro. Também como mencionado, um valor de zero % significa que, para as

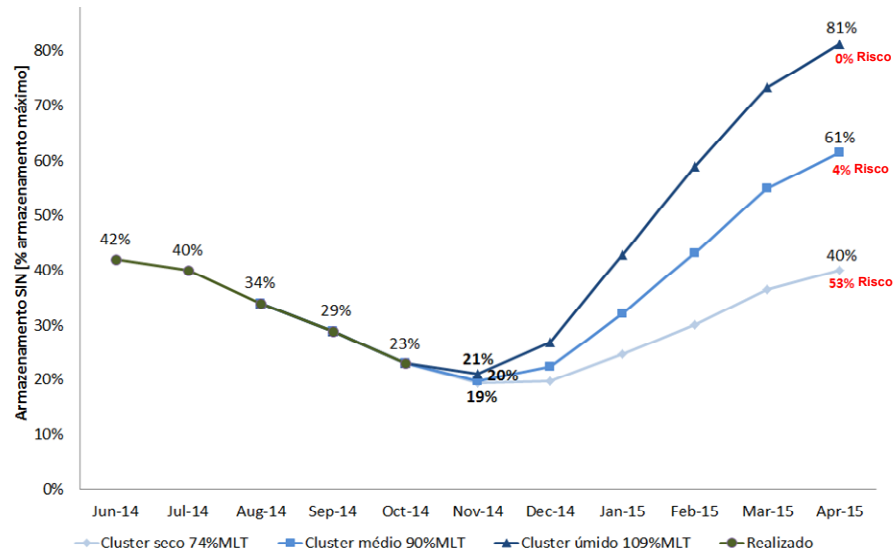
¹ A razão para se guardar as informações das afluências do cenário no período úmido é que, como será visto, a decisão sobre o montante a racionar preventivamente dependerá de cenários de afluências no período seco subsequente (de maio a novembro). Estes cenários, por sua vez, dependem das afluências observadas no período úmido.

condições daquele cenário (conjunto de armazenamentos e aflúências no período úmido) não seria necessário racionar.



3. A partir do vetor com 1.200 valores de recomendações de racionamento, podemos calcular probabilidades de racionamento. Por exemplo, a *probabilidade de ser recomendado um racionamento* a partir de maio de 2015, calculada sob o ponto de vista da situação de novembro de 2014, é dada pela *fração* dos elementos do vetor de 1.200 posições que têm *valores de racionamento maiores ou iguais a 4%*². Por exemplo, se 228 valores deste vetor atenderem esta condição, a probabilidade de ser recomendado um racionamento é $228/1.200 = 19\%$. É fácil ver que o mesmo procedimento permite calcular a probabilidade de ser decretado um racionamento mais severo, por exemplo, de 10% da demanda. Basta “filtrar” os cenários com valores menores, e calcular a razão entre os cenários cujo valor é maior e o número total de cenários (no caso, 1.200).
4. Também é possível calcular o risco de ser recomendado um racionamento *condicionado à hidrologia* do período úmido 2014-2015. Por exemplo, suponha que desejamos calcular esta probabilidade condicionada supondo que a aflúência no período úmido está contida no terço mais desfavorável (quantil de 33%). Neste caso, ordenamos o vetor de recomendações de racionamento em ordem crescente da *energia afluenta* ao sistema de novembro a abril e selecionamos o subconjunto de $1.200/3 = 400$ primeiros valores desta ordenação. É importante observar que a ordenação *não é feita* pelo montante de racionamento recomendado, pois o que queremos identificar é o subconjunto de recomendações de racionamento associados às 33% de hidrologias mais secas. Em seguida, calculamos a fração dos racionamentos recomendados neste subconjunto de 400 valores que é maior ou igual a 4%. Por exemplo, suponha que há 212 valores que atendem estas condições. Neste caso, o risco de racionamento condicionado à ocorrência de uma hidrologia desfavorável no período chuvoso 2014-2015 seria $212/400 = 53\%$.

² A razão para não considerarmos cortes inferiores a 4% é para evitar discussões sobre outras medidas que poderiam ser aplicadas se o montante é pequeno, por exemplo, reduzir a tensão.



5. Finalmente, vamos discutir duas interpretações de risco que *não podem* ser feitas. A primeira é: *não é correto* calcular a *média* das 400 energias afluentes (que dá, por exemplo, 79% da MLT) é dizer que o risco de racionamento, caso ocorra esta hidrologia de 79%, é 53%. O que nós fizemos foi calcular para *cada uma* das 1.200 hidrologias um valor de recomendação de racionamento. Portanto, a hidrologia específica de 79% da MLT não tem uma probabilidade de racionamento associada, e sim um valor definido de recomendação de racionamento. A segunda coisa que *não* pode ser feita a partir das nossas análises é comparar a probabilidade de ser recomendado um racionamento, calculado pela PSR, com o chamado risco de déficit calculado pelo CMSE. A primeira razão é conceitual. Diferentemente da PSR, o CMSE não representa qualquer ação preventiva de redução da demanda em suas simulações; basicamente, os reservatórios esvaziam até o sistema ficar completamente vazio, quando – presume-se – seriam adotadas medidas emergenciais extremamente severas. A segunda razão é que, como será visto no capítulo 2, as simulações do CMSE têm um *viés otimista* bastante significativo.

2 SIMULAÇÃO PROBABILÍSTICA DA OPERAÇÃO

2.1 Modelo de simulação

A simulação probabilística é realizada com o modelo computacional SDDP, desenvolvido pela PSR. As características gerais do SDDP são semelhantes às do modelo NEWAVE, desenvolvido pelo CEPEL e usado pelo ONS no planejamento mensal da operação e pelo CMSE em suas estimativas de segurança de suprimento. A PSR desenvolveu a metodologia de otimização, conhecida como programação dinâmica dual estocástica, PDDE, usada no modelo NEWAVE

A principal diferença em termos de representação do sistema gerador é que o SDDP representa as usinas hidrelétricas de maneira detalhada (no jargão do setor elétrico, “a usinas individualizadas”). Já o NEWAVE representa as hidrelétricas de cada região (Sul, Sudeste, Norte e Nordeste) de maneira agregada, como uma única usina que armazena energia hidrelétrica ao invés de água. A representação das hidrelétricas do SDDP é semelhante à do modelo oficial DECOMP, usado para o detalhamento da operação e cálculo dos preços do mercado de curto prazo a cada semana. (Embora o DECOMP pudesse, em princípio, ser usado para simulações probabilísticas de segurança de suprimento, isto não é feito; o CMSE utiliza somente o NEWAVE).

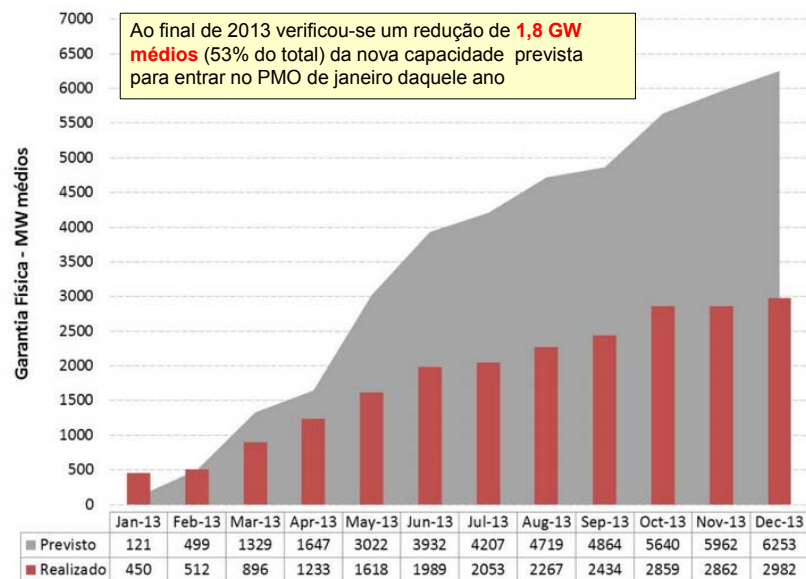
Por sua vez, a representação das usinas termelétricas; da produção das usinas eólicas, biomassa e PCHs; da demanda; e dos limites de intercâmbio entre as regiões é a mesma no SDDP³ e NEWAVE. Finalmente, NEWAVE e SDDP utilizam modelos estocásticos semelhantes para produzir os cenários de afluências ao longo do período de estudo. A única diferença está relacionada com a modelagem das hidrelétricas: como o NEWAVE usa uma representação simplificada, vista acima, o modelo estocástico produz cenários de afluência agregada em cada região (energia afluyente); no caso do SDDP, o modelo estocástico produz cenários das vazões afluentes a cada usina hidrelétrica.

Em resumo, não há diferenças significativas nos modelos de simulação operativa usados pelo CMSE e pela PSR; também não há grandes diferenças nos cenários de afluências usados na operação probabilística. Será visto a seguir que as principais diferenças entre as simulações da PSR e do CMSE resultam dos seguintes fatores: (i) cronograma de entrada dos geradores nos próximos meses; (ii) ajuste da simulação operativa para torná-la mais aderente à operação real do sistema.

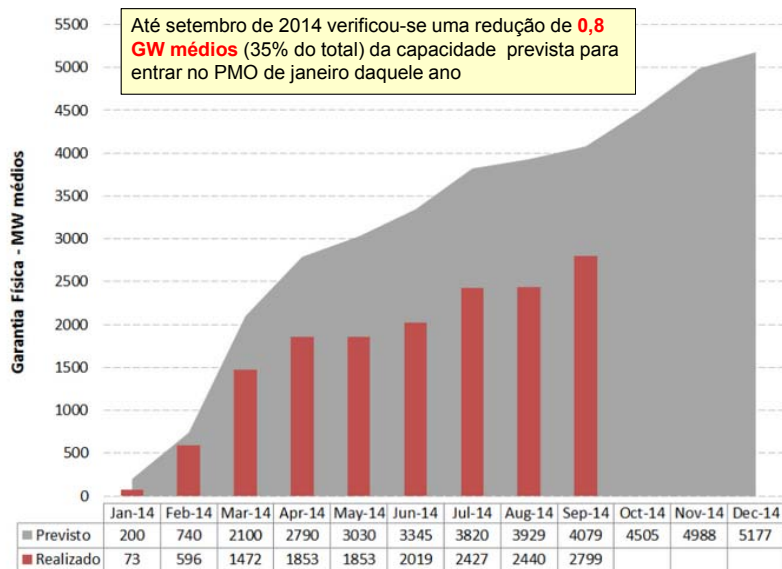
³ O SDDP é capaz de representar estes elementos em um grau muito maior de detalhe, por exemplo, a rede de transmissão completa, com 5 mil barras e 7 mil circuitos, ao invés de limites entre regiões; a variação horária da demanda e da produção das eólicas, biomassa e PCHs; e os custos de arranque (“unit commitment”) das usinas termelétricas. A PSR usa esta representação detalhada é usada em estudos para clientes, por exemplo, inserção de renováveis ou cálculo da MUST. No entanto, o cálculo do risco de racionamento foi feito com a mesma representação do modelo NEWAVE vista acima.

2.2 Cronograma de entrada de reforços de geração

Como ilustram as figuras a seguir, conhecidas como “atrasômetros”, há uma diferença significativa entre o cronograma oficial de entrada de reforços de geração (representado no Plano Mensal de Operação – PMO – que é usado nos estudos do CMSE) e a realidade.



Atrasômetro de 2013



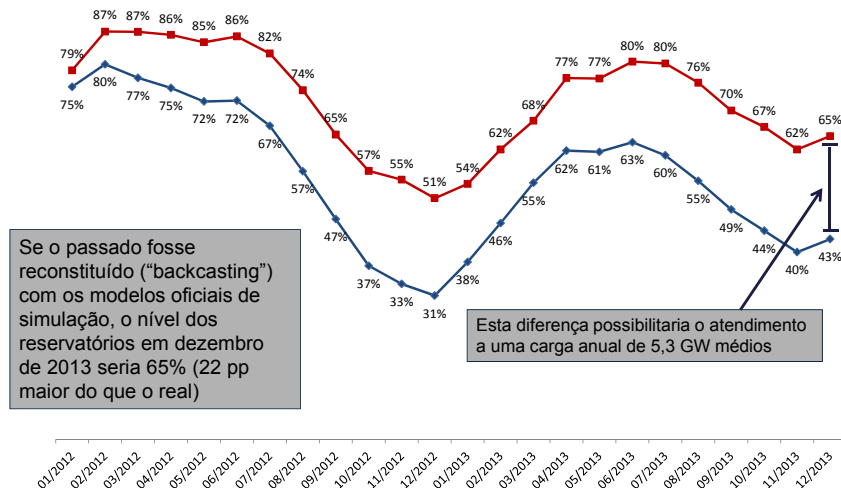
Atrasômetro de 2014 (até setembro)

Por esta razão, a PSR utiliza em sua simulação probabilística um cronograma de expansão com alguns ajustes (atrasos) em relação ao oficial. Estes atrasos vêm de análises detalhadas, realizadas pela PSR e reportadas mensalmente em nosso *Energy Report* (ER), dos boletins da

ANEEL sobre o andamento das obras de geração e transmissão (estas, particularmente importantes no caso das eólicas).

2.3 Ajuste da operação simulada à realidade

Como amplamente discutido pela PSR em edições do ER e em seminários públicos, há uma discrepância muito significativa entre a evolução dos reservatórios “vista” pelos modelos de simulação e a realidade. A figura a seguir ilustra esta defasagem para o período de janeiro de 2012 a dezembro de 2013.



Diferença entre a evolução real dos reservatórios e a simulada para as mesmas condições de demanda, afluência, geração térmica e produção das eólicas, biomassa, PCHs, etc. (“backcasting”)

Observa-se na figura que os reservatórios na vida real esvaziam muito mais rapidamente do que o previsto pelo modelo de simulação. A PSR mostrou que esta diferença se deve a um conjunto de fatores (conhecidos como “fatores de fricção”) que inclui: (i) diferenças nos coeficientes de produção das hidrelétricas (isto é, utiliza-se na vida real um volume de água maior do que o indicado no modelo de simulação para produzir a mesma quantidade de MWh); (ii) restrições de transmissão mais severas do que as restrições de intercâmbio entre regiões usadas pelos modelos; (iii) diferenças nas afluências da região Nordeste (a realidade é sistematicamente mais seca do que as previsões dos modelos; há fortes indícios de que isto se deve à retirada não registrada de água para irrigação); e outros.

Esta defasagem entre modelo e realidade significa que qualquer simulação probabilística realizada com as bases de dados oficiais tem um *viés otimista*. Em particular, todos os índices de segurança de suprimento calculados pelo CMSE, por exemplo, o risco de déficit, serão melhores (no caso do risco, mais baixos) do que na vida real.

Dado que, como mencionado, o modelo de simulação SDDP usado pela PSR tem um comportamento semelhante ao do modelo oficial NEWAVE, uma pergunta importante é: como a PSR evita o viés otimista em suas simulações. A resposta é: através de fatores de ajuste nos parâmetros de entrada do modelo de simulação, discutidos a seguir.

2.4 Ajuste do modelo de simulação à realidade operativa

Idealmente, o modelo de simulação deveria ser ajustado à realidade através da representação correta de cada um dos fatores vistos acima: coeficientes de produção das hidrelétricas, restrições de transmissão, retirada de água etc. Como mencionado, na Nota de Rodapé 3, o modelo SDDP tem a *capacidade* de representar todos estes aspectos, isto é, podemos simular a operação do sistema hora a hora, individualizando a produção de cada eólica, biomassa e PCH (ao invés de intervalos mensais e agregação da produção destes equipamentos, como faz o NEWAVE); representar em detalhe o comportamento das hidrelétricas (no jargão dos engenheiros, incorporar toda a “curva colina” que traduz o desempenho das mesmas) e representar de maneira detalhada o sistema de transmissão de alta tensão (5 mil barras, 7 mil linhas e representação de potência ativa e reativa) ao invés de limites de intercâmbio⁴.

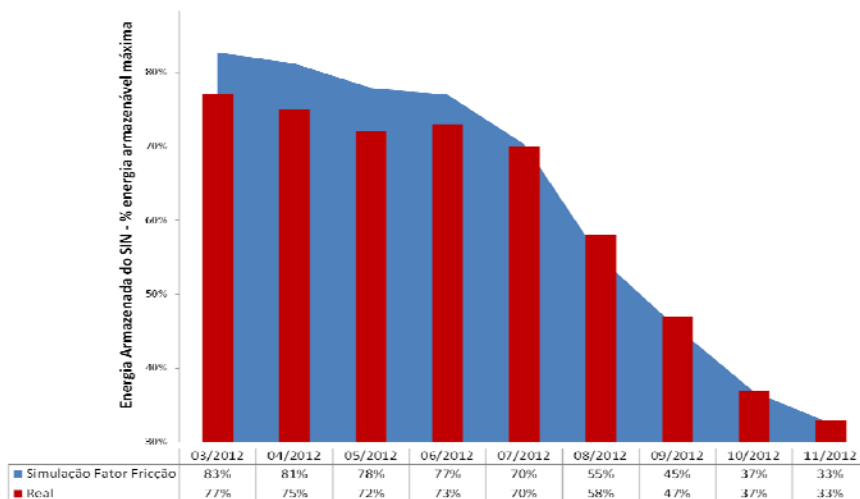
No entanto, boa parte das *informações* necessárias para esta simulação realista não estão disponíveis. Por exemplo, só recentemente a EPE e a ANEEL começaram a revisar as informações das hidrelétricas, incluindo os da “curva colina”. (A razão de sabermos que este problema existe é porque a PSR teve acesso a uma *amostra* destas aferições, que mostrava diferenças importantes; no entanto, ainda não há dados para todas.) Da maneira análoga, não há informações completas sobre a mudança nas vazões do São Francisco (a ANA e o ONS, em função dos alertas da PSR e da ABRH, começaram recentemente a fazer estas revisões). No caso da transmissão, também não há informações disponíveis sobre o estado das subestações, cujas falhas originaram a maioria dos blecautes de grande porte recentes.

Devido à falta de informações, a PSR adotou um “Plano B”, que foi fazer um ajuste mais global, e heurístico, nos dados de entrada do modelo de simulação. De maneira simplificada, este ajuste foi feito da seguinte maneira: (i) escolhemos um ano de referência (2011); (ii) testamos vários fatores de redução que seriam multiplicados à produção hidrelétrica de cada região, por exemplo, 0.99 (redução de 1%), 0.98 (2%) e assim por diante; (iii) para cada um dos fatores do passo (ii), simulamos a operação do sistema para as condições de 2011 (“backcasting”); (iv) escolhemos o fator que resultava na melhor aderência entre a evolução simulada e real dos reservatórios.

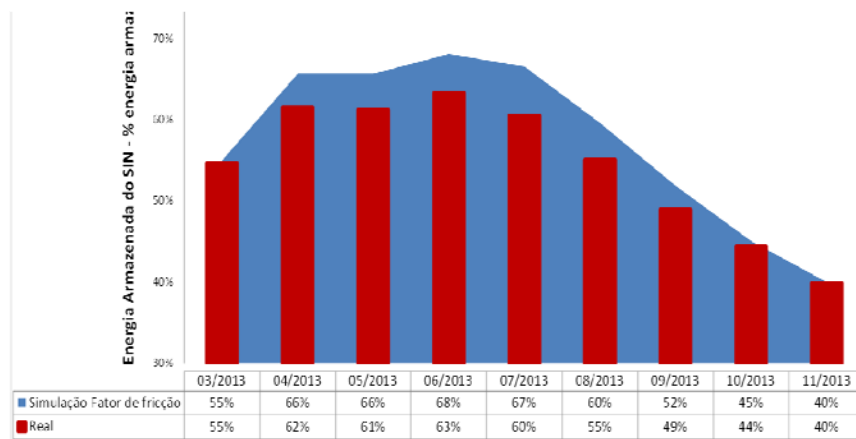
Um dos perigos de um ajuste heurístico como acima é o chamado “overfitting”, isto é, o fator de ajuste escolhido pode ser excelente para o ano de referência (pois afinal de contas foi feito “sob medida” para aquelas condições) porém não ter uma boa aderência nos demais anos. Portanto, é muito importante fazer simulações dos anos seguintes (que não foram usados para o ajuste) com o fator calculado para o ano de referência. Como ilustram as figura a seguir, que comparam a simulação do SDDP (com fator de ajuste) e a evolução real, a aderência é bastante boa. É esta aderência entre simulação e realidade que respalda nossa afirmação de que as simulações da PSR são mais realistas do que as do CMSE.

⁴ Também como mencionado na Nota de Rodapé 1, a PSR utiliza esta representação detalhada em estudos para clientes, por exemplo, análise da penetração de renováveis e cálculo da MUST. Mais recentemente, estamos usando este nível de detalhe, adicionado da modelagem probabilística das falhas dos geradores e linhas de transmissão, para calcular o risco de haver problemas de suprimento das demandas máximas nos próximos meses. Esta análise de confiabilidade detalhada é feita com o modelo CORAL, desenvolvido pela PSR.

METODOLOGIA PARA ESTIMATIVA DE RISCO DE RACIONAMENTO



Comparação entre simulação com SDDP e realidade: ano de 2012
Fator de ajuste calibrado para 2011



Comparação entre simulação com SDDP e realidade: ano de 2012
Fator de ajuste calibrado para 2011

3 CÁLCULO DA REDUÇÃO PREVENTIVA DO CONSUMO

Neste capítulo descrevemos a metodologia para cálculo da recomendação de – se necessário – uma redução de consumo de maio até novembro. Como visto no capítulo 1, esta recomendação depende do vetor de armazenamentos de cada hidrelétrica no final de abril e do conjunto de afluições à mesma nos seis meses anteriores. Isto significa que a metodologia descrita a seguir foi aplicada a *cada um* dos 1.200 vetores de armazenamento/afluência resultantes da simulação probabilística de novembro de 2014 a abril de 2015.

A razão de estarmos ressaltando o fato de que a metodologia a seguir foi aplicada 1.200 vezes é que, como será visto, esta metodologia, por si própria, requer uma *nova simulação* com 1.200 cenários, agora de maio de 2015 até novembro de 2015. Em outras palavras, o cálculo do risco de ser decretado racionamento requer duas simulações consecutivas com 1.200 cenários cada, onde a segunda simulação de 1.200 cenários (de maio de 2015 a novembro de 2015) é feita a partir de *cada um* dos 1.200 valores resultantes da primeira. Isto corresponde, em termos de esforço computacional, a fazer $1.200 \times 1.200 = 1,44$ milhões de simulações operativas de seis meses. Isto foi possível porque, além de utilizarmos recursos de computação em nuvem em nossas simulações, a PSR desenvolveu procedimentos eficientes que permitem reduzir significativamente o esforço computacional.

3.1 O dilema da decisão preventiva de racionamento

No dia 7 de maio de 2014, durante o Encontro Nacional dos Agentes do Setor Elétrico (ENASE), o diretor geral do ONS resumiu muito bem o dilema de implementar, ou não, uma redução do consumo: “Existem dois riscos, primeiro de se precipitar e depois ter arrependimento dada a consequência que existe nessa decisão [...]. E a outra é não fazer e ter um problema mais sério no futuro.”⁵

O conceito fundamental na fala do ONS é a palavra *arrependimento*, que reflete o fato de a decisão ser tomada *sob incerteza* do que vai ocorrer nos próximos meses. Se soubéssemos *exatamente* o que vai acontecer de maio até novembro (isto é, quais são as demandas, afluições, disponibilidade das térmicas e produção de energia das eólicas e da biomassa neste período), o ONS simularia a operação do sistema de geração supondo a ocorrência dos valores indicados pela “bola de cristal” e verificaria se é possível atingir um *nível meta* de armazenamento dos reservatórios ao final de novembro. (Este nível meta seria o que daria alguma tranquilidade de suprimento para 2015, por exemplo, 35% de armazenamento.) Em caso afirmativo, não seria necessário promover uma redução de consumo. Em caso contrário, o ONS calcularia a mínima redução de consumo que permitiria atingir esta meta, por exemplo, 6%. Em outras palavras, não haveria qualquer arrependimento com relação à decisão tomada, pois tudo ocorreria conforme o previsto no início de maio.

Infelizmente, esta bola de cristal não existe na vida real; mesmo com os recursos atuais de computação e de previsão climática, ainda há uma grande *incerteza* com relação a todos os

⁵ <http://g1.globo.com/economia/noticia/2014/05/governo-diz-que-risco-de-acionar-energia-e-6-vezes-menor-que-em-2001.html>

valores mencionados acima. Nesta situação, uma primeira pergunta que poderia ser feita é: por que não *esperar para ver*, isto é, continuar suprindo 100% do consumo e, caso ocorra na vida real um *cenário desfavorável* (por exemplo, uma combinação de demanda elevada e aflúncias reduzidas nos próximos meses), reduzir o consumo do último mês no montante que fosse necessário? A resposta a esta pergunta é: se o prejuízo para a sociedade variasse de maneira *linear* com a *profundidade* da redução (por exemplo, se cortar 5% do consumo a cada mês ao longo de seis meses tivesse o mesmo custo que cortar $5 \times 6 = 30\%$ em um único mês) a estratégia de esperar para ver seria correta. No entanto, as análises econométricas indicam que esta relação é *não linear*, isto é, o prejuízo de uma redução de 6% é mais que o dobro do que uma de 3%. Neste caso, é fácil demonstrar que:

A estratégia de redução que causa menos prejuízo à sociedade é ter um montante constante de maio a novembro.

Em outras palavras, reduzir 5% em cada mês ao longo de seis meses é melhor (menos ruim) para a sociedade do que qualquer outra combinação que resulte no mesmo montante total, por exemplo, 4% nos primeiros três meses e 6% nos últimos três; zero% nos primeiros quatro meses e 15% nos últimos dois, e assim por diante.

O fato de a melhor estratégia ser uma redução em “suaves prestações mensais”, combinado com a incerteza sobre os valores futuros de demanda e oferta de energia, nos permite entender a origem do conceito de arrependimento mencionado pelo ONS.

Suponha, por exemplo, que se decida por uma redução preventiva de 6% a partir de maio. Só que, a partir de agosto, a combinação de aflúncias e demanda que ocorre é bastante favorável, resultando em um armazenamento ao final de novembro de, por exemplo, 45%. Neste caso, *visto retrospectivamente*, a decisão de reduzir 6% terá se revelado excessivamente severa, isto é, terá imposto um custo desnecessário à sociedade. Portanto, o agente que tomou a decisão teria um *arrependimento* (ex post) com relação à mesma. E vice-versa: suponha que a decisão seja não fazer qualquer redução, mas que a combinação de aflúncia e demanda dos meses seguintes seja desfavorável, e já em outubro estejamos com um armazenamento de apenas 15%. Neste caso, seria necessário fazer uma redução mais profunda do consumo (por exemplo, 20%) nos meses seguintes. Assim como no caso anterior, haveria um arrependimento retrospectivo, só que pela razão oposta: teria sido melhor fazer, desde o início, uma redução da demanda.

3.2 Decisão ótima sob incerteza

A técnica de otimização conhecida como “decisão ótima sob incerteza” trata de maneira analiticamente rigorosa o conceito intuitivo de arrependimento visto acima⁶. Como veremos

⁶ David E. Bell, *Regret in Decision Making Under Uncertainty*, Operations Research, Vol 30 Issue 5 (Sep-Oct 1982) 961-981. Ver também [http://en.wikipedia.org/wiki/Regret_\(decision_theory\)](http://en.wikipedia.org/wiki/Regret_(decision_theory)).

mais adiante, esta técnica foi usada pela PSR para calcular a recomendação sobre redução preventiva do consumo de energia.

Na terminologia de decisão ótima sob incerteza, o arrependimento retrospectivo por uma decisão severa demais (no exemplo acima, a redução de 6%) é conhecido como arrependimento tipo 1; por sua vez, o arrependimento por uma decisão insuficiente (não racionar, no exemplo acima) é conhecido como tipo 2. É interessante observar que o arrependimento tipo 1 corresponde a um resultado “falso positivo” em um exame de laboratório, e o tipo 2 corresponde ao “falso negativo”.

Nesta altura, o leitor deve estar se perguntando: seria possível encontrar uma decisão de redução de consumo que não tenha qualquer risco de arrependimento, seja tipo 1 ou tipo 2? A resposta é *não*. E a razão é que a incerteza quanto às condições futuras pode ser representada por um conjunto de *cenários* de afluência e de demanda. O problema é que, necessariamente, alguns destes cenários serão mais favoráveis com relação à segurança de suprimento, enquanto outros serão menos favoráveis. Como consequência:

Qualquer decisão preventiva, quando vista retrospectivamente, terá sido equivocada (isto é, provocará arrependimento) para um *subconjunto* dos cenários analisados.

Em termos dos exemplos acima, a decisão de reduzir 6% levará a arrependimentos tipo 1 (demasiado severo) para o subconjunto de cenários favoráveis; e a arrependimentos tipo 2 para os desfavoráveis, nos quais o ideal teria sido reduzir mais ainda. Como consequência:

O melhor que se pode fazer é *quantificar* os arrependimentos associados a cada decisão como a *fração* dos cenários em que os mesmos ocorreram, e escolher a decisão que *minimize* estes arrependimentos.

Como exemplo de quantificação, suponha que a operação do sistema de geração de maio a novembro seja simulada para 1.200 cenários de afluência, demanda, produção de renováveis etc. com a hipótese de que *não* foi tomada a decisão de reduzir a demanda. Neste caso, o arrependimento tipo 1 seria *zero*, pois por definição não haveria nenhum cenário onde, retrospectivamente, a decisão teria sido severa demais. Por sua vez, o arrependimento tipo 2 seria quantificado como a fração dos cenários em que, em algum mês entre maio e novembro, o nível de armazenamento seja inferior a 10% (nível considerado alarmante e que, muito provavelmente, levaria a uma declaração imediata de racionamento). Suponha, por exemplo, que isto ocorra em 500 dos 1.200 cenários simulados. Neste caso, o arrependimento tipo 2 seria calculado como sendo $500/1.200 \approx 42\%$.

Suponha agora que a decisão simulada seja uma redução preventiva de 4%. O primeiro passo seria refazer a simulação dos 1.200 cenários, só que com a demanda mensal de cada cenário reduzida em 4%. É fácil ver que, como a demanda é menor, esta nova simulação resultará em níveis de armazenamento maiores do que os da simulação anterior. Neste caso, o arrependimento tipo 1 corresponderá à fração dos cenários simulados em que o armazenamento final é *melhor* do que um determinado valor, por exemplo 40%. A razão é

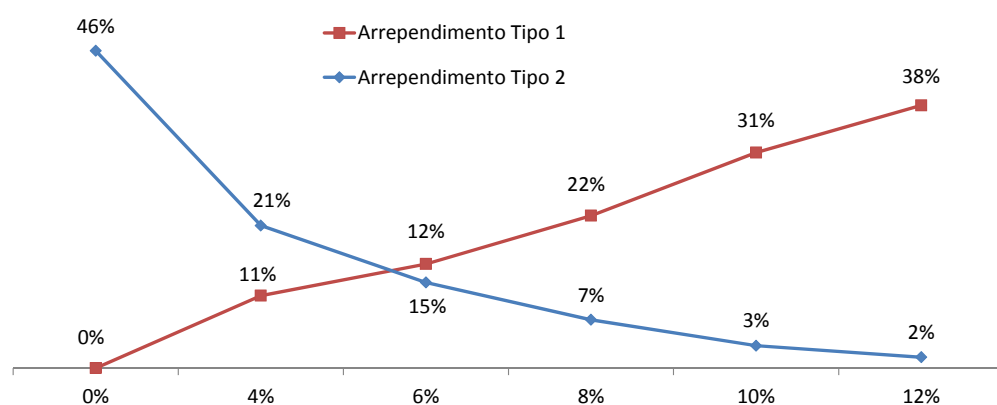
que, embora chegar a novembro com um maior nível de armazenamento seja sempre bom sob o ponto de vista da segurança de suprimento do próximo ano (no caso, 2015), o *valor* deste benefício para a sociedade é *menor* do que o *custo* imposto à mesma pela redução preventiva de 4% de maio a novembro. Se esta situação ocorre em, por exemplo, 140 das 1.200 séries simuladas, o arrependimento tipo 1 será $140/1.200 \approx 12\%$.

O cálculo do arrependimento tipo 2 é semelhante ao mostrado no caso em que não há racionamento preventivo. Dado que a demanda agora é menor (devido à redução de 4%), é de esperar que o arrependimento tipo 2, neste caso, seja tenha menor probabilidade de ocorrer do que no caso anterior. Aliás, é fácil ver – e será mostrado a seguir – que a chance de arrependimento tipo 1 aumenta com o nível de redução, enquanto a de arrependimento tipo 2 diminui.

3.3 Cálculo dos arrependimentos para a situação do início de maio de 2014

A metodologia acima será ilustrada para nossa recomendação de reduzir em 6% o armazenamento de maio a novembro de 2014, divulgada no final de abril de 2014. A partir dos dados de armazenamento para o início daquele mês e das afluências nos meses anteriores, naquela ocasião nós simulamos a operação do sistema de maio a novembro de 2014 para 1.200 cenários de vazões, supondo diversas hipóteses de redução do consumo (de zero% até 12%). Para cada hipótese de redução, os arrependimentos tipo 1 e 2 foram calculados como a fração dos 1.200 cenários resultantes da respectiva simulação onde: (i) o armazenamento excedeu 40% ao final de novembro (tipo 1); e (ii) o armazenamento em algum mês daquele período de simulação ficou inferior a 10% (tipo 2).

Os resultados estão mostrados na figura a seguir (as hipóteses de redução preventiva do consumo estão no eixo horizontal).



Arrependimentos tipo 1 e 2 para diferentes hipóteses de redução do consumo em 2014

Observa-se na figura que, caso não haja nenhuma redução de consumo (zero % no eixo horizontal), o arrependimento tipo 2 será 46%, isto é, em $0,46 \times 1.200 = 552$ cenários simulados o nível de armazenamento até novembro ficará inferior a 10%. Como mencionado, este nível tão reduzido seria alarmante, e provavelmente levaria a uma implantação

emergencial de medidas severas de redução de consumo. (Também como visto, o arrependimento tipo 1 neste caso sem redução de consumo é, por definição, igual a zero.)

No extremo oposto da figura (12% de redução do consumo) ocorre o inverso: o arrependimento tipo 1 é bastante reduzido (2%), enquanto o tipo 2 é elevado (38%).

A próxima questão é, portanto, como escolher, dentre as alternativas de redução do consumo (incluindo a de não reduzir) a que minimiza os prejuízos para a sociedade.

Na literatura técnica, um dos critérios mais utilizados é conhecido como *minimax*. Neste critério, deve-se escolher a alternativa que *minimiza o máximo arrependimento*⁷. Em termos práticos, o critério minimax é implementado em dois passos. Inicialmente, calcula-se, para cada hipótese de redução de consumo, o *maior* valor entre os respectivos arrependimentos tipo 1 e 2. Na tabela a seguir, este resultado está na coluna $\text{Max}\{1,2\}$.

Redução	A.Tipo 1	A.Tipo 2	Max{1,2}
Zero	46	0	46
4	21	11	21
6	15	12	15
8	7	22	22
10	3	31	31
12	2	38	38

A seguir, seleciona-se o *menor* valor dentre os calculados. Este valor está marcado em amarelo na tabela, e corresponde à redução preventiva de 6% do consumo. Outros critérios de decisão utilizados são: (i) minimizar a *soma* dos arrependimentos; e (ii) *equilibrar* os arrependimentos, isto é, escolhe-se a alternativa cujos arrependimentos 1 e 2 estão mais próximos. Também para estes critérios, a decisão recomendada seria a redução de 6%.

A análise acima mostra as razões técnicas que levaram a PSR a concluir que uma redução preventiva de 6% do consumo em 2014 seria a que minimizaria os prejuízos para a sociedade.

⁷ [http://en.wikipedia.org/wiki/Regret_\(decision_theory\)](http://en.wikipedia.org/wiki/Regret_(decision_theory)).