O InfoPLD é uma publicação semanal que traz uma análise dos fatores que influenciam na formação do Preço de Liquidação das Diferenças - PLD, calculado semanalmente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

O boletim também apresenta a estimativa dos Encargos de Serviços do Sistema – ESS, originados por razão de segurança energética e por restrições elétricas no sistema; a estimativa dos custos devido ao descolamento entre o Custo Marginal de Operação - CMO[1] e o PLD; e a estimativa do fator de Ajuste do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE. Com o objetivo de fornecer uma visão de futuro do comportamento do preço, o informativo disponibiliza ainda a projeção do PLD para os próximos 14 meses.

Análise PLD – 1ª semana operativa de Outubro

A Tabela 1 apresenta o PLD válido para o período de 28 de setembro à 04 de outubro de 2019.

Tabela 1 – PLD (em R$/MWh)

Patamar de carga	SE/CO	S	NE	N
Pesada	241,94	241,94	241,94	241,94
Média	241,94	241,94	241,94	241,94
Leve	233,70	233,70	233,70	233,70
Média semanal	238,02	238,02	238,02	238,02

A Tabela 2 traz a comparação entre o PLD médio da quarta semana de setembro e da primeira de outubro:

Tabela 2 – Comparação entre o PLD médio da quarta semana de setembro e da primeira semana de outubro (em R$/MWh)

Submercado	PLD		
	4ª sem - set	1ª sem - out	Variação %
SE/CO	231,12	238,02	3 %
S	231,12	238,02	3 %
NE	231,12	238,02	3 %
N	231,12	238,02	3 %

As variações do PLD estão atreladas, entre outros fatores, à previsão de afluências no Sistema Interligado Nacional – SIN, que corresponde à estimativa do volume de água que deverá chegar aos reservatórios.

O Gráfico 1 ilustra a evolução do PLD no Sudeste:

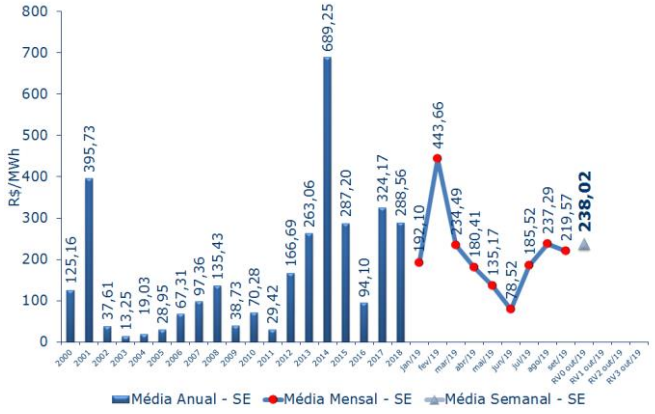


Gráfico 1 – Evolução do PLD no Sudeste/C. Oeste (em R$/MWh)

O Preço de Liquidação das Diferenças – PLD para primeira semana de outubro foi fixado em R$ 238,02/MWh em todos os submercados, com um aumento de 3% em relação ao valor anterior.

O principal fator responsável pela elevação do valor do PLD foi a verificação e a estimativa de afluências abaixo da média.

Para setembro de 2019, espera-se que as afluências fechem em torno de 54% da Média de Longo Termo – MLT para o sistema, estando abaixo da média para todos os submercados. Na região Sudeste, a expectativa é de 69%; no Sul é de 28%; no Nordeste, 41% e, na região Norte, 66% da MLT.

Já as previsões para o mês de outubro demonstraram que são esperadas afluências em torno de 61% da média para o sistema, estando abaixo da média para todos os submercados. Na região Sudeste, a expectativa para o próximo mês é de 72%; no Sul é de 46%; no Nordeste, 37% e, na região Norte, 65% da MLT.

A carga prevista para a próxima semana do SIN é em torno de 812 MWmédios mais baixa em relação à expectativa anterior, com redução esperada, principalmente no Sudeste. As previsões apresentaram uma diminuição de (-635 MWmédios) para o submercado Sudeste, para o Sul (-26 MWmédios) e para o Nordeste (-215 MWmédios). Apenas a região Norte (+64 MWmédios) obteve aumento de carga.

Os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de 2.117 MWmédios acima do esperado, com elevação no Sudeste (+1.116 MWmédios), no Sul (+787 MWmédios, Nordeste (+113 MWmédios) e no Norte (+101 MWmédios).

O fator de ajuste do MRE para o mês de setembro de 2019 é de 54,1% e para o mês de outubro a previsão é de 61,8%.

O ESS previsto para setembro está em R$ 6 milhões, sendo em sua totalidade referente às restrições operativa. Para outubro de 2019, a previsão é nula, sendo referente às restrições operativas.

Decomposição do PLD

Com o objetivo de demonstrar o impacto da atualização de todas as variáveis na formação do PLD no Newave, o Gráfico 2 ilustra a evolução do preço quando realizadas as atualizações das variáveis referentes à Função de Custo Futuro – FCF da primeira semana de outubro de 2019.

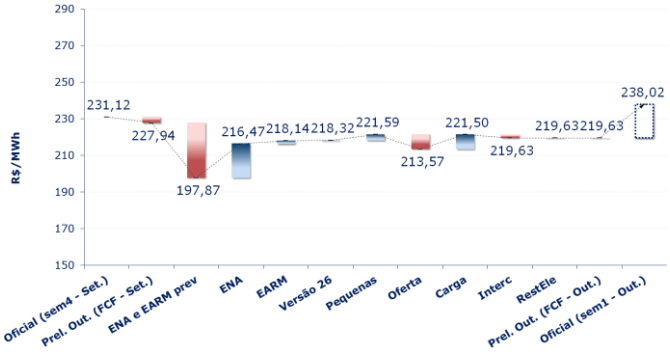


Gráfico 2 - Decomposição da variação do PLD para todos os submercados

O horizonte de estudo do modelo Decomp compreende dois meses. A partir do segundo mês, as informações associadas ao valor da água são obtidas por meio de uma consulta ao modelo Newave - conhecida como acoplamento entre os modelos Newave e Decomp.

[1] **Custo Marginal de Operação -** custo do recurso para atendimento a um acréscimo marginal de demanda.

A piora na tendência hidrológica, devido à realização de ENAs abaixo da MLT para todos os submercados, elevou o preço em torno de R$ 19/MWh. Já os níveis de armazenamento inferiores a expectativa do Newave do mês anterior, impactou em apenas R$ 2/MWh.

A atualização dos atributos hidrelétricos e termelétricos, além das ofertas de novos empreendimentos e a atualização de modelagem das usinas do rio São Francisco reduziu o preço em R$ 8/MWh para todos os submercados.

Já a elevação em torno de 1,4 GWmed da carga do primeiro mês, apesar da redução de 0,4 GWmed no segundo mês, elevou o preço em torno de R$ 8/MWh.

A atualização das demais variáveis tiveram impactos no PLD inferiores aos supracitados.

As demais alterações no preço, ilustradas no passo "Oficial (sem1 - Outubro)" se referem às alterações do Decomp, e com o objetivo de demonstrar o impacto da atualização de todas as variáveis na formação do PLD, referentes ao Decomp, os gráficos a seguir ilustram as mudanças no preço de todos os submercados.

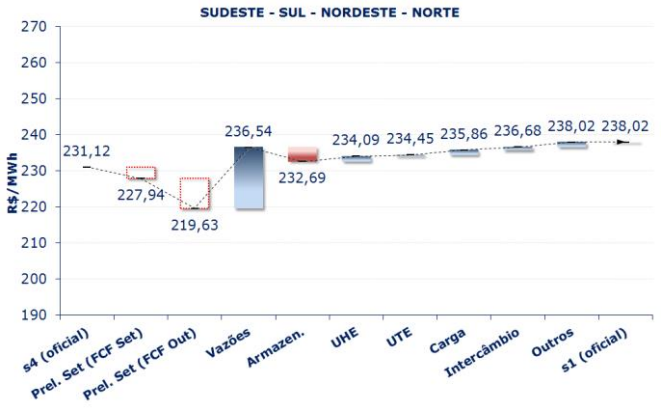


Gráfico 3 – Decomposição da variação do PLD para todos os submercados

A atualização da Função de Custo Futuro do Newave é apresentada no passo Prel. Set. (FCF Out), que reduziu o preço em aproximadamente R$ 8/MWh.

A estimativa de afluências mais baixas para o mês de outubro, em relação a expectativa média do segundo mês de Decomp da RV3 de setembro, aumentou o preço em torno de R$ 17/MWh.

A atualização do passo de armazenamento com níveis acima do previsto na semana anterior reduziu o PLD em R$ 4/MWh, respectivamente.

As demais variáveis praticamente não impactaram o significativamente no preço.

O Gráfico 4, Gráfico 5 e Gráfico 6 ilustram os fluxos de intercâmbio entre os submercados para os patamares de carga pesada, média e leve. Ressaltamos que nos quadrados verdes, é ilustrado o valor do custo resultante do processamento do cálculo do PLD.

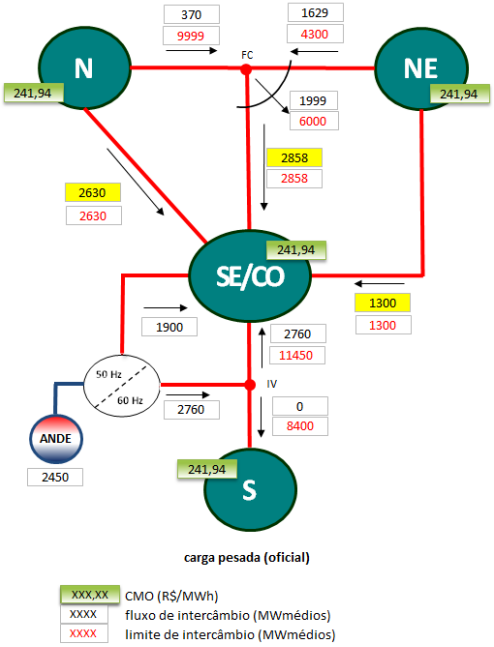


Gráfico 4 – Fluxo de Intercâmbio – Patamar Pesado

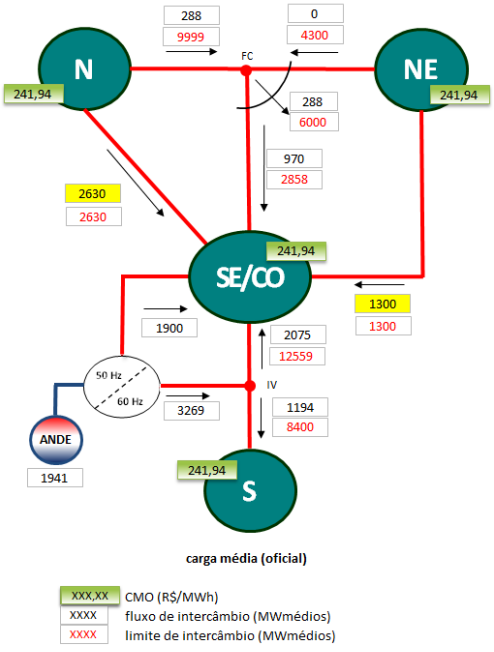


Gráfico 5 - Fluxo de Intercâmbio – Patamar Médio

O conteúdo desta publicação foi produzido pela CCEE com base em dados e informações de conhecimento público. É de responsabilidade exclusiva dos agentes e demais interessados a obtenção de outros dados e informações, a realização de análises, estudos e avaliações para fins de tomada de decisões, definição de estratégias de atuação, assunção de compromissos e obrigações e quaisquer outras finalidades, em qualquer tempo e sob qualquer condição. É proibida a reprodução ou utilização total ou parcial do presente sem a identificação da fonte.

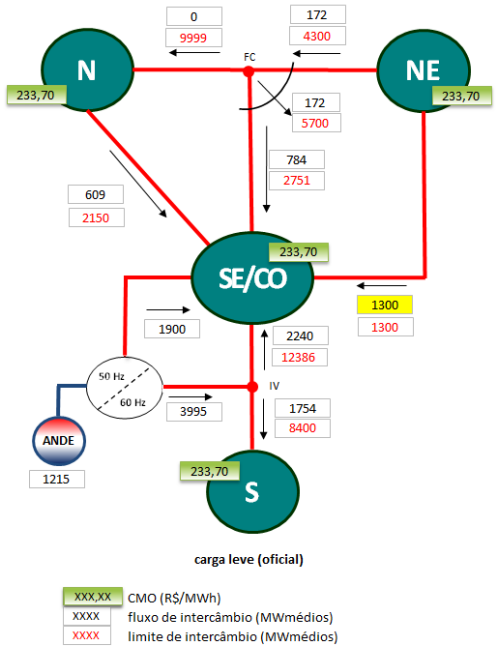


Gráfico 6 - Fluxo de Intercâmbio – Patamar Leve

Ressaltamos que os fluxos de energia ilustrados na interligação entre a usina de Itaipu e o Subsistema Sudeste levam em consideração a simplificação de modelagem adotada no modelo DECOMP.

Esta simplificação de modelagem consiste na alocação de toda a parte de geração flexível de Itaipu no setor de 60Hz. Deste modo, o valor de fluxos e limites apresentados nas linhas de Itaipu 50Hz para Sudeste/Centro-Oeste e Itaipu 60Hz para Ivaiporã e depois para o Sudeste/Centro-Oeste são fictícios, com o objetivo de possibilitar a correta otimização do modelo DECOMP.

Cabe destacar ainda, que a potência nominal da UHE Itaipu é de 14.000MW, divididos em 7.000 MW para cada setor da usina (50Hz e 60Hz) e parte da geração do setor de 50Hz é alocada ao atendimento do Paraguai.

Decomposição do CMO x PLD

O gráfico a seguir ilustra a decomposição entre o Custo Marginal da Operação - CMO e o PLD para todos submercados:

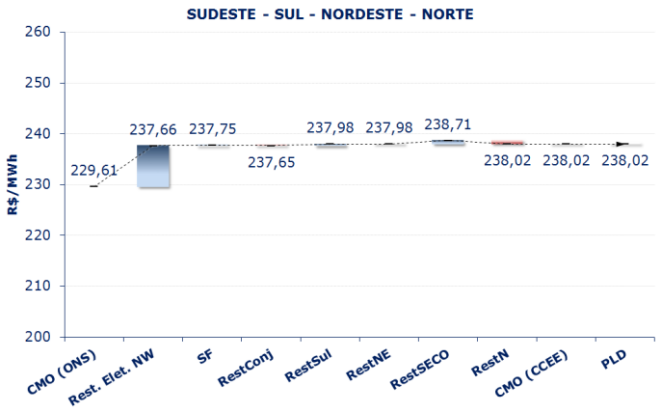


Gráfico 7 - Decomposição da variação do CMO x PLD para todos os submercados

Levando em conta que o cálculo do PLD desconsidera as restrições elétricas internas aos submercados, desde que estas não afetem os limites de intercâmbio de energia entre eles, o custo total de operação resultante do cálculo do PLD tende a ser inferior ao custo total de operação do cálculo do CMO, uma vez que este é menos restritivo.

Porém, em decorrência da redução da carga, devido à geração proveniente da restrição elétrica, o CMO resultante do cálculo do PLD tende a ser superior ao CMO resultante do cálculo que considera as restrições elétricas.

Os passos destes gráficos ilustram as seguintes alterações:

- Rest. Elet. NW – No cálculo do CMO, as restrições elétricas são descontadas da carga, resultando em uma carga menor a ser atendida, e consequente custo mais barato;
- SF (Geração mínima das UHEs Xingó, Paulo Afonso IV, Sobradinho e Itaparica necessária para segurança do sistema);
- RestConj (Restrições conjunturais consideradas no cálculo do CMO, enquanto no cálculo do PLD são consideradas as restrições estruturais);
- RestSul (Despacho por razões elétricas do Sul);
- RestNE (Despacho por razões elétricas do Nordeste);
- RestSECO (Despacho por razões elétricas do Sudeste);
- RestN (Restrição operativa da região Manaus).

Newave

O modelo Newave estima o custo futuro da energia e reflete para o Decomp o impacto da utilização da água armazenada nos reservatórios.

Nas variáveis que influenciam a obtenção da FCF incluem-se o armazenamento inicial, a tendência hidrológica, o cronograma de expansão das usinas, entre outras.

Armazenamento inicial

O Gráfico 8 apresenta a evolução do armazenamento dos últimos dois anos para o SIN e os valores dos armazenamentos mínimo e máximo atingidos nesta região desde o ano 1996, considerando o nível de armazenamento em novembro de cada ano (final do período seco). Tal gráfico foi construído com base nos dados do Informativo Preliminar Diário da Operação - IPDO e no Relatório Diário da Situação Hidráulico-Hidrológica da Usinas Hidrelétricas do SIN - RDH, disponibilizados diariamente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.

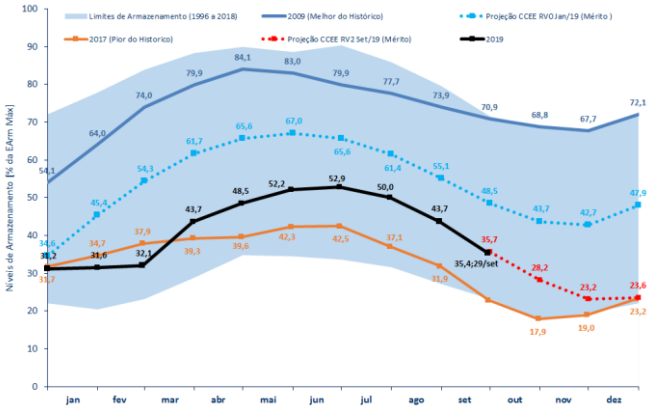


Gráfico 8 - Energia armazenada do SIN

O conteúdo desta publicação foi produzido pela CCEE com base em dados e informações de conhecimento público. É de responsabilidade exclusiva dos agentes e demais interessados a obtenção de outros dados e informações, a realização de análises, estudos e avaliações para fins de tomada de decisões, definição de estratégias de atuação, assunção de compromissos e obrigações e quaisquer outras finalidades, em qualquer tempo e sob qualquer condição. É proibida a reprodução ou utilização total ou parcial do presente sem a identificação da fonte.

No Gráfico 8, é possível observar a recuperação dos reservatórios nos primeiros meses de 2019, destacando em abril, maio e junho a recuperação dos reservatórios do Sul.

Em janeiro de 2019, quando se espera elevação dos níveis, é possível observar manutenção dos mesmos, isso em função da redução das chuvas. Em fevereiro o comportamento foi praticamente o mesmo de janeiro. Já em março, abril e maio, em função da elevação das afluências, observamos recuperação dos níveis. Já para o mês de julho, agosto e em especial setembro é possível observar uma queda na recuperação dos reservatórios.

Quando comparamos os níveis de armazenamento do Newave, no final de outubro, com os verificados no final de setembro, observamos redução para todos submercados, com as seguintes variações: - 8,0% para Sudeste, -12,1% para Sul, -4,6% para Nordeste e -16,7% Norte.

Realizando a comparação entre o final de setembro de 2019 com o mesmo período do ano anterior, se observa variação positiva em nos submercados: Sudeste (+8,3%), Nordeste (+15,3%) e Norte (+8,8%). E uma variação negativa no Sul (-6,4%).

A Tabela 3 mostra, em percentual do volume máximo, os armazenamentos iniciais utilizados por submercado para o processamento do modelo Newave nos meses de setembro e outubro de 2019, e suas respectivas diferenças. Os valores referentes à cada submercado são a somatória dos níveis dos Reservatórios Equivalentes de Energia - REEs que compõem os submercados.

Tabela 3 – Comparação dos armazenamentos iniciais do Newave em set/19 e out/19 (em %) – por submercado

Mês	SE/CO	S	NE	N
Set/19	39,7	54,0	48,7	67,6
Out/19	31,7	41,9	44,1	50,9
Diferença	- 8,0	-12,1	- 4,6	- 16,7

Tendência hidrológica

As ENAs passadas são utilizadas pelo modelo Newave como tendência hidrológica e influenciam na construção da FCF. A Tabela 4 mostra o comportamento das ENAs dos meses anteriores a outubro, bem como o valor médio dos cenários gerados para este mês. A tendência hidrológica, considerada para a construção dos cenários de afluência para outubro, está acima da MLT para os REEs Itaipu e Manaus, gerando cenários também acima da média. Já os demais REEs, que apresentaram afluências passadas abaixo da média, também tiveram cenários futuros gerados inferiores à média para outubro.

Tabela 4 – ENAs passadas (em % da MLT)

REE	Ordem do PAR	OUT	SET	AGO	JUL	JUN	MAI	ABR
Sudeste	6	73	64	69	75	71	82	82
Madeira	3	83	74	88	97			
Teles Pires	3	78	69	79	83			
Itaipu	6	102	91	100	106	136	134	124
Paraná	3	74	66	78	81			
Paranapanema	6	63	61	62	78	132	72	75
Sul	1	72	23					
Iguaçu	1	70	35					
Nordeste	3	42	42	46	47			
Norte	6	51	58	62	68	71	80	99
Belo Monte	4	63	60	83	99	93		
Manaus	1	107	106					

A ordem do PAR (p)[2] indica o número de meses passados que influenciam na obtenção dos cenários de ENAs.

Cronograma da expansão

Com base no cronograma dos empreendimentos, licenciamentos, obras e financiamentos, o Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico - DMSE[3] revisa mensalmente os cronogramas de entrada em operação comercial das usinas hidrelétricas – UHE; termelétricas – UTE; fotovoltaicas – UFV; eólicas – UEE; Centrais Geradoras Hidrelétricas – CGH e Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCHs.

A oferta hidrelétrica sofreu impacto em relação ao mês passado devido a uma unidade geradora na UHE Sinop e uma na UHE Colíder que atrasou 1 mês, de outubro para novembro de 2019 e de novembro para dezembro de 2019, respectivamente. Além disso, a UHE Belo Monte (UG16) entrou em operação comercial em setembro de 2019, ao invés de outubro de 2019.

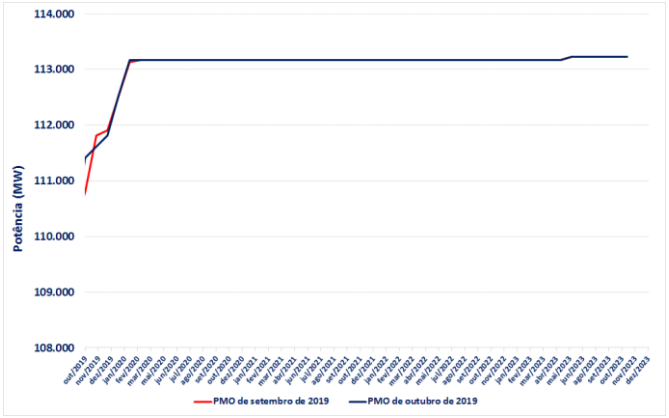


Gráfico 9 - Oferta de Usinas Hidroelétricas

Para a oferta termelétrica teve o atraso da UTE Porto do Sergipe em um mês, de janeiro para fevereiro de 2020.

[2] **PAR(p)** - modelo autorregressivo periódico de ordem *p*.

[3] **Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico** – órgão que coordena reunião mensal para revisão do cronograma de entrada em operação comercial das usinas.

O conteúdo desta publicação foi produzido pela CCEE com base em dados e informações de conhecimento público. É de responsabilidade exclusiva dos agentes e demais interessados a obtenção de outros dados e informações, a realização de análises, estudos e avaliações para fins de tomada de decisões, definição de estratégias de atuação, assunção de compromissos e obrigações e quaisquer outras finalidades, em qualquer tempo e sob qualquer condição. É proibida a reprodução ou utilização total ou parcial do presente sem a identificação da fonte.

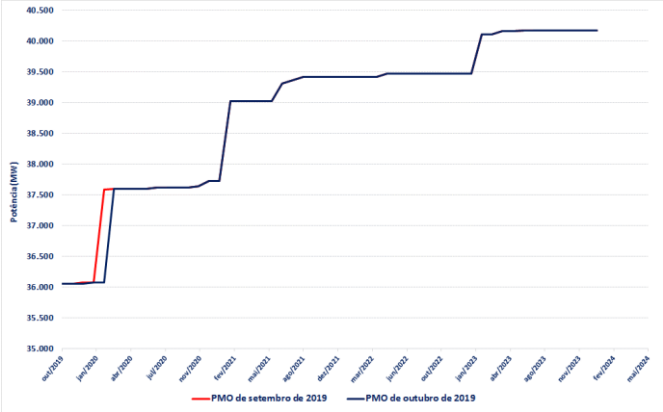


Gráfico 10 - Oferta de Usinas Térmicas

Carga - Newave

A comparação entre a carga considerada para o Programa Mensal da Operação – PMO, de outubro e novembro de 2019, é ilustrada no Gráfico 11, mostrando a compatibilização entre os dados do Newave e Decomp para os dois primeiros meses do horizonte de estudo.

A carga do curto prazo (2 meses) ficou cerca de 1.444 MWmédios acima a expectativa anterior para outubro, e cerca de 387 MWmédios mais baixa para novembro.

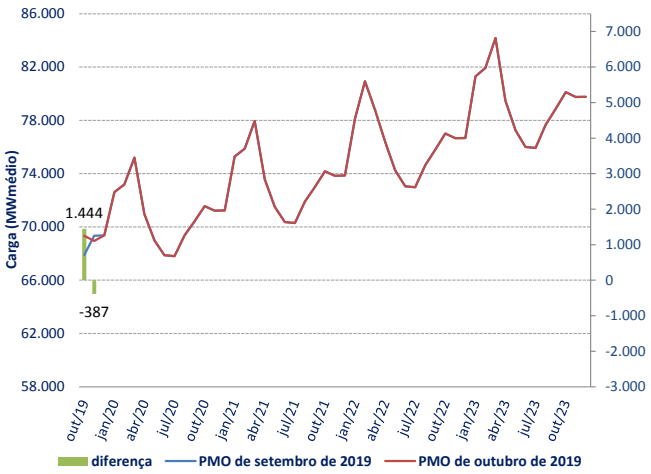


Gráfico 11 - Carga no NEWAVE – SIN

Decomp

O modelo Decomp é utilizado para determinar o despacho de geração das usinas individualizadas, que minimiza o custo total de operação ao longo do período de planejamento. Um de seus resultados é o Custo Marginal de Operação – CMO que, limitado por um preço mínimo e máximo e levando em consideração apenas as restrições elétricas estruturais que impõem limites de intercâmbio entre os submercados, resulta no PLD.

Entre as variáveis que influenciam o modelo Decomp destacam-se a ENA média para acoplamento com o Newave, o armazenamento inicial e a carga.

Armazenamento inicial

O Gráfico 12 ilustra o armazenamento inicial no SIN considerado pelo modelo Decomp:

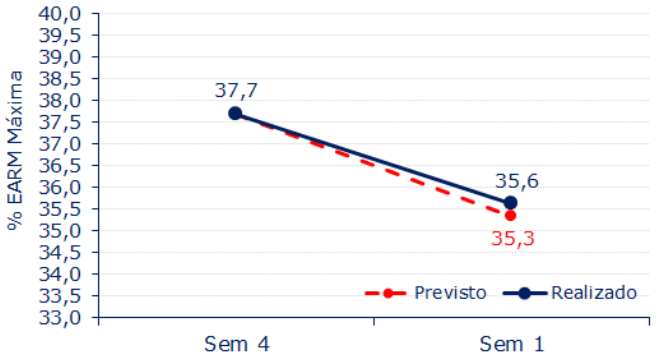


Gráfico 12 - Energia armazenada no SIN

O processamento do Decomp na semana anterior indicava armazenamento de 35,3% (Energia Armazenada de 103.386 MWmês) no SIN para o início desta semana. O nível realizado foi 35,6% (Energia Armazenada de 104.290 MWmês), o que representa um aumento de 904 MWmédios. A Tabela 5 ilustra o nível de armazenamento por submercado:

Tabela 5 – EARM (MWmês) prevista e realizada para a primeira semana operativa de outubro

Submercado	RV0 out - previsto (MWmês)	RV0 – out - realizado (MWmês)	Diferença (MWmês)
SE/CO	64.656	64.861	+ 205
S	8.109	8.623	+ 514
NE	22.857	22.857	0
N	7.764	7.949	+ 185

Carga - Decomp

O Gráfico 13 apresenta a variação da carga prevista para a primeira semana de outubro de 2019:

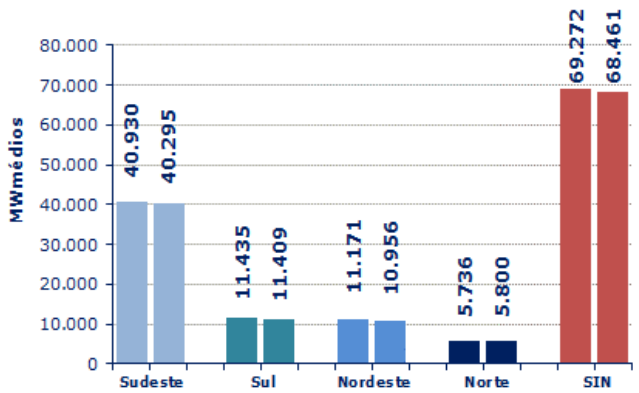


Gráfico 13 - Carga no SIN

Ressaltamos que os dados do Gráfico 13 consideram apenas a carga prevista para a semana em análise. Neste caso, comparamos o que estava previsto para a primeira semana de outubro na RV3 de setembro (1ª coluna) com o previsto para a mesma semana na RV0 de outubro de 2019 (2ª coluna). A Tabela 6 apresenta a contribuição de

O conteúdo desta publicação foi produzido pela CCEE com base em dados e informações de conhecimento público. É de responsabilidade exclusiva dos agentes e demais interessados a obtenção de outros dados e informações, a realização de análises, estudos e avaliações para fins de tomada de decisões, definição de estratégias de atuação, assunção de compromissos e obrigações e quaisquer outras finalidades, em qualquer tempo e sob qualquer condição. É proibida a reprodução ou utilização total ou parcial do presente sem a identificação da fonte.

cada um dos submercados para a variação da carga do sistema na primeira semana de outubro.

Tabela 6 – Carga (MWmédios)

SE/CO	S	NE	N
- 635	- 26	- 215	+ 64

Oferta e demanda

A curva de oferta e demanda é apresentada nos gráficos a seguir. Observa-se que, até o valor da demanda, a curva de oferta é formada nesta ordem: usinas não-despachadas individualmente; geração inflexível; e geração por ordem de mérito.

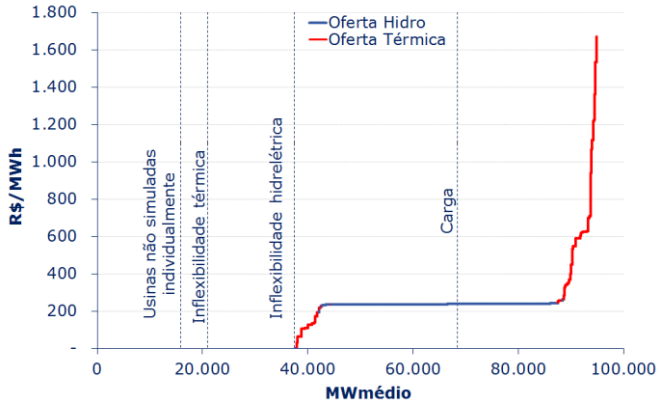


Gráfico 14 - Oferta e demanda de energia para todos os submercados

Estimativa de ESS – set e out/2019

O Gráfico 15 mostra a estimativa de ESS por tipo de despacho para o mês de setembro:

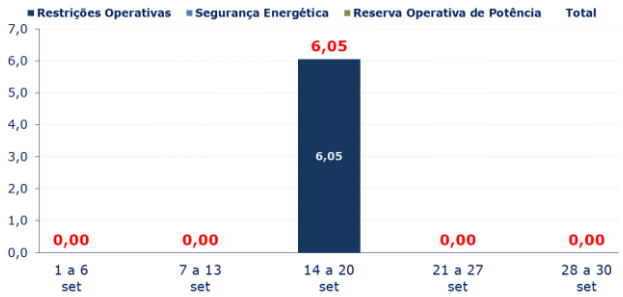


Gráfico 15 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de setembro

A Tabela 7 apresenta a expectativa de ESS por submercado para o mês de setembro:

Subm.	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5	Sem 6	Total
	Restrição operativa (R$ MM)						
Sudeste	-	-	6,05	-	-	-	6,05
Sul	-	-	-	-	-	-	0,00
Nordeste	-	-	-	-	-	-	0,00
Norte	-	-	-	-	-	-	0,00
Total	0,00	0,00	6,05	0,00	0,00	0,00	6,05
Subm.	Segurança Energética (R$ MM)						
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Subm.	Reserva Operativa de Potência (R$ MM)						
Sudeste	-	-	-	-	-	-	0,00
Sul	-	-	-	-	-	-	
Nordeste	-	-	-	-	-	-	
Norte	-	-	-	-	-	-	0,00
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabela 7 – Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho e por submercado para o mês de setembro

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 15 e na Tabela 7 resulta na expectativa de R$ 6,05 milhões em encargos para o mês de setembro de 2019, sendo R$ 6,05 mil referentes às restrições operativas.

Para outubro, a estimativa de encargos é nula. Ressaltamos que dependendo da conjuntura, o despacho térmico pode se alterar, alterando consequentemente a previsão dos ESS.

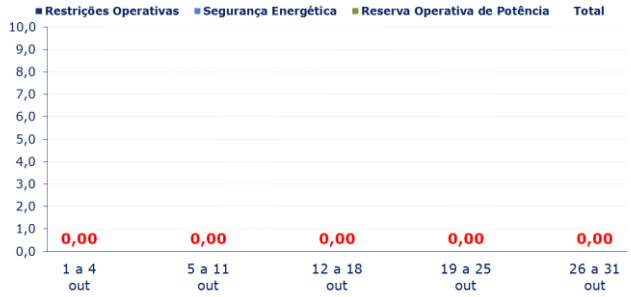


Gráfico 16 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de outubro de 2019

A Tabela 8 abaixo ilustra os ESS previstos para outubro.

Subm.	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5	Sem 6	Total
	Restrição operativa (R$ MM)						
Sudeste	-	-	-	-	-	-	0,00
Sul	-	-	-	-	-	-	0,00
Nordeste	-	-	-	-	-	-	0,00
Norte	-	-	-	-	-	-	0,00
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Subm.	Segurança Energética (R$ MM)						
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Subm.	Reserva Operativa de Potência (R$ MM)						
Sudeste	-	-	-	-	-	-	0,00
Sul	-	-	-	-	-	-	
Nordeste	-	-	-	-	-	-	
Norte	-	-	-	-	-	-	0,00
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabela 8 – Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho e por submercado para o mês de outubro

O valor estimado de geração para o período de 1º a 26 de setembro pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 27 de setembro estão disponíveis no Informativo Preliminar Diário da Operação – IPDO.

O conteúdo desta publicação foi produzido pela CCEE com base em dados e informações de conhecimento público. É de responsabilidade exclusiva dos agentes e demais interessados a obtenção de outros dados e informações, a realização de análises, estudos e avaliações para fins de tomada de decisões, definição de estratégias de atuação, assunção de compromissos e obrigações e quaisquer outras finalidades, em qualquer tempo e sob qualquer condição. É proibida a reprodução ou utilização total ou parcial do presente sem a identificação da fonte.

A expectativa para o período do 28 de setembro foi calculada a partir da programação de despacho termelétrico por razões elétricas e da geração termelétrica indicada pelo modelo Decomp, relativa à revisão 0 de outubro de 2019.

Os ESS por reserva operativa foram calculados considerando a estimativa de geração eólica para a primeira semana de outubro. Ressaltamos que os valores previstos neste boletim consideram os encargos por restrição de operação por *Constrained-On*, ou seja, aqueles pagos pela geração despachada acima da ordem de mérito de custo.

Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD

Considerando o Despacho ANEEL nº 183/2015; o descrito na Nota Técnica nº 52/2015 – SRM/SRG/ANEEL, aprovada na 12ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria da Aneel, realizada em 14/04/15; e o disposto na Resolução Normativa ANEEL nº 658/2015, as usinas enquadradas na condição CMO>CVU>PLD, ou seja, despachadas por ordem de mérito no Deck do ONS e não despachadas em comparativo ao PLD, têm seus custos caracterizados como "custos devido ao descolamento entre CMO e PLD".

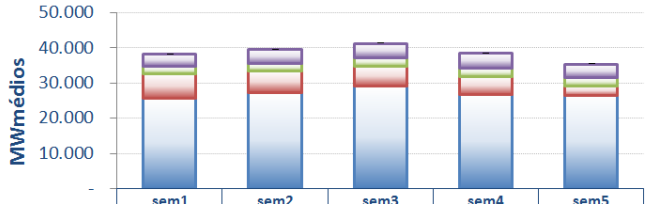
A mesma nota técnica esclarece que as usinas termelétricas que possuem Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado – CCEAR, na modalidade por disponibilidade, na situação CMO>CVU>PLD, devem ter seu custo adicional coberto por meio da receita de venda advinda desses contratos. Desta forma, nos custos previstos neste boletim, a parcela da geração comprometida com o CCEAR não é considerada na previsão dos custos devido ao descolamento entre CMO e PLD.

Confira, no item anterior, o detalhamento de como foram obtidos os valores previstos para o período. A estimativa de custos decorrentes do descolamento entre CMO e PLD para setembro e outubro é nulo.

Fator de Ajuste do MRE

O MRE é um mecanismo de compartilhamento e mitigação de risco hidrológico, o que possibilita o despacho centralizado das usinas hidrelétricas. O fator de ajuste do MRE representa a razão entre a geração hidráulica no centro de gravidade das usinas participantes desse mecanismo pelo montante total de suas garantias físicas sazonalizadas.

O Gráfico 17 apresenta a estimativa da realização da geração hidráulica das usinas participantes do MRE para setembro de 2019.



	sem1 set/19	sem2 set/19	sem3 set/19	sem4 set/19	sem5 set/19
Norte	3.347	3.773	4.179	4.293	3.906
Nordeste	2.294	2.315	2.270	2.355	2.230
Sul	6.837	6.140	5.762	4.938	2.653
Sudeste	25.669	27.209	29.029	26.814	26.570
- GH Total MRE	38.147	39.437	41.240	38.400	35.359

Gráfico 17 - Estimativa de realização da geração hidráulica das usinas participantes do MRE por submercado

O Gráfico 18 e Gráfico 19 apresentam a previsão da geração hidráulica das usinas participantes do MRE, comparada com a garantia física sazonalizada preliminar para setembro e outubro de 2019, respectivamente. A garantia física sazonalizada de 2019 está de acordo com o valor divulgado pelo "InfoMercado – Dados Gerais – 2019" divulgado no dia 09/09/2019 e também considera o fator divulgado no Comunicado nº 048/19, de 17 de janeiro de 2019.

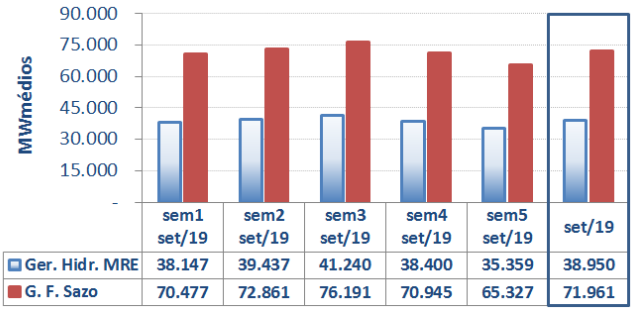
O valor estimado de geração para o período de 1º a 26 de setembro pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 27 a 29 de setembro estão disponíveis no Informativo Preliminar Diário da Operação – IPDO.

A expectativa para o período do 30 de setembro foi calculada a partir da programação de despacho termelétrico por razões elétricas e da geração termelétrica indicada pelo modelo Decomp, relativa à revisão 0 de outubro de 2019.

Adicionalmente, sobre a geração hidráulica aplicou-se um fator de perdas totais (rede básica e internas), obtido a partir da análise do histórico, com o objetivo de emular o comportamento operativo e comercial do SIN.

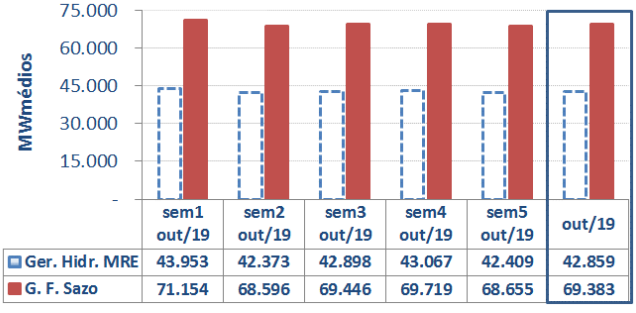
As garantias físicas sazonalizadas foram reduzidas em aproximadamente 5%, o que representa uma expectativa global dos fatores de disponibilidade, perdas internas e de rede básica, calculadas com base nos dados contabilizados dos últimos 12 meses.

Além disso, foram adicionadas as parcelas de garantia física das unidades geradoras com entrada em operação prevista para 2019, no perfil do MRE, de acordo com cronograma da reunião do DMSE de setembro de 2019. Também foi considerado o perfil de modulação da garantia física.



	sem1 set/19	sem2 set/19	sem3 set/19	sem4 set/19	sem5 set/19	set/19
Ger. Hidr. MRE	38.147	39.437	41.240	38.400	35.359	38.950
G. F. Sazo	70.477	72.861	76.191	70.945	65.327	71.961

Gráfico 18 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de setembro



	sem1 out/19	sem2 out/19	sem3 out/19	sem4 out/19	sem5 out/19	out/19
Ger. Hidr. MRE	43.953	42.373	42.898	43.067	42.409	42.859
G. F. Sazo	71.154	68.596	69.446	69.719	68.655	69.383

Gráfico 19 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de outubro

O conteúdo desta publicação foi produzido pela CCEE com base em dados e informações de conhecimento público. É de responsabilidade exclusiva dos agentes e demais interessados a obtenção de outros dados e informações, a realização de análises, estudos e avaliações para fins de tomada de decisões, definição de estratégias de atuação, assunção de compromissos e obrigações e quaisquer outras finalidades, em qualquer tempo e sob qualquer condição. É proibida a reprodução ou utilização total ou parcial do presente sem a identificação da fonte.

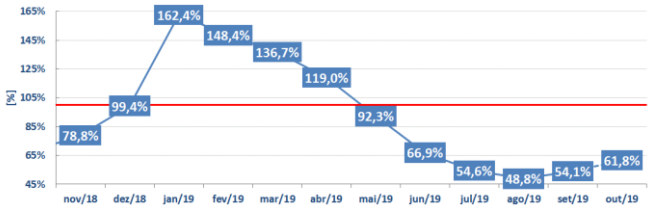
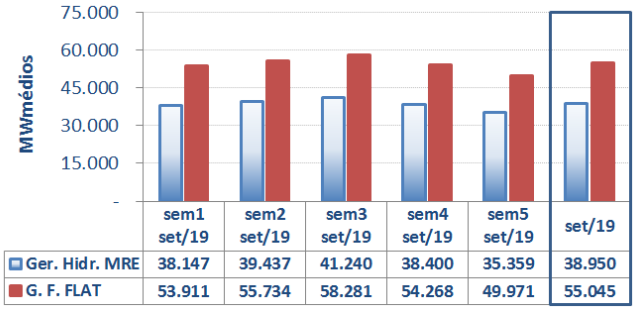


Gráfico 20 - Estimativa do fator de ajuste do MRE

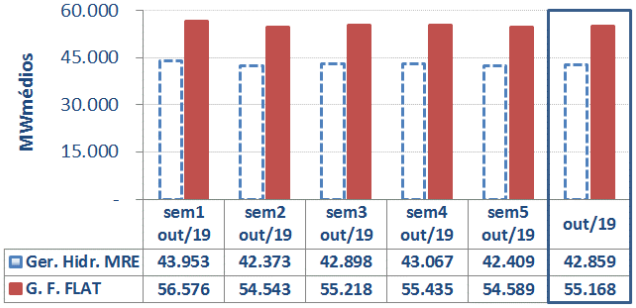
Por fim, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 684 de 11 de dezembro de 2015, o Gráfico 21 e Gráfico 22 trazem as estimativas do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico, o qual considera a garantia física com a sazonalização uniforme ("flat").

Esses gráficos apresentam a previsão da geração hidráulica das usinas participantes do MRE, comparada com a garantia física flat preliminar para setembro e outubro de 2019. Além do valor mensal, as estimativas do fator de ajuste são exibidas em base semanal.



	sem1 set/19	sem2 set/19	sem3 set/19	sem4 set/19	sem5 set/19	set/19
Ger. Hidr. MRE	38.147	39.437	41.240	38.400	35.359	38.950
G. F. FLAT	53.911	55.734	58.281	54.268	49.971	55.045

Gráfico 21 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de setembro



	sem1 out/19	sem2 out/19	sem3 out/19	sem4 out/19	sem5 out/19	out/19
Ger. Hidr. MRE	43.953	42.373	42.898	43.067	42.409	42.859
G. F. FLAT	56.576	54.543	55.218	55.435	54.589	55.168

Gráfico 22 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de outubro

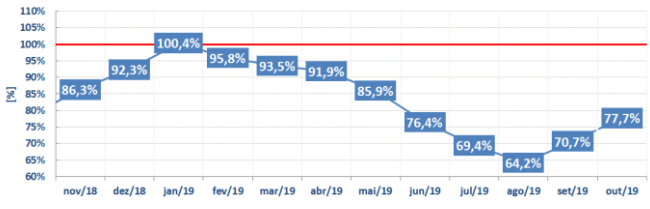


Gráfico 23 - Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

Projeção do PLD

A projeção de PLD apresentada neste boletim é realizada com base na projeção de ENA por Redes Neurais Artificiais - RNA, considerando o horizonte dos próximos 14 meses.

O Gráfico 24 ao Gráfico 27 ilustram, na linha tracejada vermelha, os PLDs projetados para o período de outubro de 2019 a novembro de 2020.

Além da projeção por redes neurais considerando os aprimoramentos da CPAMP, a CCEE divulga uma sensibilidade que considera a média das ENAs entre 2014 e 2018 e considerando os aprimoramentos da CPAMP.

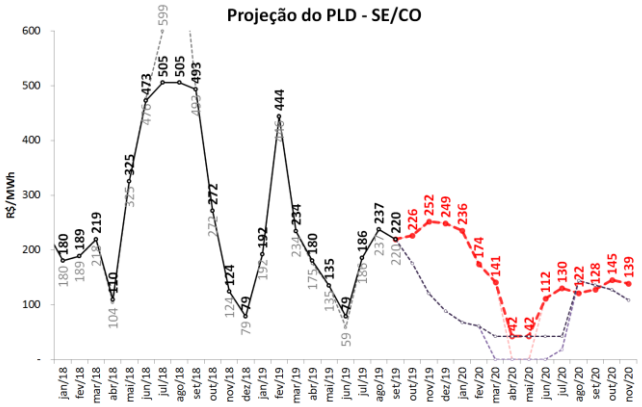


Gráfico 24 - Projeção do PLD do Sudeste

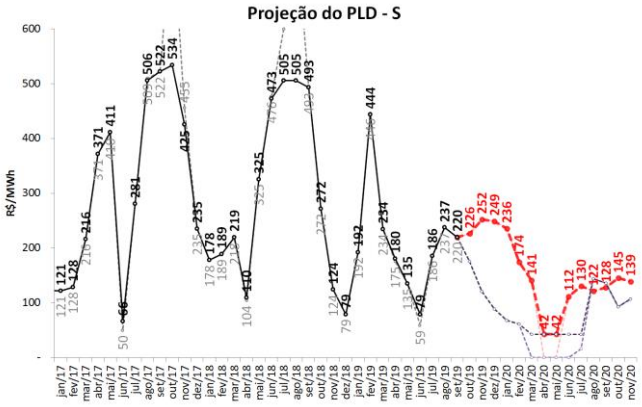


Gráfico 25 - Projeção do PLD do Sul

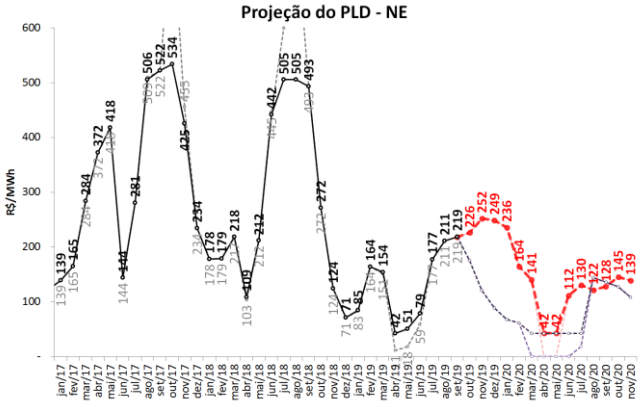


Gráfico 26 - Projeção do PLD do Nordeste

O conteúdo desta publicação foi produzido pela CCEE com base em dados e informações de conhecimento público. É de responsabilidade exclusiva dos agentes e demais interessados a obtenção de outros dados e informações, a realização de análises, estudos e avaliações para fins de tomada de decisões, definição de estratégias de atuação, assunção de compromissos e obrigações e quaisquer outras finalidades, em qualquer tempo e sob qualquer condição. É proibida a reprodução ou utilização total ou parcial do presente sem a identificação da fonte.

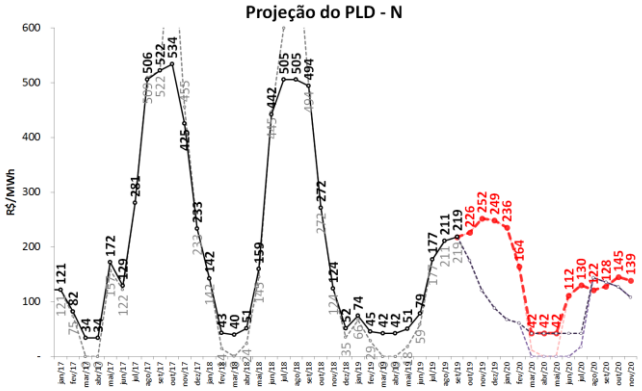


Gráfico 27 – Projeção do PLD do Norte

A Tabela 9 apresenta os valores dos PLDs projetados por submercado para o período de outubro de 2019 a novembro de 2020.

Tabela 9 – Resultados da Projeção do PLD

SE/CO	out/19	nov/19	dez/19	jan/20	fev/20	mar/20	abr/20	mai/20	jun/20	jul/20	ago/20	set/20	out/20	nov/20
Proj. PLD	226	252	249	236	174	141	42	42	112	130	122	128	145	139
Proj. PLD, ENA 5A	175	121	89	68	61	42	42	42	42	42	144	136	128	109

S	out/19	nov/19	dez/19	jan/20	fev/20	mar/20	abr/20	mai/20	jun/20	jul/20	ago/20	set/20	out/20	nov/20
Proj. PLD	226	252	249	236	174	141	42	42	112	130	122	128	145	139
Proj. PLD, ENA 5A	175	121	89	68	61	42	42	42	42	42	144	136	93	107

NE	out/19	nov/19	dez/19	jan/20	fev/20	mar/20	abr/20	mai/20	jun/20	jul/20	ago/20	set/20	out/20	nov/20
Proj. PLD	226	252	249	236	164	141	42	42	112	130	122	128	145	139
Proj. PLD, ENA 5A	175	121	89	68	61	42	42	42	42	42	144	136	128	109

N	out/19	nov/19	dez/19	jan/20	fev/20	mar/20	abr/20	mai/20	jun/20	jul/20	ago/20	set/20	out/20	nov/20
Proj. PLD	226	252	249	236	164	42	42	42	112	130	122	128	145	139
Proj. PLD, ENA 5A	175	121	89	68	61	42	42	42	42	42	144	136	128	109

Disclaimer - *A CCEE alerta e ressalta que é de responsabilidade exclusiva dos agentes de mercado e demais interessados a obtenção de outros dados e informações, a realização de análises, estudos e avaliações para fins de tomada de decisões, definição de estratégias de atuação e comerciais, assunção de compromissos e obrigações e quaisquer outras finalidades, em qualquer tempo e sob qualquer condição. Assim, não cabe atribuir à CCEE qualquer responsabilidade pela tomada de decisões administrativas e empresariais relacionadas ao tema. É proibida a reprodução ou utilização total ou parcial do presente material sem a identificação da fonte.*

O conteúdo desta publicação foi produzido pela CCEE com base em dados e informações de conhecimento público. É de responsabilidade exclusiva dos agentes e demais interessados a obtenção de outros dados e informações, a realização de análises, estudos e avaliações para fins de tomada de decisões, definição de estratégias de atuação, assunção de compromissos e obrigações e quaisquer outras finalidades, em qualquer tempo e sob qualquer condição. É proibida a reprodução ou utilização total ou parcial do presente sem a identificação da fonte.