

2ª EDIÇÃO
revista e ampliada

manual de

DIREITO
da energia
elétrica

RODRIGO BERNARDES BRAGA

manual de

DIREITO

da **energia**

elétrica

2ª EDIÇÃO
revista e ampliada

manual de

DIREITO
da energia
elétrica

RODRIGO BERNARDES BRAGA





Belo Horizonte | **São Paulo**
Av. Brasil, 1843, | Av. Paulista, 2444,
Savassi, Belo Horizonte, MG | 8º andar, cj 82
Tel.: 31 3261 2801 | Bela Vista – São Paulo, SP
CEP 30140-007 | CEP 01310-933

WWW.EDITORADPLACIDO.COM.BR

Copyright © 2016, D'Plácido Editora.
Copyright © 2016, Rodrigo Bernardes Braga

Todos os direitos reservados.

Nenhuma parte desta obra pode ser reproduzida, por quaisquer meios,
sem a autorização prévia do Grupo D'Plácido.

Editor Chefe Plácido Araes
Editor Tales Leon de Marco
Produtora Editorial Bárbara Rodrigues
Capa, projeto gráfico Letícia Robini
Diagramação Bárbara Rodrigues
Enzo Zaquie Prates

Catálogo na Publicação (CIP)

B813 Braga, Rodrigo Bernardes
Manual de direito da energia elétrica / Rodrigo Bernardes Braga. - 2. ed. - Belo Horizonte,
São Paulo : D'Plácido, 2020.
838 p.
ISBN 978-65-5589-100-3

1. Direito. 2. Direito da Energia. 3. Potenciais de energia hidráulica. Energia elétrica. I. Título.

CDDir: 341.3443

Biblioteca responsável: Fernanda Gomes de Souza CRB-6/2472

GRUPO
D'PLÁCIDO



*
Rodapé



SUMÁRIO

Apresentação – 2ª Edição.....	19
Apresentação – 1ª Edição.....	21

PARTE GERAL

1. As Escolhas Trágicas.....	29
1.1. Open Compromise.....	30
1.2. Comfortable Myth.....	31
1.3. Trade-offs.....	31
1.4. Big Lie.....	32
1.4.1. Os Desafios de Acomodar os Interesses Indígenas nos Grandes Empreendimentos Hidrelétricos.....	34
1.4.2. Assimetrias Regulatórias no Setor Elétrico	38
2. Os Bens Energéticos.....	41
2.1. Introdução.....	41
2.2. Potencial Hidrelétrico como Bem da União.....	45
2.2.1. Planejamento do Uso do Recurso Hídrico.....	46
2.2.1.1. Caso Billings.....	47
2.2.1.2. Outorga de Direito de Uso da Água para Geração de Energia.....	49
2.3. Regime de Concessão de Serviço Público de Energia	54
2.3.1. Possibilidade de Suspensão do Serviço de Fornecimento de Energia Elétrica	55
2.4. Concessões, Prorrogações e Extinções de Contratos.....	64

2.4.1. Nova Modalidade de Prorrogação das Concessões de Geração de Energia Elétrica, Transmissão e Distribuição e a “Descotização”	66
2.4.2. Indenização dos Bens Reversíveis	68
3. Regulação: Conceito e Perspectivas.....	71
3.1. Introdução.....	71
3.2. Teoria da Regulação por Incentivos.....	74
3.2.1. Antecedentes.....	75
3.2.2. Do Custo do Serviço ao “Price Cap”	77
3.3. Breves Apontamentos sobre a Regulação de Energia no Mercado Americano....	82
3.3.1. A Questão do Carvão Americano	86
3.3.2. Gás Natural	87
3.4. História da Eletricidade no Brasil.....	88
3.4.1. A Indústria de Energia Elétrica: do Império aos Dias Atuais.....	88
3.4.1.1. O Código de Águas	93
3.4.1.2. O Afã Modernizador do Estado Novo.....	96
3.4.1.3. Criação da Eletrobrás	97
3.4.1.4. A Expansão do Setor.....	100
3.4.1.5. No Horizonte: o Regime Militar.....	100
3.4.1.5.1. As Condições Precedentes de Itaipú Binacional.....	103
3.4.1.5.2. Um Salto no Tempo.....	106
3.4.1.6. De Volta à História: dos anos 70 à Crise de 2001.....	108
4. Visão Geral do Setor Elétrico.....	117
4.1. As Reformas do Setor.....	117
4.1.1. Ambientes de Contratação.....	122
4.1.1.1. Os Leilões.....	124
4.1.1.1.1. Para Entender o Mecanismo dos Leilões.....	127
4.1.1.1.2. Leilão Multiproduto.....	129
4.1.1.1.2.1. Contemplando os Atributos: Uma Proposta Distante?.....	130
4.1.1.2. Mercado Livre.....	134
4.1.1.2.1. A Questão da Indexação dos Preços Contratuais.....	135
4.1.1.2.2. A Portaria MME n. 455 (registro de contratos ex-ante) e a sua Judicialização.....	136
4.2. Tarificação.....	141
4.2.1. Grupos Consumidores	142
4.2.1.1. Tarifas Grupo A.....	142

4.2.1.1.1. Convencional.....	143
4.2.1.1.2. Horossazonal.....	143
4.2.1.1.2.1. Horossazonal Azul.....	144
4.2.1.1.2.2. Horossazonal Verde.....	144
4.2.1.2 Demanda Contratada e Energia Consumida.....	145
4.2.1.2.1. ICMS sobre Demanda Contratada: Os Precedentes em Favor do Contribuinte.....	148
4.2.1.3. Tarifas Grupo B.....	153
4.2.2. Tarifa no Horário de Ponta.....	154
4.2.2.1. Horário de Ponta e Geração Descentralizada.....	156
4.2.3. Composição Tarifária.....	158
4.2.4. Bandeiras Tarifárias.....	160
4.2.5. Encargos Setoriais.....	161
4.2.6. Impostos.....	162
4.2.6.1. ICMS.....	163
4.2.6.2. PIS e Cofins.....	165
4.3. MP 579: Intervencionismos e Desacertos.....	167
4.3.1. Consequências da MP 579.....	169
4.4. Estrutura do Setor Elétrico.....	171
4.4.1. Produtores Independentes de Energia (PIE).....	174
4.4.2. Autoprodutor.....	175
4.4.2.1. Autoprodutor por Equiparação.....	176
4.4.2.1.1. Consórcio.....	178
4.4.2.1.2. Arrendamento do Ativo de Geração.....	178
4.4.3. Autoprodução como Fator de Mitigação dos Impactos Tributários e Setoriais.....	179
4.5. Consumidores.....	181
4.5.1. Prosumidores.....	184
4.5.1.1. Prosumidores e a Tragédia dos Comuns.....	185
4.6. Mercado Elétrico Nacional.....	187
4.6.1. Mercado de Curto Prazo.....	187
4.7. Energia Natural Afluente - ENA.....	189
4.7.1. Curva de Aversão ao Risco – CAR.....	192
4.7.1.1. Aperfeiçoamento dos Modelos: a Introdução do Conditional Value at Risk (CVaR).....	194

5. Planejamento do Setor Elétrico.....	197
5.1. Introdução.....	197
5.2. A Retomada do Planejamento no Governo Lula.....	203
5.3. A Visão de Curto e Médio Prazos.....	208
5.4. A Visão de Longo Prazo.....	209
5.5. Planejamento e Modelos Computacionais.....	210
5.6. O Planejamento e os Leilões Genéricos.....	213
5.7. Critérios de Garantia de Suprimento e Atendimento à Demanda Máxima.....	215
5.7.1. Reserva de Potência Operativa	218
5.8. Consumo Brasileiro.....	220
5.9. Risco de Déficit.....	221
5.9.1. Racionamento.....	222
5.10. Sistema Interligado Nacional (SIN).....	228
5.11. Sistemas Isolados.....	230

PARTE I – PARTE ESPECIAL

6. Visão Geral sobre a Geração.....	235
6.1. Introdução	235
6.2. Regimes de Outorgas.....	235
6.2.1. Regime de Comunicação	236
6.2.2. Regime de Autorização.....	236
6.2.3. Regime de Concessão.....	239
7. Centrais Hidrelétricas.....	243
7.1. Introdução.....	243
7.2. Centrais Geradoras na Amazônia: os Custos de Belo Monte e Tapajós.....	246
7.3. Potencial Hidrelétrico Brasileiro.....	248
7.4. Garantia Física.....	249
7.4.1. Mecanismos de Realocação de Energia (MRE).....	252
7.4.1.1. Exposição Financeira na Geração Hidrelétrica.....	253
7.4.1.1.1. Três Fases da Judicialização do Risco Hidrológico.....	255
7.4.1.2. Repactuação dos Riscos Hidrológicos.....	257
7.4.1.2.1. Fixação dos Critérios pela ANEEL: Resolução n. 684/2015.....	260

7.5. Repotenciação de Hidrelétricas.....	263
7.6. As Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs).....	267
7.7. Aspectos Ambientais e Regulatórios.....	269
7.8. RESOLUÇÃO ANEEL N. 673/2015 SOBRE PCHs.....	270
8. Geração Termelétrica.....	273
8.1. Introdução.....	273
8.2. Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT).....	273
8.3. Usinas "Merchant".....	275
8.4. Índice de Custo Benefício (ICB).....	278
8.4.1. Inflexibilidade e Flexibilidade.....	279
8.4.2. Custos Fixos e Custos Variáveis Unitários (CVUs).....	280
8.4.2.1. Custo dos Combustíveis.....	281
8.4.2.1.1. Contratos Take or Pay (ToP) e Térmicas Flexíveis.....	282
8.4.2.1.2. Cláusula Ship or Pay (SoP).....	283
8.4.3. Alteração de Combustíveis.....	283
8.4.4. O Problema do Gás Natural.....	285
8.4.4.1. Razões da Insegurança de Suprimento do Gás Natural.....	288
8.4.4.2. Gás Natural e o Programa Prioritário de Termelétricidade.....	293
8.5. Repotenciação de Termelétricas.....	295
8.6. Despachos por Ordem de Mérito.....	296
8.6.1. Impactos da Revisão do PLD sobre os Despachos de Térmicas.....	298
8.6.1.1. Problema de Alocação de Custos.....	305
8.7. Despachos Fora da Ordem de Mérito.....	306
8.7.1. Questionamentos à Resolução n. 3/2013 do CNPE.....	307
8.7.1.1. Foros de Legalidade à Questão.....	308
8.8. Lastro Físico.....	309
8.8.1. Desequilíbrios Econômico-Financeiros na Geração Termelétrica.....	311
9. Centrais Nucleares.....	315
9.1. Introdução.....	315
9.2. Vantagens Ambientais.....	317
9.2.1. O Ciclo do Combustível.....	320
9.3. Funcionamento de uma Central Nuclear.....	322
9.4. Aspectos Regulatórios.....	323

9.4.1 Por um Novo Marco Regulatório.....	327
9.5. Futuro da Energia Nuclear.....	328
10. Energias Renováveis.....	329
10.1. Introdução.....	329
10.2. Proinfa.....	331
10.2.1. Sistemas de Cotas.....	334
10.3. Avaliação sobre o PROINFA.....	335
10.4. Energia Incentivada, Cogeração e Geração Distribuída	336
10.4.1. Os Entraves à Geração Distribuída.....	341
10.5. Micro e Minigeração: A Resolução ANEEL n. 482.....	343
10.5.1. Créditos	345
10.5.2. Acesso à Rede de Distribuição.....	345
10.5.3. Preocupações e Impactos às Distribuidoras.....	346
10.5.4. ICMS na Mini e Microgeração?.....	347
11. O Etanol Brasileiro e a biomassa florestal.....	349
11.1. Um Pouco de História.....	349
11.1.1. Bagaço de Cana e Palha Gerando Energia Elétrica.....	354
11.2. Biomassa Florestal.....	355
11.2.1. Racional do Uso.....	355
11.2.2. A Floresta Comercial	356
11.2.3. Densidade da madeira	357
11.2.4. Poder Calorífico da Madeira.....	358
11.2.5. Combustão Direta	359
12. Energias eólica e solar.....	361
12.1. Introdução.....	361
12.1.1. Desafios do Segmento.....	363
12.2. Energia Solar.....	364
12.2.1. Introdução.....	364
12.3. Classificação.....	366
12.4. Atlas Solarimétrico do Brasil.....	368
12.5. Impactos Socioambientais.....	369
12.6. Desafios da Fonte Solar.....	369
13. Incentivos à Energia Renovável.....	371

13.1. Introdução.....	371
13.2. Por um PROINFA Repaginado.....	378
13.3. Existe um Mercado de Carbono?.....	382
14. Estruturas, Financiamentos e Métrica de Projetos de Geração em Energia Renovável.....	385
14.1. Introdução.....	385
14.1.1. Corporate Lending.....	385
14.1.2. Project Finance.....	387
14.1.2.1. Fim das Operações Off-Balance Sheet em Project Finance.....	389
14.1.3. Venda de Projeto pelo “Developer”.....	392
14.1.4. Projeto Capitalizado por Investidor com Operação Associada de “Flipping”.....	392
14.1.5. Operação Alavancada em Estrutura Societária com Aproveitamento de Créditos Fiscais.....	393
14.1.6. Financiamento via Leasing.....	394
14.1.7. Financiamento Mezanino.....	394
14.1.8. Debêntures Incentivadas.....	395
14.1.9. Securitização de Recebíveis.....	396
14.1.9.1. Os Fundos de Investimento em Direitos Creditórios (FIDCs).....	397
14.2. LCOE (Levelized Cost of Energy).....	399

PARTE II – TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

15. Monopólio da Transmissão.....	403
15.1. Monopólios Naturais.....	403
15.1.1. Barreiras à Entrada de Novos Competidores.....	409
15.2. Rede Básica de Transmissão.....	412
15.2.1. Linhas de Transmissão.....	413
15.2.1.1. Transferências das DITs às Distribuidoras.....	415
15.3. Instalações de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada.....	418
15.4. Subestações de Transmissão.....	419
15.5. Perdas Técnicas e Não Técnicas.....	420
15.5.1. Incidência do ICMS sobre as Perdas Técnicas e Comerciais.....	422
15.5.2. Descontos Voluntários nas Tarifas por Redução das Perdas Comerciais.....	426

15.6. Operador Nacional do Sistema (ONS).....	427
15.6.1. Natureza Jurídica do ONS	431
15.6.2. Coordenação da Operação da Rede Básica pelo ONS.....	432
15.7. Direito de Livre Acesso às Redes de Transmissão.....	435
15.7.1. Acesso e Conexão à Rede Básica.....	437
15.7.1.1. Procedimentos de Rede – Módulo 3 (Regras de Acesso).....	437
15.7.1.2. Acesso de Consumidores Livres Atendidos em Tensão Igual ou Superior a 230 kV. A Juridicidade do Decreto n. 5.597/2005.....	442
15.8. Modalidades de Operação das Usinas.....	444
15.9. Penalidades no âmbito do ONS.....	445
16. Leilões de Transmissão.....	449
16.1. As Primeiras Concessões.....	453
16.1.1. As Concessões Licitadas.....	455
16.2. Custo de Capital	456
16.3. Constituição de Servidão Administrativa.....	460
16.3.1. Declaração de Utilidade Pública é Privativa da ANEEL?.....	462
16.3.2. Avaliação da Indenização.....	463
16.4. Contratos de Transmissão.....	465
16.4.1. Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST).....	466
16.4.2. Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST).....	467
16.4.2.1. Os Montantes de Uso do Sistema de Transmissão (MUST).....	468
16.4.2.2. Encargo de Uso do Sistema de Transmissão (EUST).....	470
16.4.3. Contrato de Conexão da Transmissão (CCT).....	471
16.4.4. Contrato de Compartilhamento de Instalações (CCI).....	472
16.4.5. Contrato de Prestação de Serviços Ancilares (CPSA).....	472
16.5. Remuneração das Transmissoras: O Sistema Revenue Cap	473
16.5.1. Revisão Tarifária das Receitas	475
16.5.1.1. Dando Concretude à Revisão Tarifária Periódica.....	480
16.5.1.2. Reajuste Anual	482
16.5.1.3. Novo Procedimento de Revisão Tarifária na Transmissão de Energia... ..	486
17. Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST).....	489
17.1. Conceito e Acepção Geral.....	489
17.1.1. Sujeito Passivo da TUST.....	490
17.1.2. A TUST e a Autossustentabilidade dos Serviços de Transmissão.....	494

17.2. Metodologias Associadas à Alocação de Custos.....	494
17.2.1. Selo Postal.....	497
17.2.2. Método do Caminho de Contrato.....	497
17.2.3. MW-milha.....	498
17.2.4. Método do Módulo.....	499
17.2.5. Método Nodal.....	499
17.3. Procedimentos de Cálculo.....	501
17.4. ICMS sobre a TUST?.....	501

PARTE III – DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

18. Regulação da Distribuição de Energia.....	511
18.1. Visão Geral sobre o Sistema de Distribuição de Energia.....	518
18.1.1. Tipos de Redes de Distribuição.....	520
18.2. Acesso às Redes de Distribuição.....	521
18.2.1. Acesso às Instalações de Interesse Restrito de Centrais Geradoras.....	529
18.3. Controvérsias sobre os Circuitos de Iluminação Pública.....	530
18.4. A cobrança pelo uso e ocupação de faixas de domínio de rodovias, ferrovias e terrenos públicos pela concessionária de distribuição de energia elétrica.....	540
19. Questões pertinentes à compra de energia pelas distribuidoras.....	549
19.1. Concepções Gerais.....	549
19.2. Exposição Involuntária das Distribuidoras Logo Após a Edição da MP 579.....	550
19.3. Regime de Cotas de Garantia Física.....	553
19.3.1. Tratamento das Sobras nos Contratos de Alocação de Cotas de Garantia Física (CCGFs).....	556
19.4. Mecanismo de Compensação de Sobras e Déicits: o MRE das Distribuidoras.....	559
19.4.1. Proposta para Mitigação do Risco de Sobrecontratação Involuntária das Distribuidoras.....	561
19.5. Pagamento e Receita Anual de Geração (RAG).....	562
19.5.1. Garantias Financeiras.....	564
20. Condições gerais de fornecimento de energia.....	567
20.1. Imperceptível Diferenciação entre Usuário e Consumidor.....	567

20.2. ANEEL e seu Poder Regulamentar no Serviço Público de Fornecimento de Energia.....	571
20.3. Principais Pontos das Condições Gerais de Fornecimento.....	574
20.3.1. Suspensão dos Serviços por Inadimplemento do Consumidor.....	574
20.3.2. Prazo de Ligação da Unidade Consumidora.....	575
20.3.3. Encargos no Atraso de Pagamento pelo Consumidor.....	575
20.3.4. Irregularidades na Medição do Consumo.....	575
20.3.5. Descontinuidade do Serviço: Fatos que a Desnaturam.....	577
20.3.6. Ressarcimento por Danos Elétricos.....	577
20.3.7. Caracterização como Serviço Público Essencial.....	580
21. Tarifa de Energia.....	583
21.1. Concepção Geral.....	583
21.2. Custos Embutidos na Tarifa (Parcela A).....	586
21.2.1. Custos com Aquisição de Energia.....	586
21.2.2. Custos com Uso do Sistema de Transmissão.....	587
21.2.3. Encargos Setoriais.....	587
21.2.4. CVA – Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A.....	588
21.3. Custos Embutidos na Tarifa (Parcela B).....	597
21.3.1. Custos Operacionais: a Empresa de Referência (“Benchmarking”).....	597
21.3.2. Receita irrecuperável.....	600
21.3.3. Tributos.....	602
21.3.3.1. PIS/COFINS sobre Energia Elétrica.....	602
21.3.3.2. ICMS no Fornecimento de Energia.....	609
21.3.3.3. Responsabilidade da Distribuidora pelo Recolhimento do Imposto.....	617
21.3.3.4. Substituição Tributária no Fornecimento de Energia Elétrica.....	618
21.4. Reajuste Anual, Revisão Tarifária Periódica e Revisão Tarifária Extraordinária.....	621
21.5. Reajuste Tarifário Anual.....	622
21.6. Revisão Tarifária Periódica.....	624
21.6.1. Compreendendo o Problema em sua Amplitude.....	625
21.6.2. Base de Remuneração Regulatória.....	628
21.6.3. Reposicionamento Tarifário: Dando Concretude à Revisão Periódica.....	632
21.7. Tarifa de Fornecimento: TUSD e Tarifa de Energia.....	634
21.8. Visão Geral sobre a TUSD.....	635

21.8.1. Histórico da TUSD.....	635
22. As Redes Inteligentes: “Smart Grids”.....	641
22.1. Conceito e Racional.....	641
22.2. “Smart Meters”.....	646

PARTE IV – COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

23. Visão Geral dos Ambientes de Contratação de Energia Elétrica e os Contratos Correlatos	651
23.1. Introdução.....	651
23.2. Nova Abordagem da Teoria dos Contratos.....	654
23.3. Contratos de Comercialização de Energia Elétrica.....	660
23.4. Ambientes de Contratação.....	661
23.5. Contratos no ACR.....	663
23.5.1. CCEAR (Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado).....	663
23.5.2. Contratos de Geração Distribuída.....	665
23.5.3. Contratos de Ajuste.....	667
23.5.4. Contratos do PROINFA.....	667
23.5.5. Contratos de Itaipu.....	668
23.5.6. Contratos de Energia de Reserva.....	669
23.5.7. Contratos de Cotas de Garantia Física.....	670
23.6. Contratos no ACL.....	671
23.6.1. Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica no Ambiente de Contratação Livre (CCEAL).....	671
23.6.1.1. Cessão de Montantes de Energia e Potência	672
23.6.2. Contratos de Comercialização de Energia Incentivada (CCEI).....	672
23.6.2.1. Venda de Energia Incentivada aos Consumidores Especiais.....	674
23.6.2.2. Especificidade dos CCEIs.....	674
23.7. Registro dos Contratos na CCEE e sua Importância.....	675
23.7.1. Registros de Contratos no ACL: a Portaria MME n. 455.....	677
24. Visão Geral da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)	681
24.1. Antecedentes da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) – O Mercado Atacadista de Energia	681

24.2. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.....	687
24.2.1. Convenção de Comercialização de Energia Elétrica.....	688
24.2.2. Participação dos Agentes na CCEE.....	689
24.2.3. Estrutura.....	690
24.2.4. Atribuições.....	693
24.2.5. Patrimônio e Custeio	695
24.2.6. Votos dos Agentes e Contribuições.....	696
24.3. Autorização das Atividades de Comercialização de Energia Elétrica.....	697
24.3.1. A Figura do Comercializador Varejista.....	699
25. Visão Geral das Regras e Procedimentos de Comercialização	701
25.1. Concepção Básica das Regras e Procedimentos de Comercialização.....	701
25.2. Sistema de Medição.....	702
25.2.1 Detalhamento das Etapas do Processo de Medição Física:.....	704
25.2.2. Medição Contábil.....	704
25.2.3. Penalidades de Medição.....	705
25.2.3.1. Não Conformidades do Sistema de Medição para Faturamento.....	706
25.2.3.2. Inspeção Lógica: Infração.....	706
25.2.3.3 Infração na Coleta de Dados de Medição.....	707
25.3. Sistema de Contabilização.....	707
25.3.1. Recontabilização.....	707
25.4. Garantia Física do SIN.....	708
25.5. Balanço Energético e Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).....	710
25.6. Excedentes Financeiros e Exposições	711
25.7. Encargos	716
25.7.1. Encargos de Serviço do Sistema (ESS).....	716
25.7.2. Encargos de Segurança Energética	721
25.8. Processo de Liquidação Financeira das Operações.....	722
25.8.1. Rateio de Inadimplência.....	724
25.9. Garantias Financeiras.....	730
25.9.1. Suspensão dos Limites Operacionais pela ANEEL.....	741
25.9.2. O Caso SAESA.....	742
26. Atividades Sancionadoras da CCEE.....	751
26.1. Penalidades no Âmbito da CCEE.....	751

26.1.1 A Delegação do Poder de Polícia à CCEE.....	752
26.1.1.1. Juridicidade das Atividades Sancionadoras da CCEE.....	758
26.2. Tipos de Penalidades na CCEE.....	771
26.2.1. Penalidades de Energia	772
26.2.1.1. O Caso da Termelétrica Itapebi.....	774
26.2.2. Penalidades por Insuficiência de Lastro de Potência.....	779
26.2.2.1. Extinção da Obrigação de Constituição de Lastro de Potência.....	780
26.3. Processo de Desligamento do Agente Faltoso.....	781
26.3.1. Os Pressupostos de Excludente de Responsabilidade	784
27. Mercado de Comercialização de Energia no Ambiente Livre.....	789
27.1. Agente Comercializador.....	789
27.2. Papel do Comercializador: “Broker”, “Trader” e “Dealer”	790
27.3. Contratos de Comercialização de Energia no ACL e suas Características. .	791
27.4. Mercado de Derivativos	792
27.5. Mercado de Derivativos de Energia	794
27.6. Contratos Futuros.....	797
27.7. Contratos Forward.....	798
27.8. Opções.....	799
27.9. Swaps.....	800
27.10. Collar.....	801
28. Conflitos em Matéria de Comercialização de Energia Elétrica	803
28.1. Litígios no Âmbito da Comercialização: a Convenção Arbitral.....	803
28.2. O Precedente da AES Uruguaiana: Admissão da Arbitragem em Contratos Firmados por Sociedade de Economia Mista.....	806
28.3. A Relação Jurídica Processual e a Ilegitimidade Passiva “Ad Causam” da CCEE.....	809
28.4. Conflito entre Delta Comercializadora de Energia e AES Infoenergy: Os Impactos de Medidas Liminares aos Agentes Litigantes. O Problema de Lastro dos Contratos no Período de Vigência das Cautelares.....	813
28.5. Proposições de Lege Ferenda.....	820
Referências.....	825

APRESENTAÇÃO

2ª EDIÇÃO

De 2016 quando este livro foi publicado para cá muita coisa mudou no setor elétrico, embora problemas estruturais persistam sem solução, como o risco hidrológico e o fator GSF que continuam afetando o mercado de comercialização e liquidação financeira de energia na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Há iniciativas do Senado para corrigir o problema, como veremos ao longo deste trabalho.

Outro fenômeno que desafia as indústrias de rede é o crescimento da geração distribuída acompanhada de um aumento de termelétricas a gás, biomassa e eólicas.

Nessa linha, não dá para esquecer também que, nos últimos 10 anos, o custo dos painéis solares caiu 74% no mundo e 50% no Brasil, enquanto a eficiência destes equipamentos aumentou em 30% no mesmo período. Isto fez com que a matriz, predominantemente baseada em grandes empreendimentos de geração hidrelétrica, se alterasse completamente, a ponto de estudos apontarem que, nos próximos 20 anos, a fonte hidrelétrica tenha sua participação reduzida de 71% para 47,9%. Aspectos socioambientais não são os únicos a explicar essa mudança no curso da geração. Outras fontes, como a solar e eólica, tornaram-se muito mais competitivas economicamente. No último leilão A-6 de 2019, as térmicas a gás foram contratadas a R\$ 189/MWh e a geração solar a R\$ 84/MWh, sendo esta diferença relacionada aos atributos da fonte termelétrica.

O desafio, portanto, reside na capacidade da rede de distribuição de energia elétrica em suportar um número cada vez maior de acessantes e a intermitência de tais fontes, que variam muitíssimo mesmo durante o dia (basta imaginar o que acontece com a fonte

solar) e exigem um controle muito maior dos fluxos bidirecionais de eletricidade. Vista a questão pelo impacto gerado nas distribuidoras, claro que o crescimento da geração distribuída traz incertezas na contratação de energia, redução de receitas e aumento de despesas com reforço de rede, além da necessidade de maiores investimentos em captação e tratamento de dados e aumento da complexidade operacional. Assim, a grande inserção das energias eólica e solar na matriz exige o uso de tecnologias de sistemas de controle de potência, sem as quais aquele aumento não significa nada.

Há distribuidoras que projetam um futuro assustador, sustentando que nos próximos sete anos metade de sua carga seja proveniente da geração distribuída, o que implica numa reestruturação do seu modelo de negócios. Em paralelo, o governo trabalha para ampliar o acesso de consumidores ao mercado livre reduzindo a barreira de entrada para aqueles com cargas menores, o que deve potencializar o quadro de incertezas para as distribuidoras que vão perdendo o seu público cativo.

Na geração centralizada ocorrerá precisamente o contrário. A redução da demanda obrigará a contratação de empreendimentos prioritariamente despacháveis sob demanda, com destaque para térmicas de menor custo variável. Não devemos esquecer que os atributos de cada fonte devem ser considerados. Na geração centralizada, os ganhos de escala e localização em áreas com maior potencial energético podem continuar justificando a sua preferência em face da geração distribuída. Esta, por sua vez, proporciona redução de custos de investimento em transmissão, redução de perdas e alteração dos custos de operação da rede de distribuição.

Na transmissão, provavelmente assistiremos a redução de sobrecargas nas linhas e diminuição no ritmo de expansão da rede.

Se tudo acontecer como prognosticado, a lógica dos leilões será irremediavelmente comprometida, pois teremos menos leilões no futuro próximo.

APRESENTAÇÃO

1ª EDIÇÃO

O setor elétrico brasileiro vive momentos de altos e baixos e, ao longo de sua existência, isto foi uma constante, como demonstramos no tópico alusivo à história da eletricidade no Brasil. A nossa política energética tem sido pautada pelo casuísmo decorrente de uma falta de clareza sobre o futuro. Por mais que o planejamento venha se esforçando em antecipar cenários, os vãos de galinha da economia brasileira terminam por bagunçar as projeções, levando a mais incertezas num ambiente já conturbado pela excessiva regulamentação. A íntima relação entre energia e desenvolvimento econômico-social é conhecida. Um baixo nível de consumo de energia numa economia é indicação certa de baixo nível de produção. Esta observação serviu por muito tempo para medir o grau de desenvolvimento econômico dos países, eis que o crescimento consiste essencialmente em aumentar a produtividade média de uma força de trabalho, o que é influenciado pela quantidade de energia que pode ser incorporada ao processo de produção. Quando um país passa por aquela fase de industrialização com a formação de indústrias pesadas, é consequência imediata a elevação do consumo de energia por unidade de renda nacional em comparação aos níveis consumidos antes da escalada industrial, ou mesmo depois, quando as indústrias mais leves e de serviços vierem a dominar o ambiente.

Há tantas variáveis no processo de planejamento que é bem possível estejamos vivendo aquilo que David Friedman, no tocante à tecnologia, já se adiantou em diagnosticar: um futuro imperfeito, objeto de seu último livro. Ele afirma não saber o que o mundo vai ser dentro de um século, mas dificilmente consegue imaginar alguém se deslocando através de automóveis que iniciam o processo de ig-

nição com uma chave, virando-a e produzindo a combustão interna do motor movido a gasolina. Se a revolução tecnológica em curso pode mudar o panorama do consumo de energia, como lidarmos com o futuro? Como ajustar nossas vidas as consequências dessa permanente revolução? Não se olvide ainda de problemas maiores, como o aquecimento global e a falta de água no mundo. Como também não duvide que uma crise econômica internacional pode afetar economias emergentes, repercutindo sobre o planejamento.

Os anos de 2012, 2013 e 2014 foram dramáticos para o setor, que enfrentou sérias dúvidas sobre a sua real capacidade de atender a demanda crescente. A crise que se anunciara fora de tal ordem que muitos especialistas chegaram a comentar que se tratava da pior crise da história, motivada por dois fatores principais: a falta de chuvas e o intervencionismo abusivo do governo, que culminou com a edição da MP n. 579/2012, obrigando as concessionárias a reduzir as tarifas num momento em que os custos aumentavam, criando um rombo no caixa das distribuidoras. O populismo tarifário custou caro ao país.

Com a MP 579/2012, o setor elétrico passou por um novo e complexo modelo, introduzindo fragilidades ainda mais palatáveis pela abrupta intervenção do governo em contratos de concessão em vigor. A tentativa imperial de reduzir a tarifa de fornecimento de energia esbarrou na lógica do mercado – muitos concessionários de geração, simplesmente, não aceitaram se curvar às novas regras –, levando a uma exposição involuntária das distribuidoras que ficaram descontratadas. Esta questão transcende e muito o universo restrito da política governamental do momento, uma vez que a longevidade das usinas hidráulicas – cuja vida útil tende a superar os períodos de concessão – impõe cautela do Poder Público em suas decisões que vão afetar o mercado investidor. Não se nega a possibilidade do Poder Público de revisitar o modelo, mas, ao fazê-lo, deve ouvir previamente as suas partes componentes, a fim de não produzir incertezas e quebrar o eixo de segurança que sustenta o setor elétrico.

A decisão do governo de 2012 produziu ainda um outro fato surpreendente: quem pôde, aproveitou a janela de oportunidade para lucrar de maneira absurda com os elevados preços praticados no mercado de curto prazo entre janeiro e março de 2013. No presente texto, o leitor entenderá o motivo.

Isto sem esquecer a proliferação das usinas a fio d'água, que dominaram os leilões entre os anos 2000 e 2012. Dos 42 empreendi-

mentos leiloados, totalizando 28.834,74 MW de potência, apenas 10 eram de usinas com reservatórios, em condições de agregar míseros 1.940,6 MW de potência ao sistema elétrico. A conclusão mais imediata é que a capacidade de armazenamento de água para enfrentar o período seco vem diminuindo ano após ano. Portanto, em períodos secos, as térmicas são despachadas para gerar no lugar das hidrelétricas, encarecendo o custo da energia.

Para além disso, o governo atrasou os leilões em transmissão, e mesmo as obras em andamento sofreram atrasos devido aos problemas de licenciamento ambiental.

Já se escreveu que a natureza física de nosso sistema é brutalmente distinta da existente em outros países. Enquanto em países térmicos a energia associada a uma usina é a própria capacidade de produção, entre nós é uma cota da capacidade total do sistema, cuja operação independe da decisão das usinas, sendo tomada pelo Operador Nacional do Sistema – ONS. A necessidade de definir o todo antes das partes é uma peculiaridade exclusivamente brasileira, que traz sérios entraves ao modelo competitivo.

Num sistema dominado por usinas hidráulicas de múltiplos proprietários situadas em pontos remotos do território, a existência de uma indústria de redes se torna inevitável. A transmissão opera como uma usina virtual que leva a energia de um ponto a outro do sistema e permite a sua intercambialidade, tudo feito sob a coordenação do ONS. O regime de livre acesso às redes foi assegurado após a desverticalização das atividades que liberou os segmentos de geração e comercialização para livre competição.

A transmissão permite que o sistema elétrico opere com sinergia e confiabilidade, gerando uma grande otimização de custos através de ganhos sinérgicos. No Brasil, a oferta de energia se dá na barra de distribuição, enquanto em países com vocação termelétrica ela é definida na barra da usina. Por aí se vê também a importância do sistema de distribuição que funciona como um elo entre o setor elétrico e a sociedade, recebendo das empresas transmissoras a maior parcela do suprimento de energia elétrica para abastecimento público. Muitas questões derivam desse elo, sobretudo aquelas que causam impactos para frente da cadeia.

Como se sabe, o modelo inaugurado pela MP 572/2012, convertida na Lei 12.783/2013, estabeleceu o regime de alocação de cotas de garantia física de energia e potência às distribuidoras em troca de

um contrato de 30 anos. Aceitas as novas regras, o risco hidrológico se transfere às distribuidoras.

As bandeiras tarifárias, que deveriam ter sido criadas há mais tempo, só recentemente foram implantadas, quando o estrago já tinha ocorrido. O povo brasileiro passou 2013 e 2014 sob o risco do racionamento, embora o governo rejeitasse esse risco a todo custo.

Da falta de energia à abundância foi um intervalo curto. 2015 foi um ano particularmente fraco do ponto de vista de desempenho da economia. Com uma recessão exuberante, apontando para um recuo do PIB de quase 4%, o país desacelerou fortemente e passou a consumir menos energia.

O clima de desconfiança em relação ao governo fez com que as projeções para 2016 repetissem o mesmo desalento do ano anterior, aprofundando a recessão econômica. Muitos projetos de energia estão sendo inviabilizados pela forte queda dos preços. As distribuidoras, com folgas, já falam em devolver parte da energia que compraram nos leilões. E o planejamento, feito *ex-ante*, seguramente se mostra otimista em face da realidade atual. O ponto agora é saber até quando a crise econômica vai se prolongar, com o desarranjo das finanças públicas e a desconfiança dos mercados.

Este manual encerra um estudo de anos de trabalho intenso e horas consumidas, em geral nas primeiras horas das manhãs e nos finais de semana. Não fosse pelo sentimento de que o livro poderia ser de alguma utilidade na sistematização de temas esparsos e complexos, talvez o trabalho tivesse sido interrompido em algum momento. Mas a ideia obstinada de compor uma visão sistêmica sobre o setor elétrico, algo inovador e sem precedentes, fez com que me entregasse a essa tarefa individual e solitária.

É certo que, pela dinâmica do setor, com grande inclinação do Poder Público de introduzir mudanças pontuais no marco regulatório, hoje uma verdadeira colcha de retalhos, corre-se o risco de lançar uma obra com um ou outro aspecto defasado, mas creio que o esforço de coligir um estudo sistêmico, abordando a geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica possa ser recompensado por essa falta de estabilidade jurídica das regras em vigor.

São essas as dificuldades de quem milita no setor elétrico, traduzidas na necessidade de acompanhar diariamente as difusas e ambulantes normas regulamentares, tratadas, muitas vezes, em lugares desconexos da sua realidade original, o que tem me levado a pensar

sobre a conveniência de um Código de Energia Elétrica, à semelhança do que vem sendo defendido para outros setores, como a mineração.

Enfim, cumprida a tarefa de analisar todos os segmentos do mercado de eletricidade, entrego à editora D'Plácido este manual que espero tenha a mesma acolhida de outros estudos de minha autoria: *Labor omnia vincit.*

Belo Horizonte, setembro de 2016.

RBB

A partir da MP 579/2012, o setor elétrico passou por um novo e complexo modelo, introduzindo fragilidades ainda mais palatáveis pela abrupta intervenção do governo em contratos de concessão em vigor. A tentativa imperial de reduzir a tarifa de fornecimento de energia esbarrou na lógica do mercado – muitos concessionários de geração, simplesmente, não aceitaram se curvar às novas regras –, levando a uma exposição involuntária das distribuidoras que ficaram descontratadas. Esta questão transcende e muito o universo restrito da política governamental do momento, uma vez que a longevidade das usinas hidráulicas – cuja vida útil tende a superar os períodos de concessão – impõe cautela do Poder Público em suas decisões que vão afetar o mercado investidor. Não se nega a possibilidade do Poder Público de revisitar o modelo, mas, ao fazê-lo, deve ouvir previamente as suas partes componentes, a fim de não produzir incertezas e quebrar o eixo de segurança que sustenta o setor elétrico.

