

**Grupo de Estudo de Comercialização, Economia e Regulação do Mercado de Energia Elétrica-GCR**

**Mecanismo de Resposta da Demanda no Brasil: Estimativa do Potencial de Redução de Carga e Mensuração dos Benefícios aos Participantes e ao Sistema.**

**LUIZ ARMANDO STEINLE CAMARGO; MATEUS HENRIQUE BALAN; DOREL SOARES RAMOS; FILLIPE HENRIQUE NEVES SOARES; LAÍS DOMINGUES LEONEL**  
**Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétrica da Universidade de São Paulo - USP**

**RESUMO**

Mecanismos de Resposta da Demanda requerem participação direta de grandes consumidores, que adquirem a opção de redução de carga diante sinalização de preços em momentos que se torna mais vantajoso exercê-la ante produzir. Com efeito, há importantes rebatimentos operativos e financeiros ao sistema. Neste contexto, o presente trabalho estima o potencial de redução de carga do setor elétrico brasileiro e benefícios financeiros oriundos da aplicação deste Mecanismo, como a redução do risco de exposição no mercado de curto prazo por consumidores livres e geradores, diminuição do risco de déficit, modicidade tarifária e redução do acionamento de térmicas de alto CVU.

**PALAVRAS-CHAVE**

Mecanismo de Resposta da Demanda, Produtos Energéticos, Impactos Setoriais, Setor Elétrico Brasileiro

**1.0 - INTRODUÇÃO**

As experiências internacionais dos mercados em que se adotam Mecanismos de Resposta da Demanda (MRD) comprovam os benefícios financeiros propiciados aos seus participantes e à operação de seus sistemas elétricos. Nestes mecanismos há, sobretudo, a participação direta dos grandes consumidores que adquirem a opção de redução de carga diante a sinalização de preços em momentos quando financeiramente se torna mais vantajoso o exercício da opção ante produzir. Momentos estes caracterizados em condições de estresse do sistema, com elevação significativa dos preços.

Dentre os países que possuem tal mecanismo, destaca-se os Estados Unidos. Hledik e Faruqi (2015) apontam que este país representará cerca de 65% do mercado mundial em reposta da demanda no ano 2020. A alta inserção do mecanismo no país se deve ao Plano de Ação Nacional sobre Reação da Demanda desenvolvido pelo Regulador Americano (USG, 2007). Como resultado de aplicação, por exemplo, em Sousa (2013), estimou que em 2012 o mecanismo foi responsável pela redução de 9,2% da demanda do horário de ponta do sistema nos Estados Unidos.

Soares (2017) aborda sobre o MRD aplicado no mercado de energia elétrica da Espanha, onde grandes unidades industriais ofertam a disponibilidade de diminuição de blocos de potência a serem acionados pelo operador do sistema elétrico em momentos de desequilíbrio entre oferta e demanda, respeitando os limites de interrupção pré-estabelecido. A seleção dos participantes acontece por meio de leilões de compra com preço teto estabelecido pelo regulador. Os vencedores recebem uma receita fixa definida no leilão e outra variável, a depender do acionamento da redução de potência. Outros países como França, Chile, Itália, Alemanha e

(\*) Dr. L. A. S. Camargo, Universidade de São Paulo, Escola Politécnica, Dep. de Engenharia de Energia e Automação Elétrica. Av. Prof. Almeida Prado s/n°, Cidade Universitária, CEP: 05508-900, São Paulo/SP, Brasil, luiz.steinle@usp.br

Dinamarca também são exemplos de adoção deste tipo de mecanismo, conforme exposto em Sousa (2013), Souza & Iocca (2015) e Andersen et al (2006).

No Sistema Elétrico Brasileiro, a adoção em larga escala do MRD atingiria, em diferentes graus, diversos agentes, com rebatimentos importantes para o Sistema. Sucintamente, temos que os Consumidores Livre se beneficiariam com a redução do risco de exposição ao mercado de curto prazo, enquanto os Cativos com redução da tarifa de energia. No caso das Distribuidoras, os benefícios decorreriam da redução da variabilidade e dos casos extremos da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A. Na ponta da geração, os hidrelétricos se beneficiariam da redução da exposição involuntária ao mercado de curto prazo, em decorrência dos impactos no preço e no despacho hidráulico. Este fato também rebateria na implantação de Novas Usina devido ao aumento da segurança do negócio para o investidor. No caso das Termoeletricas, as de Alto Custo Variável Unitário (CVU) seriam impactadas com a redução da probabilidade de despacho e as de Baixo CVU na possibilidade de pleitear o aumento do CVU ou da Receita Fixa devido às alterações sistêmicas.

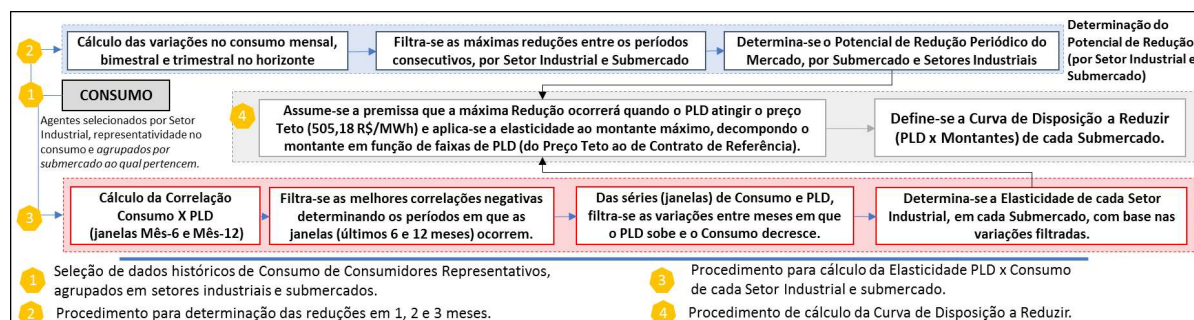
Ao Sistema como um todo, o MRD resultaria em importantes benefícios à modicidade tarifária, no crescimento de uma matriz potencialmente mais limpa e num ambiente mais seguro para investimentos, com reduções do risco de comercialização e maior segurança para a operação do sistema.

Em 2017 a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 792, que instituiu o Programa Piloto de Resposta à Demanda nos submercados Norte e Nordeste (ANEEL, 2017). O Programa teve baixa adesão por parte dos consumidores, apresentando no final de 2018 apenas dois interessados. Alguns fatores que contribuíram para isso estão relacionados com a remuneração da redução do consumo, valorada pela diferença entre a oferta ganhadora e o PLD, correspondendo a zero em momentos onde PLD for maior que o valor ofertado. Outra limitação está representada pelos requisitos a serem efetuados pela unidade consumidora, como retomar o seu consumo normal após executada a redução em um curto intervalo de tempo, impossibilitando a retirada da planta para manutenção (ONS, 2018).

Frente a ampla e expressiva relevância dos benefícios da adoção de um MRD Nacional e a necessidade de aprofundamento nesta temática, este estudo objetiva estimar o Potencial de Redução da Demanda no Brasil e investigar os desdobramentos da aplicação do MRD em relação aos impactos na (i) Disponibilidade Térmica; (ii) no Custo Marginal de Operação; (iii) na Probabilidade e Profundidade de ocorrência de Déficit; (iv) no Despacho Hidráulico e no Generation Scaling Factor (GSF); (v) no Armazenamento do SIN e Custo Térmico; (vi) nas Distribuidoras; (vii) nos Consumidores Cativos; (viii) nas Térmicas de Alto CVU.

## 2.0 - ESTIMATIVA DO POTENCIAL DE REDUÇÃO DE CARGA E PRODUTOS ENERGÉTICOS

A metodologia empregada para estimativa do PRC e definição dos Produtos Energéticos compõem-se por quatro etapas. A primeira trata da determinação do consumo dos agentes. A segunda etapa visa a definição do Potencial de Redução do Mercado e a terceira determinar a elasticidade PLD-Consumo. Na quarta etapa define-se a curva de disposição a reduzir (produtos energéticos). A Figura 1 a seguir apresenta a visão detalhada da metodologia.



(\*) Dr. L. A. S. Camargo, Universidade de São Paulo, Escola Politécnica, Dep. de Engenharia de Energia e Automação Elétrica. Av. Prof. Almeida Prado s/nº, Cidade Universitária, CEP: 05508-900, São Paulo/SP, Brasil, luiz.steinle@usp.br

Figura 1. Visão Detalhada: Metodologia de Estimativa do Potencial de Redução e Produtos Energéticos.

## 2.1 Dados de Consumo e Representatividade dos Agentes

A primeira etapa para estimativa tem foco na definição dos setores industriais e as empresas a serem consideradas como representativas do mercado em termos de consumo de energia. Os dados de consumo foram adquiridos dos informativos de acompanhamento do mercado da CCEE (CCEE, 2018). A Tabela 1 apresenta os setores considerados, selecionados com base nos setores de maior representatividade de consumo.

Do acervo público da CCEE foram consolidados os dados históricos dos consumos de janeiro de 2014 a dezembro de 2017 dos consumidores livres e autoprodutores, segmentados por setores industriais e participação nos submercados elétricos. Deste universo de agentes, foram selecionados 62 representativos em termos de carga, setor industrial e participação nos submercados elétricos aos quais estão inseridos.

O critério para a seleção dos agentes considerou os perfis com carga registrados na CCEE. Inicialmente, foram selecionados todos os agentes classificados como consumidores livre, consumidores especiais e autoprodutores de energia. Destes grupos de agentes, adotou-se como critério de seleção aqueles que registraram um consumo maior que 50 MWm em 2017, resultando na seleção de 35 perfis de agentes. O valor de consumo e o ano de referência estão atrelados a data base da realização deste estudo e num montante de consumo que permite a escolha de uma quantidade representativa de perfis, bem como que represente uma carga significativa. Em complemento aos perfis pré-selecionados, foram adicionados aqueles que pertencem ao mesmo grupo empresarial e que são representados por unidades de consumo registrados em outros CNPJ ou perfil CCEE.

Tabela 1. Setores considerados em cada submercado

Setor	Submercado	Setor	Submercado	Setor	Submercado
Alumínio	SE/CO	Ouro	SE/CO	Alumínio	N
Borracha	SE/CO	Papel	SE/CO	Extração de Minério	N
Cimento	SE/CO	Petroquímicos	SE/CO	Aços especiais	S
Cloro	SE/CO	Química	SE/CO	Alimento	S
Extração de Minério	SE/CO	Termoplástico	SE/CO	Equipamentos Elétricos	S
Ferroligas	SE/CO	Têxtil	SE/CO	Laminados	S
Fertilizantes	SE/CO	Transporte	SE/CO	Madeiras	S
Gás	SE/CO	Algodão	NE	Metalurgia	S
Laminados	SE/CO	Cimento	NE	Papel	S
Metalurgia	SE/CO	Petroquímicos	NE	Petroquímicos	S

Por fim, partindo dos perfis selecionados realizou-se um trabalho de rastreamento do histórico, onde alterações de nomes dos perfis dos agentes, aglomeração e partição de perfis foram consideradas para aumentar a consistência do histórico utilizado. Tal rastreamento para a reconstrução do histórico se fez necessário, principalmente, em razão da dinâmica do mercado (por exemplo, a expansão do mercado livre e fusões/aquisições de unidades industriais).

Os dados dos consumidores selecionados, após as análises individuais (realizadas nas demais etapas da metodologia), foram extrapolados para representar todos os demais agentes do mesmo setor industrial e submercado. Ou seja, o potencial de redução de carga do sistema e os produtos energéticos são definidos com base no consumo de todos os agentes, a partir daqueles selecionados para análise detalhada.

## 2.2 Determinação do Potencial de Redução

A segunda etapa da metodologia tem como objetivo determinar o Potencial de Redução de Carga (PRC) de cada setor industrial avaliado, com base no consumo individual dos agentes durante todo o horizonte janeiro de 2014 a dezembro de 2017. O fluxo de atividades desta etapa pode ser visto na Figura 1.

Como premissa, definiu-se analisar o PRC em três horizontes de tempo: mensal, bimestral e trimestral (meses consecutivos). No primeiro passo verifica-se a variação no consumo individual dos agentes ao longo do horizonte. Nos casos em que há redução em dois ou mais períodos consecutivos aplica-se a seguinte lógica para definição dos montantes mensal, bimestral e trimestral da redução. Exemplo: dado as reduções sequenciais de

(\*) Dr. L. A. S. Camargo, Universidade de São Paulo, Escola Politécnica, Dep. de Engenharia de Energia e Automação Elétrica. Av. Prof. Almeida Prado s/n°, Cidade Universitária, CEP: 05508-900, São Paulo/SP, Brasil, luiz.steinle@usp.br

10 MWm, 35 MWm e 15 MWm, considera-se o montante trimestral igual a 10 MWm (mínimo dos três), o bimestral de 5 MWm (mínimo entre 25 e 5, descontado os 10MWm dos três meses) e o mensal de 20 MWm.

No segundo passo é aplicado um filtro às matrizes de reduções periódicas (mensal, bimestral e trimestral) de cada agente, de modo a se obter os valores de máxima redução periódica, e no terceiro passo as máximas reduções são agrupadas por setores industriais e submercados, definindo os montantes do PRC.

### 2.3 Determinação da Elasticidade Consumo-PLD

Na terceira etapa da metodologia são definidas as elasticidades consumo-PLD para cada setor industrial. O fluxo de atividades desta etapa pode ser visto na Figura 1 e são explicados conforme segue.

No primeiro passo são calculadas as correlações entre o consumo mensal dos agentes e o PLD no mesmo período. As correlações são calculadas para duas janelas de tempo, uma com intervalo de 6 meses e outra de 12 meses. Estes intervalos são deslocados mês-a-mês ao longo de todo o horizonte de janeiro de 2014 a dezembro de 2017 e, para cada deslocamento mensal, são calculadas as correlações dos intervalos (6 ou 12 meses anteriores). As correlações aferidas a partir do consumo individual dos agentes versus o PLD no período formam uma matriz de correlação para cada janela (uma matriz considerando o intervalo de 6 meses e outra considerando o de 12 meses).

No segundo passo aplica-se um filtro para a seleção das melhores correlações negativas e os respectivos intervalos (consumo e PLD) em que elas ocorrem. Os intervalos de melhores correlações podem variar de agente para agente, devido ao fato de possuírem diferentes perfis de carga. Adicionalmente à seleção das melhores correlações, assume-se como premissa que o setor industrial será representado pelo agente com correlação entre seus pares do setor.

Tendo-se determinado o horizonte de tempo (janelas de 6 e 12 meses) referente à melhor correlação negativa para cada setor industrial, no terceiro passo aplica-se outro filtro às séries da janela (consumo do agente representando o setor e PLD), selecionando apenas os meses em que há aumento de PLD e diminuição de consumo.

Com base nas variações, no quarto passo determina-se as elasticidades negativas entre o consumo e PLD, para cada mês. Como no intervalo existe mais de uma ocasião (mês) em que há elasticidade negativa, adota-se o valor mínimo como o representativo para o setor industrial. A Tabela 2 apresenta um exemplo dos resultados de estimativa das reduções (mensais, bimestrais e trimestrais), da correlação entre as variações de consumo versus PLD (janela de 6 meses e de 12 meses), bem como a Elasticidade calculada para cada setor selecionado no submercado SE/CO.

### 2.4 Determinação da Curva de Disposição a Reduzir

A determinação da curva de disposição a reduzir de cada setor industrial é fundamental para a configuração do produto energético utilizado nas simulações de aferição do MRD. Esta etapa é composta por dois passos, conforme ilustrado na Figura 1, que utilizam como inputs os resultados oriundos da etapa de definição do potencial de redução de carga e os resultados da etapa de definição da elasticidade consumo-PLD.

Tabela 2. Reduções, correlação com PLD e Elasticidade para diferentes setores no submercado SE/CO.

Setores	Reduções			Correlação		Elasti- cidade
	Mensal	Bimestral	Trimestral	6 meses	12 meses	
Alumínio	-468	-324	-154	-90%	-81%	-0,37
Borracha	-10	-4	-4	-83%	-59%	-0,03
Cimento	-138	-63	-62	-97%	-87%	-0,35
Cloro	-62	-7	-5	-99%	-51%	-0,04
Extração de Minério	-248	-61	-56	-99%	-93%	-0,11
Ferroligas	-422	-135	-9	-98%	-92%	-4,84
Fertilizantes	-39	-11	-11	-96%	-81%	-3,08
Gás	-74	-20	-20	-95%	-82%	-1,05
Laminados	-553	-155	-33	-99%	-76%	0,00
Metalurgia	-98	-58	-10	-99%	-86%	-2,49
Ouro	-3	-2	-2	-92%	-88%	-0,06
Papel	-30	-10	-10	-95%	-80%	-0,50
Petroquímicos	-65	-52	-34	-98%	-85%	-0,24
Química	-122	-13	-9	-95%	-89%	-0,07
Termoplástico	-85	-27	-1	-94%	-68%	-0,06
Têxtil	-47	-8	-4	-92%	-52%	-0,11
Transporte	-22	-5	-4	-90%	-85%	-2,77
Total	-2.487	-955	-429			

(\*) Dr. L. A. S. Camargo, Universidade de São Paulo, Escola Politécnica, Dep. de Engenharia de Energia e Automação Elétrica. Av. Prof. Almeida Prado s/n°, Cidade Universitária, CEP: 05508-900, São Paulo/SP, Brasil, luiz.steinle@usp.br

10 a 13 de novembro de 2019  
Belo Horizonte - MG

No primeiro passo, assume-se como principal premissa que a máxima redução de carga ocorrerá em situações em que o PLD atingir o preço teto (no horizonte de 2017 este é definido como 505,18R\$/MWh). Isto representa que o mercado atingiria sua máxima capacidade de redução em momentos em que o PLD estivesse no teto, assim, neste caso, os agentes tenderiam a optar por reduzir o consumo. De forma análoga, assume-se como premissa que o preço mínimo para a curva de disposição a reduzir deve ser equivalente ao preço de um contrato de aquisição de energia com duração anual, cujo valor estimado para o horizonte de 2018, foi de 252,00R\$/MWh.

Tendo-se uma faixa de preços pré-estabelecidos (máximo e mínimo) e a elasticidade PLD-consumo, o próximo passo é determinar a variação do montante. Como, por premissa, o montante máximo é equivalente ao PRC e ocorre no momento de preço teto, para a definição da curva de disposição a reduzir, deve-se decompor os montantes em função da faixa de preços (do máximo ao mínimo).

Para tanto, assume-se como premissa que a faixa de preço é composta por seis patamares (incluindo os patamares máximo e mínimo) e, portanto, decompõe-se o montante de redução em seis parcelas. Isto é realizado em razão do fato que a elasticidade nada mais é do que a relação entre a variação do consumo e a variação do PLD. Com a variação de preços (faixas) e o montante máximo, aplicando a fórmula da elasticidade para cada setor industrial é possível definir os montantes associados a cada patamar de preço. Para efeito de exemplo, a Tabela 3 abaixo ilustra os resultados aferidos para o setor de Alumínio, no submercado Sudeste/Centro-Oeste e a Figura 2 a curva de disponibilidade a reduzir deste mesmo setor industrial.

Tabela 3 – Resultado para o Setor de Alumínio (submercado SE/CO)

Preço [R\$/MWh]	Variação Preço	Elasticidade	Variação Demanda	Montante [MWm]
505,18	0%	-0,37	0%	468,34
450,00	12%	-0,37	-5%	447,09
400,00	13%	-0,37	-5%	426,42
350,00	14%	-0,37	-5%	403,88
300,00	17%	-0,37	-6%	378,97
252,00	19%	-0,37	-7%	352,26

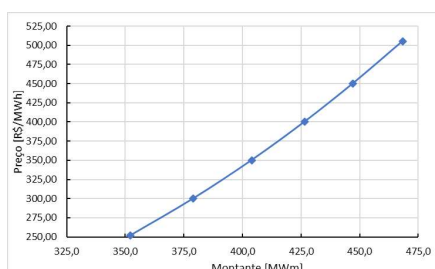


Figura 2- Curva de disposição a reduzir – Alumínio (sudeste)

Para cada setor industrial foi aplicado mesmo racional de cálculo, de modo que foram obtidos os montantes a reduzir para cada agente do setor. Como nas simulações energéticas foram considerados produtos únicos agregados em cada submercado - e não representando um setor industrial em específico -, para se determinar a curva de disponibilidade a reduzir do submercado, foram somados todos os montantes de cada agente em cada faixa de preços. Ou seja, os montantes individuais decompostos são somados para cada patamar de preço, obtendo-se o montante total de todo o submercado, que é a unidade territorial em que as individualidades (montantes e elasticidade) são consideradas na formação final. A Tabela 4 apresenta os resultados para o produto mensal, bimestral e trimestral em cada submercado analisado e para cada patamar de preço.

Tabela 4. Disponibilidade a Reduzir, por submercado.

Preço [R\$/MWh]	Produto Mensal [MWm]				Produto Bimestral [MWm]				Produto Trimestral [MWm]			
	NE	N	SE	S	NE	N	SE	S	NE	N	SE	S
505,18	112,89	96,27	2.487,38	521,83	26,97	26,38	954,79	140,10	8,36	9,57	428,82	66,89
450,00	107,20	88,53	2.138,44	478,51	25,49	23,62	827,35	127,59	7,99	8,64	400,12	61,64
400,00	101,73	81,46	1.954,39	440,69	24,08	21,12	754,95	116,72	7,64	7,80	378,01	57,07
350,00	95,82	74,24	1.832,34	403,65	22,55	18,59	702,65	106,13	7,25	6,94	357,48	52,60
300,00	89,37	66,82	1.743,39	367,32	20,89	16,01	660,92	95,80	6,82	6,07	337,43	48,23
252,00	82,56	59,51	1.671,52	333,24	19,14	13,51	624,85	86,18	6,37	5,22	317,77	44,13

### 3.0 - IMPACTOS DA APLICAÇÃO DO MECANISMO DE RESPOSTA DA DEMANDA

A implantação do MRD implica em alterações na operação e planejamento do sistema, sobretudo em momentos de operação crítica. No Setor Elétrico Brasileiro, o MRD implicaria, dentre outros, em maior modicidade tarifária,

(\*) Dr. L. A. S. Camargo, Universidade de São Paulo, Escola Politécnica, Dep. de Engenharia de Energia e Automação Elétrica. Av. Prof. Almeida Prado s/n°, Cidade Universitária, CEP: 05508-900, São Paulo/SP, Brasil, luiz.steinle@usp.br



na promoção de uma matriz potencialmente mais limpa, num ambiente mais seguro para investimentos, na redução do risco de comercialização e na maior segurança para a operação do sistema e apoio à geração intermitente eólico.

Em relação as Distribuidoras, implicaria em redução da variabilidade e casos extremos da CVA (Conta de Variações da Parcela "A". Para os Consumidores Livres, o MRD ajudaria na redução do risco de exposição involuntária (negativa) ao Mercado de Curto Prazo (MCP) e para o Consumidor Cativo na redução da tarifa de energia.

Ainda, pode-se citar impactos positivos para as usinas com contratos por quantidade em decorrência da redução da variabilidade de exposição ao MCP, que implicaria no aumento da segurança para investidores em Novas Usinas. As Termoeletricas de alto CVU (Custo Variável Unitário) seriam impactadas na redução de despacho, enquanto as de baixo CVU, poderiam pleitear aumento de CVU ou de RF (Receita Fixa) devido às alterações sistêmicas.

### 3.1 Premissas

Nesta seção apresentam-se, de forma sucinta, as simulações energéticas para aferir os impactos da inserção do MRD em diferentes agentes e segmentos do setor. O produto simulado neste estudo foi o de duração mensal. As simulações foram processadas com suporte dos modelos Newave e Decomp, sendo considerados três cenários com situações distintas no mercado: 2015 (sistema estressado), 2016 (folga no sistema) e 2018 (sistema 'normal').

Nas simulações com o Newave foram consideradas, para cada ano, duas situações: (i) cenário base e (ii) cenário com a inserção do MRD. A partir dos resultados do Newave, foi simulada no Decomp a influência da Função de Custo Futuro no modelo, em que para cada uma das três situações distintas (2015, 2016 e 2018) foram simulados dois casos: o primeiro com a utilização da Função de Custo Convencional (Sem consideração do MRD) e o segundo considerando o MRD na Função de Custo Futuro. Em ambos o MRD foi considerado na configuração do Decomp.

Para a simulação do MRD no modelo Newave é necessário utilizar o artifício de representar os produtos energéticos como 'térmicas virtuais', de modo a simular o acionamento destas térmicas em razão de seus respectivos CVU e, desta forma, aferir os impactos do MRD no sistema. A potência acumulada das térmicas virtuais por patamar de CVU são representadas conforme preços e montantes do produto mensal apresentado na Tabela 4.

### 3.2 Resultados Simulação – Newave – Disponibilidade Térmica

O primeiro condicionante analisado foi o impacto da aplicação do MRD na disponibilidade térmica. A Figura 3 apresenta as variações na relação Potência Térmica Total Acumulada com e sem a existência do MRD, respectivamente, para os cenários: 2015 (estressado), 2016 (folgado) e 2018 (normal). Observa-se que a existência do MRD traduz em adcionamento de térmicas virtuais ao parque térmico existente, comparando-se com as situações existentes nos anos avaliados. Desta forma, os gráficos apresentam alterações nas curvas de potência disponíveis nos dados de entrada do NEWAVE para cada um dos casos simulados, que refletem nos resultados das simulações.

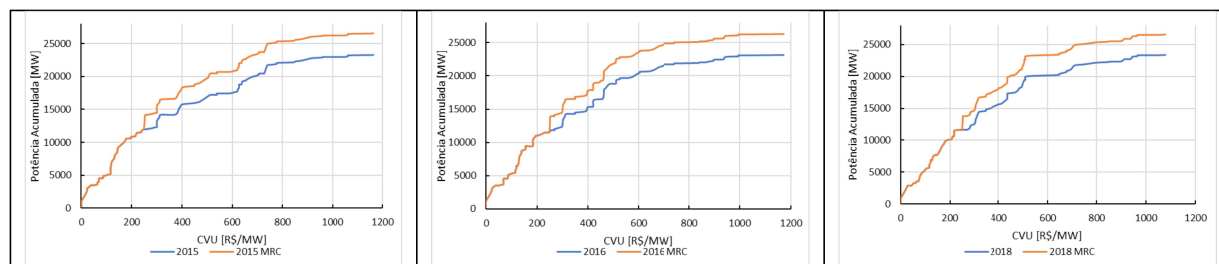


Figura 3. Potência Acumuladas das Térmicas Virtuais x CVU – cenários 2015, 2016 e 2018.

(\*) Dr. L. A. S. Camargo, Universidade de São Paulo, Escola Politécnica, Dep. de Engenharia de Energia e Automação Elétrica. Av. Prof. Almeida Prado s/n°, Cidade Universitária, CEP: 05508-900, São Paulo/SP, Brasil, luiz.steinle@usp.br

### 3.3 Resultados Simulação – Newave – Impactos no CMO

Uma das implicações da aplicação do MRD é a alteração do comportamento do CMO. A Tabela 5 apresenta os resultados no CMO médio e na volatilidade nos cenários avaliados. Os valores médios e o percentil 95 (P95) referem-se às 2.000 séries sintéticas do NEWAVE. O caso 'base' refere-se à simulação sem a aplicação do MRD.

Tabela 5. Impactos do MRD no CMO SE e na volatilidade

		CMO SE/CO [R\$/MWh]						Volatilidade		
		Ano 1			Ano 1 - Ano 5			Ano 1 - Ano 5		
		Base	MRC	Delta	Base	MRC	Delta	Base	MRC	Delta
Cenário 2015 (estressado)	CMO (P95)	1.767,00	830,00	-937,00	715,00	406,00	-309,00	11,01%	9,60%	-1,41%
	CMO (Médio)	570,00	328,00	-242,00	231,00	155,00	-76,00			
Cenário 2016 (folgado)	CMO (P95)	123,00	102,00	-21,00	115,00	104,00	-11,00			
	CMO (Médio)	45,00	34,00	-11,00	36,00	30,00	-6,00	20,26%	19,25%	-1,01%
Cenário 2018 (normal)	CMO (P95)	460,00	260,00	-200,00	340,00	239,00	-101,00			
	CMO (Médio)	183,00	128,00	-55,00	118,00	91,00	-27,00	15,71%	15,33%	-0,38%

Observa-se que a redução do CMO médio chegou a 42% no caso estressado (2015), dentro do primeiro ano da simulação e 33% considerando os 5 anos da simulação (horizonte Newave). Também se verifica uma redução marginal (-1,4%) da volatilidade no horizonte de 5 anos de simulação, mesmo no caso estressado. No caso do ano 2016, situação do sistema considerado 'folgado', tem-se no primeiro ano (2016) uma redução no CMO médio de aproximadamente 8% para os 5% piores casos (P95). Em relação à volatilidade do CMO médio, verifica-se uma redução marginal (-1%) da volatilidade no horizonte de 5 anos de simulação, mesmo no caso folgado. Para o cenário atual 2018, tem-se que a aplicação do MRD resultaria numa redução de 30% no valor do CMO médio deste ano e que implicaria numa pequena redução marginal da volatilidade no horizonte de 5 anos de simulação.

### 3.4 Resultados Simulação – Newave – Impactos na Probabilidade e Profundidade de Déficit

Neste item são avaliados os impactos da aplicação do MRD na ocorrência de déficit e consequente probabilidade de déficit. A Tabela 6 apresenta os resultados para os cenários analisados. Novamente, os casos representam as simulações para o submercado sudeste e os valores médios referem-se às 2000 séries do Newave.

Tabela 6. Impactos do MRD no Déficit médio e na Probabilidade de Déficit

		Déficit Médio [MWh]						Probabilidade de Déficit [%]					
		Ano 1			Ano 1 - Ano 5			Ano 1			Ano 1 - Ano 5		
		Base	MRC	Delta	Base	MRC	Delta	Base	MRC	Delta	Base	MRC	Delta
Cenário 2015 (estressado)		187,95	49,42	-138,53	64,63	21,85	-42,78	24,45%	9,25%	-15,20%	34,45%	17,05%	-17,40%
Cenário 2016 (folgado)		8,13	5,70	-2,43	6,31	3,53	-2,78	1,55%	1,25%	-0,30%	6,90%	4,00%	-2,90%
Cenário 2018 (normal)		11,29	8,46	-2,83	5,06	3,19	-1,87	1,25%	0,95%	-0,30%	2,25%	1,80%	-0,45%

No cenário 2015 a profundidade de déficit é reduzida significativamente (74%) em decorrência da gravidade da situação energética do caso estressado. Como consequência, a probabilidade de déficit reduz-se em 15% no cenário 2015 e em 17% considerando o horizonte de 5 anos. No caso 2016, situação folgada do sistema, observa-se leve redução na profundidade de déficit e na probabilidade de déficit (já reduzida nestas situações). Na situação normal (cenário 2018), tem-se baixa influência no déficit e probabilidade, sendo os resultados marginais.

### 3.5 Resultados Simulação – Newave – Impactos no GSF

A aplicação do MRD modifica os despachos das térmicas e, com efeito, influencia no despacho hidráulico, trazendo rebatimentos ao GSF. Na Tabela 7 temos os resultados dos impactos no GSF dos agentes hidráulicos, representado em função dos valores médios e o percentil 5% (P05) das 2.000 séries sintéticas do NEWAVE.

(\*) Dr. L. A. S. Camargo, Universidade de São Paulo, Escola Politécnica, Dep. de Engenharia de Energia e Automação Elétrica. Av. Prof. Almeida Prado s/n°, Cidade Universitária, CEP: 05508-900, São Paulo/SP, Brasil, luiz.steinle@usp.br

10 a 13 de novembro de 2019  
Belo Horizonte - MG

Tabela 7. Impactos do MRD no GSG

	GSF [%]						Custo: PLD x GSF [R\$/MWh em 1 MWm de GF]					
	Ano 1			Ano 1 - Ano 5			Ano 1			Ano 1 - Ano 5		
	Base	MRC	Delta	Base	MRC	Delta	Base	MRC	Delta	Base	MRC	Delta
<b>Cenário 2015 CMO (P05)</b>	83,3%	82,3%	-1,0%	91,9%	91,4%	-0,5%	302,01	142,36	-159,65	87,82	47,25	-40,57
<b>(estressado) CMO (Médio)</b>	97,3%	97,5%	0,2%	103,2%	102,8%	-0,4%	62,53	33,14	-29,39	19,75	11,13	-8,62
<b>Cenário 2016 CMO (P05)</b>	95,9%	97,3%	1,4%	95,7%	96,5%	0,8%	9,35	6,75	-2,60	7,57	6,14	-1,43
<b>(folgado) CMO (Médio)</b>	99,8%	99,9%	0,1%	99,0%	99,1%	0,1%	4,55	3,69	-0,86	4,00	3,11	-0,89
<b>Cenário 2018 CMO (P05)</b>	81,6%	83,4%	1,8%	90,1%	91,2%	1,1%	88,04	44,78	-43,26	39,40	24,63	-14,77
<b>(normal) CMO (Médio)</b>	90,1%	91,3%	1,2%	98,9%	99,5%	0,6%	26,65	16,48	-10,17	9,99	5,96	-4,03

Observamos que no cenário estressado de 2015 há uma leve redução no GSF, explicado pelo fato que neste caso os reservatórios são 'poupados' com a menor demanda proporcionada pelo MRD. Em compensação, os custos dos geradores com recomposição de lastro para GSF são reduzidos em torno de 50% em todo horizonte. Neste caso, considerou-se o PLD médio como base de cálculo do custo. Em momentos de maior folga (cenário 2016) o GSF aumenta devido a oferta de redução de consumo (o modelo Newave "usa" mais o estoque hídrico porque "sabe" que existem UTE's virtuais de reserva). Neste caso de baixo PLD, os custos com a recomposição de lastro se mantêm baixos. No caso do cenário 'normal' de 2018, o MRD aumenta em 1,2% o GSF. Os custos com recomposição de lastro se mantêm baixos. Porém, a pequena redução proporciona maior competitividade aos geradores hídricos.

### 3.6 Resultados Simulação – Newave – Impactos no Armazenamento e no Custo Térmico

O armazenamento do SIN é outra vertente interessante de ser avaliada sob a luz do acionamento do MRD. As alterações no armazenamento refletem no custo térmico, devido as alterações nos despachos, portanto, também é objeto de análise. Na Tabela 8 são apresentados os resultados destas duas vertentes para os cenários avaliados.

Tabela 8. Impactos do MRD no Armazenamento e no Custo Térmico

	Armazenamento SIN [%]						Custo Térmico [R\$*MM/mês]					
	Ano 1			Ano 1 - Ano 5			Ano 1			Ano 1 - Ano 5		
	Base	MRC	Delta	Base	MRC	Delta	Base	MRC	Delta	Base	MRC	Delta
<b>Cenário 2015 CMO (P05)</b>	22,0%	22,8%	0,8%	34,4%	32,6%	-1,8%	3.375,00	3.071,00	-304,00	1.783,00	1.589,00	-194,00
<b>(estressado) CMO (Médio)</b>	46,4%	45,9%	-0,5%	66,4%	65,2%	-1,2%	1.384,00	1.213,00	-171,00	671,00	610,00	-61,00
<b>Cenário 2016 CMO (P05)</b>	24,9%	23,6%	-1,3%	37,0%	35,2%	-1,8%	481,00	418,00	-63,00	411,00	378,00	-33,00
<b>(folgado) CMO (Médio)</b>	53,9%	53,6%	-0,3%	71,8%	71,7%	-0,1%	321,00	315,00	-6,00	306,00	304,00	-2,00
<b>Cenário 2018 CMO (P05)</b>	29,1%	26,0%	-3,1%	48,3%	43,6%	-4,7%	1.353,00	1.036,00	-317,00	1.143,00	1.000,00	-143,00
<b>(normal) CMO (Médio)</b>	55,4%	53,4%	-2,0%	74,0%	72,3%	-1,7%	563,00	448,00	-115,00	473,00	414,00	-59,00

Os resultados do cenário estressado de 2015 mostra que o armazenamento médio não se altera significativamente em razão do estado crítico dos reservatórios neste cenário. Em compensação, o custo térmico total, incluindo o custo variável a ser remunerado ao MRD, é reduzido em patamares significativos. No caso do cenário 2016, folgado, tem-se observação similar ao caso 2015, pois neste ano, embora o sistema tenha terminado com folga, nos primeiros meses a situação dos reservatórios se encontrava em situação crítica similar à 2015. Por sua vez, o custo térmico não se alterou na média, mas apresentou uma variação de 13% no primeiro ano para o P05, considerando os piores cenários. Na situação do cenário 2018 ('normal'), com a aplicação do MRD e menor carga, o modelo sugere uma operação com níveis menores de apenas 2%. Verifica-se que a inclusão do MRD proporciona a redução significativa no custo térmico, sinalizando que haveria "espaço" para um custo fixo além do custo variável já considerado.

### 3.7 Resultados Simulação – Newave – Impactos nas Distribuidoras

As distribuidoras têm grande parte de seus custos com a "Parcela A" atrelados a fatores em possuem pouca ou nenhuma gestão. Por contrato, são os custos relacionados à compra de energia elétrica para atendimento de seu mercado, o valor da transmissão dessa energia até a área da distribuidora e os encargos setoriais. Estes custos são repassados posteriormente aos consumidores (CVA – Custo de Variação da Parcela A), porém a

(\*) Dr. L. A. S. Camargo, Universidade de São Paulo, Escola Politécnica, Dep. de Engenharia de Energia e Automação Elétrica. Av. Prof. Almeida Prado s/n°, Cidade Universitária, CEP: 05508-900, São Paulo/SP, Brasil, luiz.steinle@usp.br



distribuidora ainda é impactada pela falta de caixa quando há despacho intenso de UTE's de alto CVU (mais caras), assim como pela taxa de atualização reconhecida pela ANEEL, que se encontra abaixo dos referenciais de mercado. O pior caso para a distribuidora é aquele em que a ANEEL reconhece na tarifa uma cobertura baixa para estes itens da "Parcela A" e o custo realizado se verifica muito maior do que a cobertura. Dessa forma, o risco da distribuidora pode ser mensurado pela amplitude de variação dos custos da "Parcela A".

O impacto da aplicação do MRD foi aferido por meio da alteração das séries de CMO e GSF e da "conversão" do CVU das térmicas nos contratos de disponibilidade, fixando o máximo em 252,00 R\$/MWh, conforme preços de contrato anual 2018 (referência). A aplicação do MRD na matriz elétrica reduz a volatilidade do PLD, melhorando a previsibilidade dos custos das distribuidoras. A Tabela 9 apresenta os resultados para os casos com e sem MRD.

No cenário 2016, como o sistema estava mais folgado, os valores de PLD (CMO) mantiveram-se muito baixos ao longo do ano e, com efeito, as parcelas individuais (ex. custo de aquisição e custo de disponibilidade térmica), que compõem o custo total da Parcela A, acabaram por serem fortemente reduzidas em comparação com os resultados dos demais cenários (estressado e atual), cujas projeções de CMO/PLD foram mais elevadas.

Tabela 9. Impacto do MRD nas Distribuidoras (Parcela A)

	Custos da Parcela A [R\$/MWh]								
	Cenário 2015 (estressado)			Cenário 2016 (folgado)			Cenário 2018 (normal)		
	P05	P95	Amplitude	P05	P95	Amplitude	P05	P95	Amplitude
Base	28,40	123,71	95,31	25,00	48,48	23,48	27,82	109,83	82,01
MRC	26,72	118,95	92,23	24,99	43,85	18,86	27,22	83,79	56,57

### 3.8 Resultados Simulação – Newave – Impactos nos Consumidores Cativos

O maior impacto da aplicação do MRD para os Consumidores Cativos refere-se à diminuição do valor da tarifa das distribuidoras. Deste modo, para se aferir a contribuição do MRD nesta redução, faz-se necessário avaliar os custos variáveis das distribuidoras, que podem ser decompostos pelos custos de disponibilidade das UTEs, das UHEs e das usinas cotistas. Neste item essas vertentes são avaliadas e os resultados são apresentados na Tabela 10.

Tabela 10. Impactos do MRD no Consumidor Cativo

		Impactos no Consumidor Cativo - Custos [R\$/MWh]								
		Cenário 2015 (estressado)			Cenário 2016 (folgado)			Cenário 2018 (normal)		
		Base	MRC	Delta	Base	MRC	Delta	Base	MRC	Delta
Disponibilidade UTE	Média	306,92	280,30	-26,62	228,27	225,28	-2,99	221,09	206,34	-14,75
	P95	273	261,1	-11,9	166,39	162,2	-4,19	305,33	269,3	-36,03
Usinas Cotistas	Média	15,13	14,23	-0,90	8,16	3,24	-4,92	21,30	13,52	-7,78
	P95	3,04	3,01	-0,03	1,51	1,36	-0,15	66,17	41,79	-24,38
Disponibilidade UHE	Média	3,13	2,23	-0,90	-3,84	-8,76	-4,92	9,30	1,52	-7,78
	P95	-12,2	-12,24	-0,04	-10,49	-10,64	-0,15	53,17	29,79	-23,38
Total	Média	69,17	63,12	-6,05	48,58	44,05	-4,53	57,78	48,57	-9,21
	P95	54,82	52,34	-2,48	30,7	29,72	-0,98	109,89	83,93	-25,96

Os resultados apresentam os valores médio e P95 da variação nos custos variáveis referentes à disponibilidade das UTEs e UHEs, bem como usinas cotistas. No cenário 2015, observa-se variações mais significativas em relação aos valores da disponibilidade térmica e hidráulica. No cenário 2016, sistema mais folgado, observa-se que as variações com a implantação do MRD não são reduzidas significativamente. No caso do cenário 2018, as condições do sistema resultaram em maior alteração nas disponibilidades térmicas e hidráulicas, bem como das usinas cotistas.

Consolidando os resultados, temos na Tabela 11 os valores da redução esperada nas tarifas referentes as alterações nos custos variáveis da Parcela A. Em todos os cenários 2015, 2016 e 2018 há uma significativa redução nos valores.

(\*) Dr. L. A. S. Camargo, Universidade de São Paulo, Escola Politécnica, Dep. de Engenharia de Energia e Automação Elétrica. Av. Prof. Almeida Prado s/n°, Cidade Universitária, CEP: 05508-900, São Paulo/SP, Brasil, luiz.steinle@usp.br

10 a 13 de novembro de 2019  
Belo Horizonte - MG

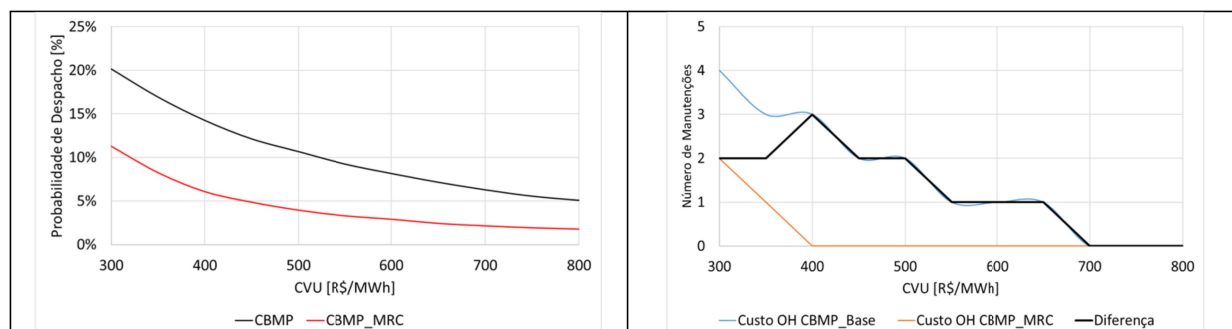
Tabela 11. Impactos do MRD nas Tarifas para o Consumidor Cativo

Impactos no Consumidor Cativo - Tarifa [R\$/MWh]									
	Cenário 2015 (estressado)			Cenário 2016 (folgado)			Cenário 2018 (normal)		
	Base	MRC	Delta	Base	MRC	Delta	Base	MRC	Delta
Média	69,20	63,10	-6,10	30,70	29,70	-1,00	57,80	48,60	-9,20
P95	124,00	119,00	-5,00	48,60	44,00	-4,60	109,90	83,90	-26,00

### 3.9 Resultados Simulação – Newave – Impactos na Térmicas de Alto CVU

O acionamento do MRD no sistema reduz a probabilidade de despacho de termelétricas de alto CVU. Além do benefício para todo o sistema com a economia gerada pelo não acionamento destas térmicas, para projetos termoeletrônicos há redução do custo com *Overhauls* (despesas de O&M), aumentando a competitividade de projetos.

A Figura 4 ilustra a probabilidade de despacho em função de valores do CVU das térmicas para os cenários com e sem MRD, submercado sudeste, cenário 2018. A sigla CBMP refere-se à abreviação “Caso Base Médio Prazo – Newave”. Observa-se que o acionamento do MRD no sistema reduz a probabilidade de despacho de termelétricas de alto CVU. Com efeito, estas usinas reduzem o número de manutenções (*Overhauls*) durante sua vida útil, contribuindo com maior valor do projeto (viabilidade). Ainda, a redução do número de horas despachadas também reduz o risco de penalidades por índices de disponibilidade abaixo do padrão da usina, conforme observa-se no gráfico a direita da Figura 4, que apresenta as reduções nas manutenções com a aplicação do MRD.



### 3.10 Resultados Simulação – Decomp – CMO

A avaliação a seguir avalia a importância da consideração do MRD no curto prazo e, para tanto, os benefícios aqui mostrados serão medidos principalmente em função da variável CMO. Neste sentido, foram comparados os CMOs da primeira semana do DECOMP em 3 diferentes casos para cada um dos cenários.

Com objetivo de verificar a influência do MRD, o primeiro caso utilizado como base é composto pelo conjunto de arquivos do DECOMP (da primeira revisão publicada pela CCEE sem alterações) e o conjunto de arquivos do NEWAVE, também originalmente publicado pela CCEE. No segundo caso, adicionou-se as térmicas virtuais referentes ao MRD no conjunto de dados do DECOMP. Este caso foi referenciado como Curto Prazo (CP), uma vez que se considera o MRD somente no modelo de curto prazo. No terceiro caso, para cada uma das situações o MRD considera-se tanto no modelo de curto prazo (Decomp) quanto no modelo de longo prazo (NEWAVE), deste modo, os potenciais benefícios do MRD ao sistema no longo prazo são transmitidos para o curto prazo através da função de custo futuro do NEWAVE. A Tabela 12 apresenta os resultados da simulação.

(\*) Dr. L. A. S. Camargo, Universidade de São Paulo, Escola Politécnica, Dep. de Engenharia de Energia e Automação Elétrica. Av. Prof. Almeida Prado s/n°, Cidade Universitária, CEP: 05508-900, São Paulo/SP, Brasil, luiz.steinle@usp.br

Tabela 12- Impactos do MRD no CMO – simulação com Decomp. Referência: 1ª semana de janeiro de cada cenário.

Impactos no CMO [R\$/MWh] - Decomp												
	Cenário 2015 (estressado)				Cenário 2016 (folgado)				Cenário 2018 (normal)			
	SE	S	NE	N	SE	S	NE	N	SE	S	NE	N
Base	523,00	523,00	523,00	523,00	41,00	41,00	344,00	101,00	196,00	200,00	182,00	168,00
CP	503,00	503,00	503,00	503,00	41,00	41,00	344,00	101,00	195,00	199,00	183,00	168,00
LP	333,00	333,00	333,00	333,00	23,00	23,00	344,00	92,00	142,00	145,00	142,00	132,00

No caso de 2015, tem-se que o MRD no curto prazo (CP) proporciona uma redução de 4%, equivalente a 20,0 R\$/MWh. Quando se considera no longo prazo (LP), a redução no CMO é de 36%, mostrando que o sistema poderia operar com um custo marginal substancialmente menor ao considerar o MRD na oferta futura. No caso 2016, a inclusão do MRD no CP não tem efeitos na operação do sistema. Este resultado é justificável uma vez que nessa situação a expectativa de custo futuro se manteve inalterada e o CVU das térmicas virtuais estão acima do CMO de operação da semana. Quando considerado o MRD no LP, a redução no CMO é de até 44%, dependendo do submercado que se analisa. Neste caso, o Nordeste se manteve com preços bem acima dos outros submercado em decorrência da situação hidrológica destoante dos demais submercados neste intervalo de tempo. No caso de 2018, a inclusão do MRD no curto prazo não tem efeitos na operação do sistema, sendo justificado pela mesma explicação do caso de 2016. Quando considerado no longo prazo, a redução no CMO é de até 27%, a depender do submercado. Importante notar que o MRD também contribuiu para diminuir em 50% a dispersão de preços entre submercados.

#### 4.0 - CONCLUSÕES FINAIS

A aplicação do MRD traz diversos benefícios ao sistema, sobretudo, naqueles que possuem relação direta ou indireta com os custos das termoeletricas. Os resultados das simulações apontam que o aumento na disponibilidade térmica total (considerando a disponibilidade térmica existente somada com as térmicas virtuais resultam em reduções no valor do CMO. Estas reduções são significativas em momentos que o sistema se encontra mais estressado. Outros elementos que são afetados pela aplicação do MRD são o déficit e a probabilidade de déficit, que são reduzidos com o acionamento do mecanismo. Quanto mais estressado estiver o sistema, maiores são os benefícios gerador.

A aplicação do MRD também impacta nos agentes hidráulicos via alterações no GSF e pelos desdobramentos econômicos das liquidações no mercado de curto prazo, valoradas à PLD. Os resultados apontam que as reduções no GSF causadas pelo acionamento do MRD são marginais, porém, o maior benefício é econômico, posto que as parcelas de exposição ao mercado de curto prazo serão valoradas ao PLD, que por sua vez são reduzidos. No momento em que o sistema está estressado, o MRD traz maiores benefícios a estas vertentes.

O armazenamento do SIN é outra vertente impactada pelo acionamento do MRD. As alterações no armazenamento refletem no custo térmico, devido as alterações nos despachos. A redução no armazenamento é marginal com a aplicação do MRD, porém os custos térmicos atrelados são consideráveis, principalmente, nos cenários estressados.

As distribuidoras e os consumidores cativos também são beneficiados pela aplicação do MRD. Os benefícios são oriundos de elementos comuns e se traduzem pela redução nos preços das tarifas (consumidores) e custos totais da parcela A (distribuidoras). De forma similar aos casos anteriores, quanto mais estressado estiver o sistema, maiores serão os benefícios obtidos em forma de redução de custos.

Por fim, avaliou-se que a aplicação do MRD reduz o acionamento de térmicas de alto CVU, trazendo benefícios ao sistema (redução no CMO) e para estes projetos (redução de manutenções).

De modo geral, conclui-se que a representação do MRD apenas no curto prazo tem a capacidade de trazer benefícios em momentos de estresse do sistema. Entretanto, estes benefícios são melhor percebidos (e valorados) quando o MRD é considerado no horizonte de longo prazo, em que as térmicas virtuais são consideradas em diferentes cenários provindos da estocacidade representada no modelo NEWAVE, em contraste com a aferição do benefício “determinístico” do curto prazo, onde as térmicas virtuais não são consideradas no futuro.

(\*) Dr. L. A. S. Camargo, Universidade de São Paulo, Escola Politécnica, Dep. de Engenharia de Energia e Automação Elétrica. Av. Prof. Almeida Prado s/n°, Cidade Universitária, CEP: 05508-900, São Paulo/SP, Brasil, luiz.steinle@usp.br

As simulações realizadas trazem importantes contribuições para a temática de resposta da demanda. Muito se discute dos benefícios da aplicação do MRD, porém, são raros os trabalhos que propõem metodologias ou avaliam os impactos financeiros da hipotética aplicação deste mecanismo.

## 5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ANDERSEN, F. M.; JENSEN, S. G.; LARSEN, H. V.; MEIBOM, P.; RAVN, H.; SKYTTE, K.; TOGEBY, M. Analyses of Demand Response in Denmark. Riso National Laboratory. Denmark, 2006.
- ANEEL. Critérios e Condições do Programa da Resposta da Demanda. RN Nº 792 de 28 de novembro de 2017.
- CCEE. Informercado. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br>>. Acesso em: 01/10/2018.
- HLEDIK, R.; FARUQUI, A. Valuing Demand Response: International Best Practices, Case Studies and Applications. 2015. 37 p. Relatório Técnico. Disponível em: <<http://www.brattle.com>>. Acesso em: 17/03/ Abr. 2019.
- ONS. Operador Nacional do Sistema. 1º Relatório de Análise do Programa Piloto de Resposta da Demanda. 2018.
- SOARES, F. H. N. Resposta da demanda industrial e sua influência na formação de preços de curto prazo no mercado de energia elétrica: uma proposta. 2017. 200p. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas, Universidade de São Paulo, 2017.
- SOUSA, H. W. A. Utilização de Programas de Reação da Demanda como Alternativa à Necessidade de Geração Termelétrica Complementar para Garantia do Suprimento de Energia Elétrica. 2013. 88 p. Dissertação (Mestrado em Regulação e Gestão dos Negócios) – Departamento de Economia, Universidade de Brasília, Brasília, 2013.
- SOUZA, N. B.; IOCCA, V. H. Resposta da Demanda – Piloto para o Brasil. Relatório Técnico. ABRACE. 2017.
- USG - UNITED STATES GOVERNMENT. Energy Independence and Security Act of 2007. Public Law 110–140— Dec. 19, 2007. Disponível em: <<https://www.govinfo.gov>>. Acesso em: 17 Abr. 10/04/2019.

## 6.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



### Luiz Armando Steinle Camargo

Doutor pelo Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétrica da Universidade de São Paulo - USP (2015), com estágio no Dep. of Industrial Economics and Technology Management - NTNU (2012-2013); Mestre em Engenharia de Infraestrutura pelo Instituto Tecnológico de Aeronáutica - ITA (2005) e Engenheiro Civil pela USP (2002). Possui mais de 15 anos de experiência profissional atuando em consultoria, engenharia e gestão de projetos nas áreas de Energia, Óleo & Gás. Desde 2010 atua como consultor na MRTS Consultoria e Engenharia Ltda nas áreas de: geração e energias renováveis, regulação do setor elétrico, estratégia empresarial, análise de risco, comercialização de energia e investimentos em geração e desenvolvimento de ferramentas para tomada de decisões complexas.



### Mateus Henrique Balan

Possui graduação em Engenharia Elétrica com ênfase em Energia e Automação pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (2014), onde cursa o mestrado atualmente. Trabalhou no grupo EDP na área de Risco e Planejamento Energético e na Clime Trading comercializadora de energia. Atualmente é consultor pela MRTS Consultoria e Engenharia Ltda atuando nas áreas: Regulação do Setor elétrico, planejamento de investimentos em geração, revisões e reajustes tarifários, complementariedade energética entre fontes renováveis, comercialização de energia elétrica e análise de riscos.

(\*) Dr. L. A. S. Camargo, Universidade de São Paulo, Escola Politécnica, Dep. de Engenharia de Energia e Automação Elétrica. Av. Prof. Almeida Prado s/nº, Cidade Universitária, CEP: 05508-900, São Paulo/SP, Brasil, [luiz.steinle@usp.br](mailto:luiz.steinle@usp.br)

10 a 13 de novembro de 2019  
Belo Horizonte - MG



**Dorel Soares Ramos**

Possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade de São Paulo (1975), mestrado em Engenharia Elétrica pela USP (1988) e doutorado em Engenharia Elétrica pela USP (1996). É Consultor do Grupo EDP Energias do Brasil, onde exerceu cargo de Diretor de Regulação até março de 2009, tendo sido Diretor Comercial (Aquisição de Energia) e de Regulação das Distribuidoras Bandeirante Energia / Escelsa (ES) e Enersul (MS), pertencentes ao mesmo Grupo Empresarial, e Diretor de Regulação da Holding EDP Energias do Brasil. É Professor Doutor do Dep. de Eng. de Energia e Automação Elétricas da Escola Politécnica da USP e Sócio Administrador da MRTS Consultoria e Engenharia Ltda. Tem atuado principalmente nos seguintes temas: planejamento de sistemas elétricos, regulação do setor elétrico, comercialização de energia e análise de riscos, geração de energia elétrica e modelagem institucional do setor elétrico.



**Fillipe Henrique Neves Soares**

Possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Presbiteriana Mackenzie (2005), mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade de São Paulo (2009) e doutorado em Engenharia Elétrica pela USP (2017). Atualmente é Diretor Técnico da Associação Brasileira dos Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres (ABRACE). Possui mais de 15 anos de experiência profissional atuando nas áreas de Regulação e Comercialização de Energia Elétrica.



**Laís Domingues Leonel**

Possui graduação em Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas de Potência pela Universidade Federal de Juiz de Fora (2017). Atualmente cursa mestrado em Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas de Potência pela Escola Politécnica da USP. Trabalhou na empresa Arion Otimização em Energia na área de Gestão de Clientes no ACL. É consultora pela MRTS Consultoria e Engenharia Ltda atuando nas áreas: Regulação do Setor elétrico, planejamento de investimentos em geração, complementariedade energética entre fontes renováveis, comercialização de energia elétrica e análise de riscos.

(\*) Dr. L. A. S. Camargo, Universidade de São Paulo, Escola Politécnica, Dep. de Engenharia de Energia e Automação Elétrica. Av. Prof. Almeida Prado s/nº, Cidade Universitária, CEP: 05508-900, São Paulo/SP, Brasil, luiz.steinle@usp.br