

# BOLETIM DO SETOR ELÉTRICO

**DIIESE**  
DEPARTAMENTO INTERSINDICAL DE  
ESTATÍSTICA E ESTUDOS SOCIOECONÔMICOS



Junho de 2014

Número 3

**É** com satisfação que apresentamos mais um Boletim do Setor Elétrico, uma produção da Rede Eletricitários (equipe técnica do DIEESE que assessoria as entidades sindicais vinculadas aos trabalhadores do setor). O objetivo desta produção é analisar regularmente os principais acontecimentos que têm impacto sobre o setor, as empresas e os trabalhadores e, assim, auxiliar a ação política e sindical dos dirigentes das entidades que representam os trabalhadores do setor elétrico brasileiro.

Para a equipe técnica responsável pelo Boletim, é importante que os leitores se manifestem, enviando avaliações, críticas e sugestões. Para tanto, disponibilizamos o endereço eletrônico [boletimsetoreletrico@dieese.org.br](mailto:boletimsetoreletrico@dieese.org.br).

## Resumo desta edição:

O primeiro semestre de 2014 está sendo marcado pelo receio de um racionamento de energia elétrica ao longo do ano. Manifestações neste sentido, vindas de agentes do setor elétrico, setor financeiro, de economistas e parlamentares têm sido amplificadas pela grande imprensa, em função do potencial do uso eleitoral de notícias de um eventual racionamento.

Esta edição tem como objetivo apresentar sucintamente a evolução do setor desde o racionamento de 2001, o funcionamento do modelo setorial, resultante das mudanças implementadas na reforma de 2004, e alguns elementos que estão por trás do debate sobre o racionamento e a elevação dos custos da energia. A complexidade assumida pelo setor elétrico brasileiro nos últimos anos exige uma reavaliação do atual modelo diante das mudanças em curso, especialmente na estrutura da matriz energética e na contaminação do mercado cativo pelos efeitos especulativos na comercialização da energia.

Observa-se que os instrumentais regulatórios são cada vez mais pulverizados para dialogar com os diferentes interesses, em particular aqueles de mercado, que passaram a compor o setor. Os desdobramentos são transferidos aos consumidores, seja pelo risco do desabastecimento ou pelo patamar tarifário. De certo modo, são também repassados aos trabalhadores, que atuam sob condições cada vez mais inseguras e precárias.



# BOLETIM DO SETOR ELÉTRICO

## A situação energética no início de 2014

### *O sistema hidrotérmico e o risco de racionamento*

A energia elétrica consumida no território brasileiro é gerada a partir de um sistema hidrotérmico, com predominância da base hidráulica. Ao longo da última década, na medida em que os novos empreendimentos de geração hidroelétrica tiveram que abandonar o modelo de usinas com grandes reservatórios em favor das usinas “a fio d’água”, para minimizar impactos ambientais, foi se esvaindo a capacidade de armazenamento de energia por períodos de tempo relativamente longos. O crescimento recente da capacidade de geração termoeletrica foi escolhido para promover a complementaridade com a geração hidráulica, a fim de permitir a “administração” do nível dos reservatórios. Assim, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) pode decidir colocar usinas térmicas em operação para recuperar o nível dos reservatórios das hidroelétricas ou para evitar a exaustão delas. A propósito, entre 2008 e 2013, a geração hidroelétrica teve a participação reduzida de 73,5% para 68% da capacidade total do setor elétrico, enquanto a capacidade instalada da geração em usinas térmicas aumentou de 22% para 30%<sup>1</sup>.

Portanto, em um sistema elétrico com estas características, o risco de faltar energia, que poderia levar à necessidade de racionamento, depende do nível dos reservatórios das usinas hidroelétricas, da capacidade das usinas termoeletricas em continuar gerando energia e ainda do comportamento do consumo de energia elétrica.

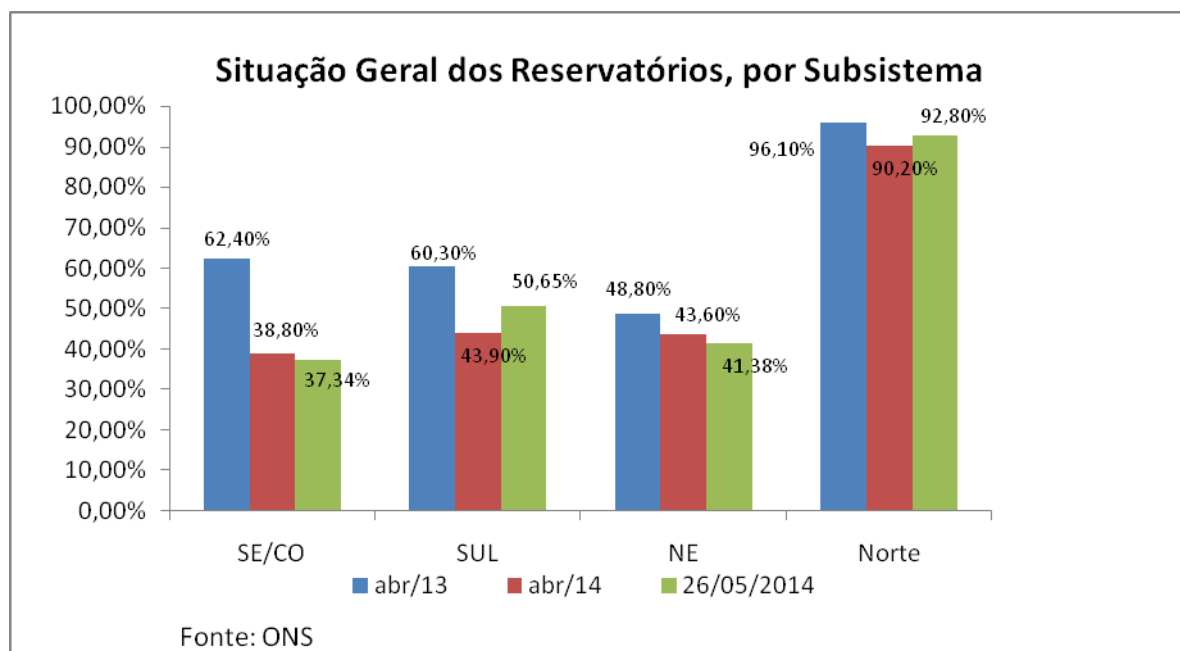
### *Os níveis dos reservatórios*

Segundo o ONS, as aflúncias do primeiro trimestre de 2014 foram as piores no histórico de 82 anos nos subsistemas SE/CO e NE. Nestes dois subsistemas, bem como no subsistema Sul, os reservatórios registraram níveis de armazenamento, em abril de 2014, inferiores àqueles do mesmo mês do ano anterior. Em maio de 2014, na comparação com o mês anterior, os reservatórios do Subsistema Sul recuperaram cerca de 7 pontos percentuais de armazenamento, enquanto os subsistemas SE/CO e o NE reduziram entre 1 e 2 pontos percentuais. Em 26 de maio de 2014, os reservatórios do subsistema SE/CO registraram 37,34% da capacidade; no Sul, o armazenamento correspondeu a 50,65%; no subsistema NE; a 41,38%; e no Norte, a 92,8%, conforme o Gráfico 1.

---

<sup>1</sup> Ver Boletim Mensal de Monitoramento do Setor Elétrico (MME) e Anuário Estatístico do Setor Elétrico (EPE).  
#

GRÁFICO 1



### *O papel das usinas termoeletricas*

A energia proveniente das usinas termoeletricas é contratada por disponibilidade e já é considerada na tarifa do consumidor cativo. Ou seja, há um pagamento para que esses empreendimentos existam. Quando necessária, à utilização adiciona-se o custo dessa operação. Cada empreendimento contratado dessa forma tem um custo diferente para entrar em operação, que varia de acordo com a capacidade e a fonte de geração (gás, óleo, biomassa, carvão etc.). Por isso, quando necessário, o despacho dessa energia é feito por ordem de mérito, ou seja, do menor para o maior custo.

### *Evolução recente do consumo de energia*

Segundo informa a Resenha Mensal do Mercado de Energia Elétrica, da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o consumo de eletricidade no primeiro trimestre de 2014 cresceu 6% em relação ao observado no mesmo período do ano anterior. Os consumos das classes residencial e comercial aumentaram 10% e 10,8% respectivamente, enquanto o consumo da classe industrial cresceu apenas 0,7%. Nas residências e no comércio, os mesmos fatores responsáveis pelo esvaziamento dos reservatórios provocaram o incremento do consumo, isto é, o calor excessivo e a escassez de chuvas. Na indústria, o consumo de energia tem refletido a queda da produção física doméstica, sobretudo no

setor de metalurgia; o consumo industrial de energia, em março de 2014, registrou o mesmo patamar de dois anos antes, segundo a EPE.

## A situação energética atual em comparação com o ano do racionamento

### *O racionamento de 2001*

Diante das especulações sobre a possibilidade de falta de energia elétrica em 2014, torna-se inevitável a comparação com o racionamento ocorrido em 2001, tido como “o maior já verificado em tempos de paz ou sem desastres naturais em um país” (d’Araújo, 2009, p. 142).

Em 2001, segundo o Relatório Kelman (2001, p. 5 e p. 7),

“A hidrologia adversa, por si só, não teria sido suficiente para provocar a crise” (p. 5)

“O aumento do consumo de energia correspondeu aos valores previstos e não teve qualquer influência na crise de suprimento.”

“A energia não aportada ao sistema devido à combinação do atraso de geração programada e à não implementação de novas usinas previstas para o período teria evitado o racionamento em 2001”.

Assim, embora a hidrologia adversa em 2001 tenha precipitado a crise, a não implementação das obras de expansão da geração previstas foi o fator predominante. Tanto é assim que a probabilidade do racionamento em 2001 era previsível desde 1999, pois os Planos Decenais de Expansão passaram a prever riscos de déficit de energia superiores a 10% para o decênio seguinte. Em abril de 2000, o ONS publicou o seguinte no Relatório Anual da Operação Energética:

“(…) Deve-se ressaltar que a tendência de deterioração das condições de atendimento nos próximos anos, já registradas anteriormente em Planos de operação do GCOI, reflete os constantes adiamentos nos programas de obras de geração previstos (…)”

“(…) Desta forma, a demanda é atendida não somente com energia garantida, mas também com energia secundária (interruptível) e com deplecionamentos acentuados do estoque de água dos reservatórios” (p. 21, citado por d’Araújo, p. 140-141).

É possível afirmar, em síntese, que o racionamento de 2001 foi decorrente da falta ou do atraso nos investimentos em novas usinas, o que, por sua vez, demonstrou a insuficiência do modelo adotado a partir de 1997/1998. O modelo mercantil não foi capaz de promover os incentivos

#

esperados para alocação de capitais privados (por meio do preço da energia de curto prazo) e de garantir a expansão necessária do parque gerador de energia.

### *O marco regulatório de 2004*

O atual marco regulatório (Lei 10.848 de 2004) definiu as regras para a coexistência de dois mercados de energia no Brasil: o mercado livre e o mercado cativo.

O mercado livre é caracterizado por uma relação bilateral entre consumidores (especialmente os industriais) e vendedores de energia. A participação neste mercado é facultativa para os consumidores dispostos a contratar diretamente uma demanda mínima de 3 MW de fontes convencionais ou 500 kW de fontes alternativas (pequenas centrais hidrelétricas, eólicas etc). As informações desse mercado são privadas e há poucos dados públicos sobre demanda, oferta e preços. Entretanto, estima-se que hoje o mercado livre responda por 30% do mercado total de energia. Para que essa energia negociada livremente chegue ao consumidor final, é necessário utilizar a estrutura das concessionárias de distribuição, pagando pela utilização dos serviços de distribuição.

O mercado cativo, que atende todo o consumo residencial e parte expressiva dos segmentos comercial e industrial (que não participam do mercado livre), é suprido pelas concessionárias distribuidoras que têm a obrigação de estimar a sua demanda com antecedência de cinco anos, revisada anualmente. A margem de erro é de no máximo 3% para mais ou menos. A partir dessa demanda, o governo realiza leilões estabelecendo preços máximos, de acordo com cada fonte de energia, e as empresas geradoras e distribuidoras estabelecem contratos de compra e venda. O objetivo é o de que todo o mercado cativo esteja contratado pelas distribuidoras, mas essa situação depende também do interesse das geradoras e comercializadoras em participar dos leilões.

### *Ampliação das capacidades de geração e transmissão de energia*

Segundo o presidente da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Maurício Tolmasquim, o mérito do novo marco regulatório foi trazer aumento da segurança no setor, por meio da retomada do planejamento. Para reduzir o risco do empreendimento, passou a ser exigida licença prévia que garante a participação dos investidores nos leilões, já com a garantia da viabilidade ambiental do projeto. O principal resultado, segundo ele, foi o crescimento da capacidade de geração superior ao crescimento da demanda desde então<sup>2</sup>.

---

<sup>2</sup> Em entrevista ao site Canal Energia (18/03/2014).

Comparando os anos 2000 (um ano antes do racionamento) e 2012 (último dado agregado disponível), a capacidade instalada de geração elétrica aumentou 64,21%, enquanto o consumo final cresceu 50,35%, de acordo com os dados do Balanço Energético Nacional 2013<sup>3</sup>. A diversificação da matriz energética foi ampliada, especialmente com a maior participação da energia térmica (de 14,4% para 27,1% do total). Fontes alternativas, como pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), geração eólica e solar também continuaram a ter as participações aumentadas, embora modestamente.

No segmento de transmissão de energia, a ampliação das linhas com a interligação dos subsistemas provocou uma alteração importante no setor elétrico desde 2001. Dadas as dimensões territoriais do país, a existência de regiões com climas e afluências diferenciadas (os quatro subsistemas) e a distância entre as unidades geradoras e as unidades consumidoras, a possibilidade de transmitir energia de onde se gera para onde se consome é um aspecto de fundamental importância. Em 2001, por exemplo, houve sobra de energia no Sul e escassez no Sudeste, sem que se pudesse transferir esta energia de uma região a outra. Segundo a EPE, a capacidade de transmissão de energia da região Sul para o resto do país aumentou 80%. No país como um todo, foram acrescentados cerca de 40 mil quilômetros de linhas de transmissão, com aumento de aproximadamente 68% da capacidade de transmitir energia entre as regiões.

## **A tarifa do consumidor final e a relação com a situação atual**

A previsão de aumentos nas tarifas do consumidor final de energia elétrica está associada à geração de energia mais cara para suprir a falta de energia elétrica de fonte hídrica, que aumentou o custo de geração da energia contratada pelas distribuidoras para atender o mercado cativo. Entretanto, além dessa situação conjuntural, o aumento do “preço” da energia tem sido exacerbado pela lógica de funcionamento do mercado de curto prazo.

### ***A forma de contratação das distribuidoras e a tarifa final***

A tarifa de energia elétrica ao consumidor final no Brasil é regulada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). A estrutura desta tarifa é determinada por dois conjuntos de custos: o conjunto dos custos não gerenciáveis pelas distribuidoras (chamado de parcela A), composto pela compra de energia, a transmissão e os encargos setoriais; e o conjunto dos custos gerenciáveis

---

<sup>3</sup> Maurício Tolmasquim, comparando os anos 2001 e 2013, afirma ainda que a capacidade instalada cresceu 72,4% contra 50,8% de crescimento do consumo (Canal Energia, 18/03/2014).

(parcela  $B$ ), que corresponde aos custos operacionais, à cota de depreciação e à remuneração dos investimentos.

Apesar de o foco da Aneel ser a parcela  $B^4$ , a maior proporção do valor da tarifa paga pelo consumidor final se encontra na parcela  $A$ , com destaque para o custo da energia. O custo da energia em cada concessionária é um “mix” de diferentes contratos, que variam de acordo com as condições do mercado no momento em que as concessionárias distribuidoras participaram do leilão para suprir a demanda.

A energia contratada deve ser fornecida pela empresa geradora que participou do leilão. Isto é, ela deve assegurar esse fornecimento e, para isso, são definidas as garantias físicas de cada empreendimento. O risco hidrológico, nesse caso, é do agente gerador, e caso ele não tenha energia para fornecer, terá que comprar de outra fonte no mercado livre, eventualmente mais cara ou barata que o preço contratado em leilão.

Nas correções tarifárias anuais de cada concessionária são repassados os custos com geração para os próximos 12 meses e o resíduo (positivo ou negativo) de algum custo adicional verificado nos 12 meses anteriores. Assim, se o custo de geração aumentou, isso se refletirá no próximo reajuste tarifário da concessionária. As diferenças temporais de custos verificadas nesse intervalo de 12 meses são registradas contabilmente em uma conta CVA presente no ativo e passivo das concessionárias. Essa é a situação pela qual passa, atualmente, o setor elétrico nacional. Entretanto, outras questões de caráter mais estrutural têm agravado esse cenário.

### *A renovação das concessões e a especulação no mercado de curto prazo*

O processo de renovação das concessões reduziu as tarifas em 20% na média. A redução decorreu de queda das tarifas nas áreas de geração e transmissão das concessionárias que optaram por renovar antecipadamente as concessões, além da redução de alguns encargos<sup>5</sup>. Ocorre que algumas empresas que detêm empreendimentos de geração (Cemig, Copel, Cesp e Celesc) não aceitaram as condições para a renovação antecipada dos contratos de concessão para algumas usinas (cerca de 25% dos 22.300 MW previstos para a renovação).

Assim, para garantir a redução média da tarifa final pretendida pelo governo federal, de 20%, a energia dessas empresas foi alocada em cotas nas concessionárias distribuidoras como se de fato existissem, deixando-as involuntariamente expostas no mercado de curto prazo.

---

<sup>4</sup> Ver DIEESE (2014).

<sup>5</sup> DIEESE (2012).

#



Havendo subcontratação de energia nas concessionárias distribuidoras (já que a totalidade da demanda não foi atendida no leilão), essa diferença precisa ser comprada no mercado de curto prazo desses mesmos agentes geradores, até que ocorra um próximo leilão. O preço dessa energia de curto prazo é estabelecido semanalmente e definido como preço de liquidação de diferenças (PLD)<sup>6</sup>. Em síntese, o modelo definidor do PLD procura reproduzir o custo marginal de operação, ou seja, o custo de uma nova unidade geradora considerando o cenário atual da oferta e demanda. Contudo, quanto mais o cenário for de escassez, maior tende a ser o PLD, sendo o contrário também verdadeiro. Não por outro motivo, o PLD atualmente está no nível mais elevado, R\$ 822 o MWh.

Portanto, além do custo adicional proveniente da utilização da energia contratada por disponibilidade, as concessionárias distribuidoras subcontratadas estão tendo que comprar essa energia no mercado de curto prazo, arcando com um preço mais elevado e que futuramente será repassada às tarifas dos consumidores finais. O problema é que esse custo ficou muito elevado para as distribuidoras bancarem antecipadamente a sua liquidação mensal (ainda mais quando se considera que a geração de caixa das distribuidoras foi regulatoriamente reduzida no último ciclo de revisão tarifária).

As ações do governo (nesse ano e também no ano passado) têm sido a de minimizar os impactos da alta do preço da energia para as distribuidoras, que incorporam inicialmente esses novos valores em seus custos e, ao mesmo tempo, postergar o repasse da totalidade desses custos em um único reajuste na tarifa final do consumidor.

Assim o governo tem interferido diretamente em várias frentes:

- a) Bancando parte da diferença entre o preço cobrado do consumidor e o de compra dessa energia no curto prazo, utilizando os recursos de um encargo setorial chamado Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) que, diante da elevação dos preços, exauriu-se;
- b) Criando a Conta-ACR a ser gerida pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, que captou empréstimo de R\$ 11,2 bilhões junto ao sistema financeiro, com o objetivo de disponibilizar recursos às concessionárias de distribuição, para que estas possam saldar os seus compromissos, decorrentes dos custos relacionados ao acionamento das usinas termoelétricas e da exposição involuntária ao mercado de curto prazo;
- c) Diferindo os custos do atual cenário para um período mais longo (até cinco anos) nos próximos reajustes aos consumidores finais;

---

<sup>6</sup> A definição do PLD está baseada nas condições hidrológicas, na demanda de energia, nos preços dos combustíveis, no custo do déficit de energia, na entrada de novos projetos e na disponibilidade de equipamentos de geração e transmissão. A partir desses dados, há a precificação da geração ótima para o período em questão.

- d) Realizando o leilão A-0 com o objetivo de contratar pelo menos parte da energia não alocada nas distribuidoras em razão da não aceitação da renovação antecipada das concessões de algumas usinas das empresas Cemig, Copel, Cesp e Celesc. Essa medida teve o objetivo de reduzir a exposição involuntária das distribuidoras ao mercado de curto prazo<sup>7</sup>.

Importante observar que, no próximo ano, as concessões das usinas que não renovaram entrarão em leilão e a energia delas será destinada ao mercado cativo ao custo semelhante daquelas que optaram por renovar antecipadamente suas concessões, tendo um efeito atenuador na atual trajetória de elevação de preços no setor.

## Considerações finais

Em relação ao preço da energia ao consumidor final, é importante destacar dois fenômenos distintos, mas interligados: 1) diante da escassez de fonte hídrica, são utilizadas outras fontes, contratadas por disponibilidade, com custo mais elevado; 2) a utilização de fontes mais caras revela uma escassez, o que faz aumentar o preço da energia no curto prazo e penaliza o consumidor (cativo ou livre), que eventualmente esteja exposto a este mercado.

A existência do mercado livre e a forma de definição do preço da energia no curto prazo estão contaminando o custo para os consumidores do mercado cativo, que são a imensa maioria. O consumidor do mercado cativo, no mínimo, deveria estar isento dos efeitos especulativos, cada vez mais presentes no preço da energia negociada no mercado. O preço a que a energia passou a ser negociada no mercado de curto prazo tem muito mais vícios do modelo do que expressa o custo de geração equivalente.

Portanto, considerando preservada a estrutura de mercado definido no atual modelo setorial (cativo e livre), duas questões devem ser debatidas: 1) a formação de preço no mercado de curto prazo; 2) a garantia permanente de energia ao mercado cativo a preços previamente definidos, sem a admissão de qualquer tipo de exposição ao mercado de curto prazo ou a sua volatilidade.

---

<sup>7</sup> Como resultado do leilão, foram contratados 2046 MW médios, reduzindo a exposição involuntária das distribuidoras a menos de 400 MW médios. O preço médio do leilão foi de R\$ 268,33 o MWh; a energia contratada por quantidade (1471 MW médio) ficou em R\$ 270,81; e a contratada por disponibilidade (575 MW médio) em R\$ 262,00.

## Referências Bibliográficas

BRASIL – Ministério das Minas e Energia. **Boletim Mensal de Energia**. Mês de referência: Março de 2014.

BRASIL – Empresa de Pesquisa Energética – EPE. **Anuário Estatístico do Setor Elétrico 2013**. (site [http://www.epe.gov.br/AnuarioEstatisticodeEnergiaEletrica/20130909\\_1.pdf](http://www.epe.gov.br/AnuarioEstatisticodeEnergiaEletrica/20130909_1.pdf), consultado em 11/04/2014)

BRASIL – Empresa de Pesquisa Energética – EPE. **Resenha Mensal do Mercado de Energia Elétrica**. Ano VII. Número 80. Maio de 2014.

d’Araújo, Roberto Pereira. **O Setor Elétrico Brasileiro – uma aventura mercantil**. Brasília: Confea, 2009. 300p.

República Federativa do Brasil. Relatório da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica (Relatório Kelman), (2001), disponível em: [http://www.kelman.com.br/pdf/relatorio\\_da\\_comissao.pdf](http://www.kelman.com.br/pdf/relatorio_da_comissao.pdf), consultado em 03/04//2014

Entrevista com o presidente da EPE “Maurício Tolmasquim: Marco Regulatório fortaleceu setor para momento atual”. Homepage Canal Energia (18/03/2014).

DIEESE. **As tarifas de energia elétrica no Brasil: inventário do 3º ciclo de Revisão de Tarifária e os efeitos para o setor**. Nota Técnica 134, maio de 2014.

DIEESE. **Renovação das Concessões no Setor Elétrico**. Algumas considerações e consequências. Nota Técnica 114. Outubro de 2012.

Rua Aurora, 957 – 1º andar  
CEP 05001-900 São Paulo, SP  
Telefone (11) 3874-5366 / fax (11) 3874-5394  
E-mail: [en@dieese.org.br](mailto:en@dieese.org.br)  
[www.dieese.org.br](http://www.dieese.org.br)

**Presidente: Antônio de Sousa** - Sindicato dos Trabalhadores nas Indústrias Metalúrgicas Mecânicas e de Material Elétrico de Osasco e Região - SP

**Vice Presidente: Alberto Soares da Silva** - Sindicato dos Trabalhadores nas Indústrias de Energia Elétrica de Campinas - SP

**Secretária Executiva: Zenaide Honório APEOESP** - Sindicato dos Professores do Ensino Oficial do Estado de São Paulo - SP

**Diretor Executivo: Alceu Luiz dos Santos** - Sindicato dos Trabalhadores nas Indústrias Metalúrgicas de Máquinas Mecânicas de Material Elétrico de Veículos e Peças Automotivas da Grande Curitiba - PR

**Diretor Executivo: Josinaldo José de Barros** - Sindicato dos Trabalhadores nas Indústrias Metalúrgicas Mecânicas e de Materiais Elétricos de Guarulhos Arujá Mairiporã e Santa Isabel - SP

**Diretor Executivo: José Carlos Souza** - Sindicato dos Trabalhadores nas Indústrias de Energia Elétrica de São Paulo - SP

**Diretor Executivo: Luís Carlos de Oliveira** - Sindicato dos Trabalhadores nas Indústrias Metalúrgicas Mecânicas e de Material Elétrico de São Paulo Mogi das Cruzes e Região - SP

**Diretora Executiva: Mara Luzia Feltes** - Sindicato dos Empregados em Empresas de Assessoramentos Perícias Informações Pesquisas e de Fundações Estaduais do Rio Grande do Sul - RS

**Diretora Executiva: Maria das Graças de Oliveira** - Sindicato dos Servidores Públicos Federais do Estado de Pernambuco - PE

**Diretora Executiva: Marta Soares dos Santos** - Sindicato dos Empregados em Estabelecimentos Bancários de São Paulo Osasco e Região - SP

**Diretor Executivo: Paulo de Tarso Guedes de Brito Costa** - Sindicato dos Eletricitários da Bahia - BA

**Diretor Executivo: Roberto Alves da Silva** - Federação dos Trabalhadores em Serviços de Asseio e Conservação Ambiental Urbana e Áreas Verdes do Estado de São Paulo - SP

**Diretor Executivo: Ângelo Máximo de Oliveira Pinho** - Sindicato dos Metalúrgicos do ABC - SP

#### **Direção Técnica**

**Diretor técnico:** Clemente Ganz Lúcio

**Coordenadora executiva:** Patrícia Pelatieri

**Coordenadora administrativa e financeira:** Rosana de Freitas

**Coordenador de educação:** Nelson de Chueri Karam

**Coordenador de relações sindicais:** José Silvestre Prado de Oliveira

**Coordenador de atendimento técnico sindical:** Airton Santos

**Coordenadora de estudos e desenvolvimento:** Angela Maria Schwengber

**Secretaria da direção sindical e técnica** - [secgeral@dieese.org.br](mailto:secgeral@dieese.org.br)

#### **Equipe responsável**

##### **Rede Eletricitários**

Carlos Machado

Cristiane Garrido

Daniel Passos

Fabiano Camargo

Gustavo Teixeira

Thiago Luiz Rodarte

