

MANUAL DE DIREITO DA ENERGIA ELÉTRICA

RODRIGO BERNARDES BRAGA

D'PLÁCIDO
EDITORA

MANUAL DE DIREITO DA ENERGIA ELÉTRICA

RODRIGO BERNARDES BRAGA



D'PLÁCIDO
EDITORA

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

Editor Chefe
Plácido Arraes

Produtor Editorial
Tales Leon de Marco

Capa
Bárbara Rodrigues da Silva

Diagramação
Bárbara Rodrigues da Silva

Todos os direitos reservados. Nenhuma parte desta obra pode ser reproduzida, por quaisquer meios, sem a autorização prévia da D'Plácido Editora.



Editora D'Plácido
Av. Brasil, 1843 , Savassi
Belo Horizonte – MG
Tel.: 3261 2801
CEP 30140-007

Catálogo na Publicação (CIP)
Ficha catalográfica

BRAGA, Rodrigo Bernardes
Manual de direito da energia elétrica -- Belo Horizonte: Editora D'Plácido, 2016.

Bibliografia.
ISBN: 978-85-8425-389-0

1. Direito. 2. Direito Regulatório. I. Título. II. Rodrigo Bernardes Braga

CDU349

CDD340

SUMÁRIO

APRESENTAÇÃO	19
PARTE GERAL	25
1. AS ESCOLHAS TRÁGICAS	27
1.1. Open Compromise	28
1.2. Comfortable Myth	29
1.3. Trade-offs	29
1.4. Big Lie	29
1.4.1. Os Desafios de Acomodar os Interesses Indígenas nos Grandes Empreendimentos Hidrelétricos	32
2. OS BENS ENERGÉTICOS	37
2.1. Introdução	37
2.2. Potencial Hidrelétrico como Bem da União	40
2.2.1. Planejamento do Uso do Recurso Hídrico	41
2.2.1.1. <i>Caso Billings</i>	43
2.2.1.2. <i>Outorga de Direito de Uso da Água para Geração de Energia</i>	45
2.3. Regime de Concessão de Serviço Público de Energia	49
2.3.1. Possibilidade de Suspensão do Serviço de Fornecimento de Energia Elétrica	50
2.4. Concessões, Prorrogações e Extinções de Contratos	58
2.4.1. Indenização dos Bens Reversíveis	61
Regulação:	63
3. REGULAÇÃO: CONCEITO E PERSPECTIVAS	63
3.1. Introdução	63
3.2. Teoria da Regulação por Incentivos	66

3.2.1. Antecedentes.....	66
3.2.2. Do Custo do Serviço ao “Price Cap”	68
3.3. Breves Apontamentos sobre a Regulação de Energia no Mercado Americano.....	74
3.3.1. A Questão do Carvão Americano	78
3.3.2. Gás Natural	79
3.4. História da Eletricidade no Brasil.....	80
3.4.1. A Indústria de Energia Elétrica:	
do Império aos Dias Atuais.....	80
3.4.1.1. O Código de Águas	84
3.4.1.2. O Afã Modernizador do Estado Novo.....	87
3.4.1.3. Criação da Eletrobrás	88
3.4.1.4. A Expansão do Setor.....	91
3.4.1.5. No Horizonte: o Regime Militar.....	91
3.4.1.5.1. As Condições Precedentes de Itaipú Binacional.....	94
3.4.1.5.2. Um Salto no Tempo.....	97
3.4.1.6. De Volta à História: dos anos 70 à Crise de 2001.....	99
4. VISÃO GERAL DO SETOR ELÉTRICO.....	107
4.1. As Reformas do Setor.....	107
4.1.1. Ambientes de Contratação.....	112
4.1.1.1. Os Leilões.....	113
4.1.1.1.1. Para Entender o Mecanismo dos Leilões.....	116
4.1.1.1.2. Leilão Multiproduto.....	118
4.1.1.1.2.1. Contemplando os Atributos: Uma Proposta Distante?.....	119
4.1.1.2. Mercado Livre.....	122
4.1.1.2.1. A Questão da Indexação dos Preços Contratuais.....	124
4.1.1.2.2. A Portaria MME n. 455 (registro de contratos ex-ante) e a sua Judicialização.....	125
4.2. Tarifação.....	130
4.2.1. Grupos Consumidores	130
4.2.1.1. Tarifas Grupo A.....	130
4.2.1.1.1. Convencional.....	132

4.2.1.1.2. <i>Horossazonal</i>	132
4.2.1.1.2.1. <i>Horossazonal Azul</i>	132
4.2.1.1.2.2. <i>Horossazonal Verde</i>	133
4.2.1.2 <i>Demanda Contratada e Energia Consumida</i>	133
4.2.1.2.1. <i>ICMS sobre Demanda Contratada:</i> <i>Os Precedentes em Favor do Contribuinte</i>	136
4.2.1.3. <i>Tarifas Grupo B</i>	141
4.2.2. <i>Tarifa no Horário de Ponta</i>	142
4.2.2.1. <i>Horário de Ponta e Geração Descentralizada</i>	144
4.2.3. <i>Composição Tarifária</i>	146
4.2.4. <i>Bandeiras Tarifárias</i>	147
4.2.5. <i>Encargos Setoriais</i>	148
4.2.6. <i>Impostos</i>	149
4.2.6.1. <i>ICMS</i>	149
4.2.6.2. <i>PIS e Cofins</i>	151
4.3. <i>MP 579: Intervencionismos e Desacertos</i>	153
4.3.1. <i>Consequências da MP 579</i>	156
4.4. <i>Estrutura do Setor Elétrico</i>	158
4.4.1. <i>Produtores Independentes de Energia (PIE)</i>	160
4.4.2. <i>Autoprodutor</i>	161
4.4.2.1. <i>Autoprodutor por Equiparação</i>	162
4.4.2.1.1. <i>Consórcio</i>	164
4.4.2.1.2. <i>Arrendamento do Ativo de Geração</i>	165
4.4.3. <i>Autoprodução como Fator de Mitigação dos Impactos</i> <i>Tributários e Setoriais</i>	165
4.5. <i>Consumidores</i>	167
4.6. <i>Mercado Elétrico Nacional</i>	169
4.6.1. <i>Mercado de Curto Prazo</i>	170
4.7. <i>Energia Natural Afluente - ENA</i>	171
4.7.1. <i>Curva de Aversão ao Risco - CAR</i>	174
4.7.1.1. <i>Aperfeiçoamento dos Modelos: a Introdução do Conditional</i> <i>Value at Risk (CVaR)</i>	176
5. PLANEJAMENTO DO SETOR ELÉTRICO	179
5.1. <i>Introdução</i>	179
5.2. <i>A Retomada do Planejamento no Governo Lula</i>	185

5.3. A Visão de Curto e Médio Prazos.....	189
5.4. A Visão de Longo Prazo.....	190
5.5. Planejamento e Modelos Computacionais.....	191
5.6. O Planejamento e os Leilões Genéricos.....	194
5.7. Critérios de Garantia de Suprimento e Atendimento à Demanda Máxima.....	196
5.7.1. Reserva de Potência Operativa	198
5.8. Consumo Brasileiro.....	199
5.9. Risco de Déficit.....	200
5.9.1. Racionamento.....	201
5.10. Sistema Interligado Nacional (SIN).....	207
5.11. Sistemas Isolados.....	209

PARTE I

PARTE ESPECIAL **211**

6. VISÃO GERAL SOBRE A GERAÇÃO **213**

6.1. Introdução	213
6.2. Regimes de Outorgas.....	213
6.2.1. Regime de Comunicação	214
6.2.2. Regime de Autorização.....	214
6.2.3. Regime de Concessão.....	216

7. CENTRAIS HIDRELÉTRICAS **221**

7.1. Introdução.....	221
7.2. Centrais Geradoras na Amazônia: os Custos de Belo Monte e Tapajós.....	224
7.3. Potencial Hidrelétrico Brasileiro.....	226
7.4. Garantia Física.....	227
7.4.1. Mecanismos de Realocação de Energia (MRE).....	229
7.4.1.1. <i>Exposição Financeira na Geração Hidrelétrica</i>	230
7.4.1.2. <i>Repactuação dos Riscos Hidrológicos</i>	232
7.4.1.2.1 <i>Fixação dos Critérios pela ANEEL: Resolução n.</i> <i>684/2015</i>	235
7.5. Repotenciação de Hidrelétricas.....	238
7.6. As Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs).....	242

7.7. Aspectos Ambientais e Regulatórios.....	244
7.8. Novíssima Resolução ANEEL n. 673/2015 sobre PCHs.....	245
8. GERAÇÃO TERMELÉTRICA	247
8.1. Introdução.....	247
8.2. Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT).....	247
8.3. Usinas “Merchant”.....	250
8.4. Índice de Custo Benefício (ICB).....	252
8.4.1. Inflexibilidade e Flexibilidade.....	253
8.4.2. Custos Fixos e Custos Variáveis Unitários (CVUs).....	254
8.4.2.1. <i>Custo dos Combustíveis</i>	255
8.4.2.1.1. <i>Contratos Take or Pay (ToP) e Térmicas Flexíveis</i>	256
8.4.2.1.2. <i>Cláusula Ship or Pay (SoP)</i>	257
8.4.3. Alteração de Combustíveis.....	258
8.4.4. O Problema do Gás Natural.....	259
8.4.4.1. <i>Razões da Insegurança de Suprimento do Gás Natural</i>	262
8.4.4.2. <i>Gás Natural e o Programa Prioritário de Termelétricidade</i>	266
8.5. Repotenciação de Termelétricas.....	268
8.6. Despachos por Ordem de Mérito.....	269
8.6.1. Impactos da Revisão do PLD sobre os Despachos de Térmicas.....	270
8.6.1.1. <i>Problema de Alocação de Custos</i>	277
8.7. Despachos Fora da Ordem de Mérito.....	278
8.7.1. Questionamentos à Resolução n. 3/2013 do CNPE.....	279
8.8. Lastro Físico.....	280
8.8.1. Desequilíbrios Econômico-Financeiros na Geração Termelétrica.....	281
9. CENTRAIS NUCLEARES	285
9.1. Introdução.....	285
9.2. Vantagens Ambientais.....	287
9.2.1. O Ciclo do Combustível.....	290
9.3. Funcionamento de uma Central Nuclear.....	292
9.4. Aspectos Regulatórios.....	293
9.4.1. Por um Novo Marco Regulatório.....	297

9.5. Futuro da Energia Nuclear.....	297
10. ENERGIAS RENOVÁVEIS.....	299
10.1. Introdução.....	299
10.2. Proinfa.....	301
10.2.1. Sistemas de Cotas.....	304
10.3. Avaliação sobre o PROINFA.....	305
10.4. Energia Incentivada, Cogeração e Geração Distribuída	305
10.4.1. Os Entraves à Geração Distribuída.....	309
10.5. Micro e Minigeração: A Resolução ANEEL n. 482	312
10.5.1. Créditos	313
10.5.2. Acesso à Rede de Distribuição.....	314
10.5.3. ICMS na Mini e Microgeração?	315
10.6. Comercialização de Energia Incentivada com Consumidores Especiais.....	315
11. O ETANOL BRASILEIRO E A BIOMASSA FLORESTAL.....	317
11.1. Um Pouco de História.....	317
11.1.1. Bagaço de Cana e Palha Gerando Energia Elétrica.....	322
11.2. Biomassa Florestal.....	323
11.2.1. Racional do Uso.....	323
11.2.2. A Floresta Comercial	324
11.2.3. Densidade da madeira	325
11.2.4. Poder Calorífico da Madeira.....	326
11.2.5. Combustão Direta	327
12. ENERGIAS EÓLICA E SOLAR.....	329
12.1. Introdução.....	329
12.1.1. Desafios do Segmento.....	331
12.2. Energia Solar.....	332
12.2.1. Introdução.....	332
12.3. Classificação.....	333
12.4. Atlas Solarimétrico do Brasil.....	335
12.5. Impactos Socioambientais.....	337
12.6. Desafios da Fonte Solar.....	337

13. INCENTIVOS À ENERGIA RENOVÁVEL	339
13.1. Introdução.....	339
13.2. Por um PROINFA Repaginado.....	345
13.3. Existe um Mercado de Carbono?.....	349
14. ESTRUTURAS, FINANCIAMENTOS E MÉTRICA DE PROJETOS DE GERAÇÃO EM ENERGIA RENOVÁVEL	351
14.1. Introdução.....	351
14.1.1. Corporate Lending.....	351
14.1.2. Project Finance.....	353
14.1.2.1. <i>Fim das Operações Off-Balance Sheet em Project Finance</i>	354
14.1.3. Venda de Projeto pelo “Developer”.....	357
14.1.4. Projeto Capitalizado por Investidor com Operação Associada de “Flipping”.....	358
14.1.5. Operação Alavancada em Estrutura Societária com Aproveitamento de Créditos Fiscais.....	359
14.1.6. Financiamento via Leasing.....	359
14.1.7. Financiamento Mezanino.....	360
14.1.8. Debêntures Incentivadas.....	361
14.1.9. Securitização de Recebíveis.....	362
14.1.9.1. <i>Os Fundos de Investimento em Direitos Creditórios (FIDCs)</i>	363
14.2. LCOE (Levelized Cost of Energy).....	365
PARTE II	
TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	367
<hr/>	
15. MONOPÓLIO DA TRANSMISSÃO	369
15.1. Monopólios Naturais.....	369
15.1.1. Barreiras à Entrada de Novos Competidores.....	375
15.2. Rede Básica de Transmissão.....	378
15.2.1. Linhas de Transmissão.....	379
15.2.1.1. <i>Transferências das DITs às Distribuidoras</i>	381
15.3. Instalações de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada.....	384
15.4. Subestações de Transmissão.....	385

15.5. Perdas Técnicas e Não Técnicas	386
15.5.1. Incidência do ICMS sobre as Perdas Técnicas e Comerciais.....	388
15.5.2. Descontos Voluntários nas Tarifas por Redução das Perdas Comerciais	392
15.6. Operador Nacional do Sistema (ONS).....	393
15.6.1. Natureza Jurídica do ONS	397
15.6.2. Coordenação da Operação da Rede Básica pelo ONS.....	398
15.7. Direito de Livre Acesso às Redes de Transmissão.....	401
15.7.1. Acesso e Conexão à Rede Básica.....	403
15.7.1.1. <i>Procedimentos de Rede – Módulo 3</i> (<i>Regras de Acesso</i>).....	403
15.7.1.2. <i>Acesso de Consumidores Livres Atendidos em Tensão</i> <i>Igual ou Superior a 230 kV.A Juridicidade do Decreto n.</i> <i>5.597/2005</i>	408
15.8. Modalidades de Operação das Usinas.....	410
15.9. Penalidades no âmbito do ONS.....	411
16. LEILÕES DE TRANSMISSÃO	413
16.1. As Primeiras Concessões.....	417
16.1.1. As Concessões Licitadas.....	420
16.2. Custo de Capital	420
16.3. Constituição de Servidão Administrativa.....	424
16.3.1. Declaração de Utilidade Pública é Privativa da ANEEL?.....	426
16.3.2. Avaliação da Indenização.....	427
16.4. Contratos de Transmissão.....	429
16.4.1. Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST).....	430
16.4.2. Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST).....	431
16.4.2.1. <i>Os Montantes de Uso do Sistema de</i> <i>Transmissão (MUST)</i>	432
16.4.2.2. <i>Encargo de Uso do Sistema de</i> <i>Transmissão (EUST)</i>	435
16.4.3. Contrato de Conexão da Transmissão (CCT).....	435
16.4.4. Contrato de Compartilhamento de Instalações (CCI).....	436
16.4.5. Contrato de Prestação de Serviços Ancilares (CPSA).....	436

16.5. Remuneração das Transmissoras: O Sistema Revenue Cap	437
16.5.1. Revisão Tarifária das Receitas	439
16.5.1.1. <i>Dando Concretude à Revisão Tarifária Periódica</i>	444
16.5.1.2 <i>Reajuste Anual</i>	447
17. TARIFA DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO (TUST).....	451
17.1. Conceito e Acepção Geral.....	451
17.1.1. Sujeito Passivo da TUST.....	452
17.1.2. A TUST e a Autossustentabilidade dos Serviços de Transmissão.....	456
17.2. Metodologias Associadas à Alocação de Custos.....	457
17.2.1. Selo Postal.....	459
17.2.2. Método do Caminho de Contrato.....	459
17.2.3. MW-milha	460
17.2.4. Método do Módulo	461
17.2.5. Método Nodal.....	461
17.3. Procedimentos de Cálculo.....	463
17.4. ICMS sobre a TUST?.....	463
PARTE III	
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	469
18. REGULAÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA.....	471
18.1. Visão Geral sobre o Sistema de Distribuição de Energia.....	477
18.1.1. Tipos de Redes de Distribuição.....	479
18.2. Acesso às Redes de Distribuição.....	480
18.2.1. Acesso às Instalações de Interesse Restrito de Centrais Geradoras.....	489
18.3. Controvérsias sobre os Circuitos de Iluminação Pública.....	490
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.....	500
19. QUESTÕES PERTINENTES À COMPRA DE ENERGIA PELAS DISTRIBUIDORAS.....	509
19.1. Concepções Gerais.....	509

19.2. Exposição Involuntária das Distribuidoras Logo Após a Edição da MP 579.....	510
19.3. Regime de Cotas de Garantia Física.....	513
19.3.1. Tratamento das Sobras nos Contratos de Alocação de Cotas de Garantia Física (CCGFs).....	516
19.4. Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits: o MRE das Distribuidoras.....	521
19.4.1. Proposta para Mitigação do Risco de Sobrecontratação Involuntária das Distribuidoras.....	523
19.5. Pagamento e Receita Anual de Geração (RAG).....	525
19.5.1. Garantias Financeiras.....	526
20. CONDIÇÕES GERAIS DE FORNECIMENTO DE ENERGIA.....	529
20.1. Imperceptível Diferenciação entre Usuário e Consumidor.....	529
20.2. ANEEL e seu Poder Regulamentar no Serviço Público de Fornecimento de Energia.....	533
20.3. Principais Pontos das Condições Gerais de Fornecimento.....	536
20.3.1. Suspensão dos Serviços por Inadimplemento do Consumidor.....	536
20.3.2. Prazo de Ligação da Unidade Consumidora.....	536
20.3.3. Encargos no Atraso de Pagamento pelo Consumidor.....	537
20.3.4. Irregularidades na Medição do Consumo.....	537
20.3.5. Descontinuidade do Serviço: Fatos que a Desnaturam.....	539
20.3.6. Ressarcimento por Danos Elétricos.....	539
20.3.7. Caracterização como Serviço Público Essencial.....	541
21. TARIFA DE ENERGIA.....	543
21.1. Concepção Geral.....	543
21.2. Custos Embutidos na Tarifa (Parcela A).....	546
21.2.1. Custos com Aquisição de Energia.....	546
21.2.2. Custos com Uso do Sistema de Transmissão.....	547
21.2.3. Encargos Setoriais.....	547
21.2.4. CVA – Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A.....	548
21.3. Custos Embutidos na Tarifa (Parcela B).....	557

21.3.1. Custos Operacionais: a Empresa de Referência ("Benchmarking").....	557
21.3.2. Receita irrecuperável.....	560
21.3.3. Tributos.....	562
21.3.3.1. PIS/COFINS sobre Energia Elétrica.....	562
21.3.3.2. ICMS no Fornecimento de Energia.....	568
21.3.3.3. Responsabilidade da Distribuidora pelo Recolhimento do Imposto.....	577
21.3.3.4. Substituição Tributária no Fornecimento de Energia Elétrica.....	578
21.4. Reajuste Anual, Revisão Tarifária Periódica e Revisão Tarifária Extraordinária	581
21.5. Reajuste Tarifário Anual.....	582
21.6. Revisão Tarifária Periódica.....	584
21.6.2. Base de Remuneração Regulatória	588
21.6.3. Reposicionamento Tarifário: Dando Concretude à Revisão Periódica.....	592
21.7. Tarifa de Fornecimento: TUSD e Tarifa de Energia.....	595
21.8. Visão Geral sobre a TUSD.....	595
21.8.1. Histórico da TUSD.....	595
22. AS REDES INTELIGENTES: "SMART GRIDS"	601
22.1. Conceito e Racional.....	601
22.2. "Smart Meters".....	606
PARTE IV	
COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	609
23. VISÃO GERAL DOS AMBIENTES DE CONTRATAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E OS CONTRATOS CORRELATOS	611
23.1. Introdução.....	611
23.2. Nova Abordagem da Teoria dos Contratos.....	613
23.3. Contratos de Comercialização de Energia Elétrica.....	620
23.4. Ambientes de Contratação.....	621
23.5. Contratos no ACR.....	623
23.5.1 CCEAR (Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado).....	623

23.5.2. Contratos de Geração Distribuída.....	624
23.5.3. Contratos de Ajuste.....	626
23.5.4. Contratos do PROINFA.....	627
23.5.5. Contratos de Itaipu.....	627
23.5.6. Contratos de Energia de Reserva.....	628
23.5.7. Contratos de Cotas de Garantia Física.....	629
23.6. Contratos no ACL.....	630
23.6.1. Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica no Ambiente de Contratação Livre (CCEAL).....	630
23.6.1.1. <i>Cessão de Montantes de Energia e Potência</i>	631
23.6.2. Contratos de Comercialização de Energia Incentivada (CCEI).....	632
23.6.2.1. <i>Venda de Energia Incentivada aos Consumidores Especiais</i>	635
23.6.2.2. <i>Especificidade dos CCEIs</i>	635
23.7. Registro dos Contratos na CCEE e sua Importância.....	636
23.7.1. Registros de Contratos no ACL: a Portaria MME n. 455.....	638

24. VISÃO GERAL DA CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE) 643

24.1. Antecedentes da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) – O Mercado Atacadista de Energia	643
24.2. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.....	649
24.2.1. Convenção de Comercialização de Energia Elétrica.....	650
24.2.2. Participação dos Agentes na CCEE:.....	651
24.2.3. Estrutura:.....	651
24.2.4. Atribuições:.....	655
24.2.5. Patrimônio e Custeio	657
24.2.6. Votos dos Agentes e Contribuições.....	658
24.3. Autorização das Atividades de Comercialização de Energia Elétrica.....	659
24.3.1. A Figura do Comercializador Varejista.....	660

25. VISÃO GERAL DAS REGRAS E PROCEDIMENTOS DE COMERCIALIZAÇÃO 663

25.1. Concepção Básica das Regras e Procedimentos de Comercialização.....	663
25.2. Sistema de Medição.....	664
25.2.1 Detalhamento das Etapas do Processo de Medição Física:.....	665
25.2.2. Medição Contábil.....	666
25.2.3. Penalidades de Medição.....	667
25.2.3.1. <i>Não Conformidades do Sistema de Medição para Faturamento</i>	667
25.2.3.2. <i>Inspeção Lógica: Infração</i>	668
25.2.3.3 <i>Infração na Coleta de Dados de Medição</i>	669
25.3. Sistema de Contabilização.....	669
25.3.1. Recontabilização.....	670
25.4. Garantia Física do SIN.....	671
25.5. Balanço Energético e Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).....	673
25.6. Excedentes Financeiros e Exposições	674
25.7. Encargos	678
25.7.1. Encargos de Serviço do Sistema (ESS).....	678
25.7.2. Encargos de Segurança Energética	683
25.8. Processo de Liquidação Financeira das Operações.....	684
25.8.1. Rateio de Inadimplência.....	686
25.9. Garantias Financeiras.....	692
25.5.6.1. <i>Suspensão dos Limites Operacionais pela ANEEL</i>	703
25.5.6.2. <i>O Caso SAESA</i>	704
26. ATIVIDADES SANCIONADORAS DA CCEE.....	713
26.1. Penalidades no Âmbito da CCEE.....	713
26.1.1 A Delegação do Poder de Polícia à CCEE.....	714
26.1.1.1. <i>Juridicidade das Atividades Sancionadoras da CCEE</i>	720
26.2. Tipos de Penalidades na CCEE.....	733
26.2.1. Penalidades de Energia	734
26.2.1.1. <i>O Caso da Termelétrica Itapebi</i>	736
26.2.2 Penalidades por Insuficiência de Lastro de Potência.....	741

26.2.2.1 Extinção da Obrigação de Constituição de Lastro de Potência.....	742
26.3. Processo de Desligamento do Agente Faltoso.....	743
26.3.1. Os Pressupostos de Excludente de Responsabilidade	747
27. MERCADO DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA	
NO AMBIENTE LIVRE.....	751
27.1. Agente Comercializador.....	751
27.2. Papel do Comercializador: “Broker”, “Trader” e “Dealer”.....	752
27.3. Contratos de Comercialização de Energia no ACL e suas Características.....	753
27.4. Mercado de Derivativos	754
27.5. Mercado de Derivativos de Energia	756
27.6. Contratos Futuros.....	759
27.7. Contratos Forward.....	760
27.8. Opções.....	761
27.9. Swaps.....	762
27.10. Collar.....	763
28. CONFLITOS EM MATÉRIA DE COMERCIALIZAÇÃO	
DE ENERGIA ELÉTRICA	765
28.1. Litígios no Âmbito da Comercialização: a Convenção Arbitral.....	765
28.2. O Precedente da AES Uruguaiana: Admissão da Arbitragem em Contratos Firmados por Sociedade de Economia Mista.....	768
28.3. A Relação Jurídica Processual e a Ilegitimidade Passiva “Ad Causam” da CCEE.....	771
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.....	775
28.5. Proposições de Lege Ferenda.....	782
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	787

APRESENTAÇÃO

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 ignição 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 descontraçadas. 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 empreendimentos 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 desconstruídas. 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.