



中国电力市场建设路径及市场运行关键问题

马莉¹, 范孟华¹, 曲昊源¹, 李捷², 赵铮¹, 武泽辰¹, 陈珂宁¹

(1. 国网能源研究院有限公司, 北京 102209; 2. 国网北京城区供电公司, 北京 100035)

摘要: 中国电力市场建设取得显著进展的同时, 也面临计划与市场长期并存、发展不平衡不充分、能源清洁低碳转型、市场主体多元化及利益矛盾加剧等多重挑战, 需要从市场设计和路径规划方面统筹思考。分近期和中远期 2 个阶段设计中国电力市场建设发展的演化路径和各阶段模式, 并针对计划与市场衔接、省间与省内的衔接、中长期与现货衔接、促进新能源消纳的市场机制、辅助服务和容量市场、价格机制等关键问题进行研究, 提出相关措施和策略建议, 为中国进一步深化电力市场建设提供技术参考。

关键词: 电力市场; 建设路径; 发用电计划; 新能源; 辅助服务; 容量市场; 价格机制

DOI: 10.11930/j.issn.1004-9649.202007095

0 引言

《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》(中发〔2015〕9号)^[1]实施以来, 电力市场不断向纵深推进, 取得了显著进展。从市场规则看, 以中发9号文及其配套文件为核心的电力市场建设政策性框架基本形成, 国家相继出台了中长期交易基本规则、现货交易有关意见等文件, 各省出台省内交易规则 200 余项, 市场规则体系逐步建立。从市场建设看, 各项市场要素已经初步具备, 在空间范围上覆盖省间、省内; 在时间周期上覆盖多年、年度、月度、月内的中长期交易及日前、日内现货交易; 在交易标的上覆盖电能、辅助服务、合同、可再生能源消纳权重等交易品种。从市场运营看, 各类交易规范组织, 市场主体广泛参与, 公开透明的市场环境逐渐形成。先后组建了北京、广州 2 个国家级电力交易中心和 33 家省级电力交易中心, 搭建了公开透明、高效运作的电力交易平台。截至 2019 年年底, 各级电力交易平台累计注册市场主体 19 万家, 较前一年底增加 8.8 万家。从市场成效看, 市场建设有效激发市场活力、提高市场效率、释

放市场红利。全国市场交易电量由 2015 年的 5540.9 亿 kW·h 增长至 2019 年的 26870.4 亿 kW·h, 年均增长 48.4%, 占全国售电量的比重由 12.8% 提高到 47.2%。

随着国家全面深化改革的不断推进, 电力市场建设还将进一步提速。尽管市场建设已取得了显著成效, 但中国电力市场建设仍面临计划与市场长期并存、发展不平衡不充分、能源清洁低碳转型、电力安全风险增加、市场主体多元化及利益矛盾加剧等多重挑战, 需要在建设模式、实施路径等方面多方统筹。

为此, 本文按照“管住中间、放开两头”^[1]的体制架构和目标任务, 结合新形势和新要求, 在已有市场建设的基础上提出进一步优化完善电力市场机制设计的关键机制和措施建议, 为深化电力市场建设提供借鉴和参考。

1 市场建设思路与路径

1.1 市场建设思路

总结国内外电力市场建设的经验和教训^[2-5], 市场化是一个逐步完善和循序渐进的过程。中国电力市场建设需要统筹考虑电价体系、电网结构、平衡格局、计划放开、市场环境等边界条件的变化^[6-7](见图 1), 分阶段逐步推进省间和省内市场的融合, 构建全国统一电力市场, 实现电力资源在全国范围内的自由流通和优化配置。

收稿日期: 2020-07-22; 修回日期: 2020-09-30。

基金项目: 国家电网公司科技项目(改革新形势下我国电力现货市场运营监测分析关键技术研究, 5108-201957038A-0-0-00)。

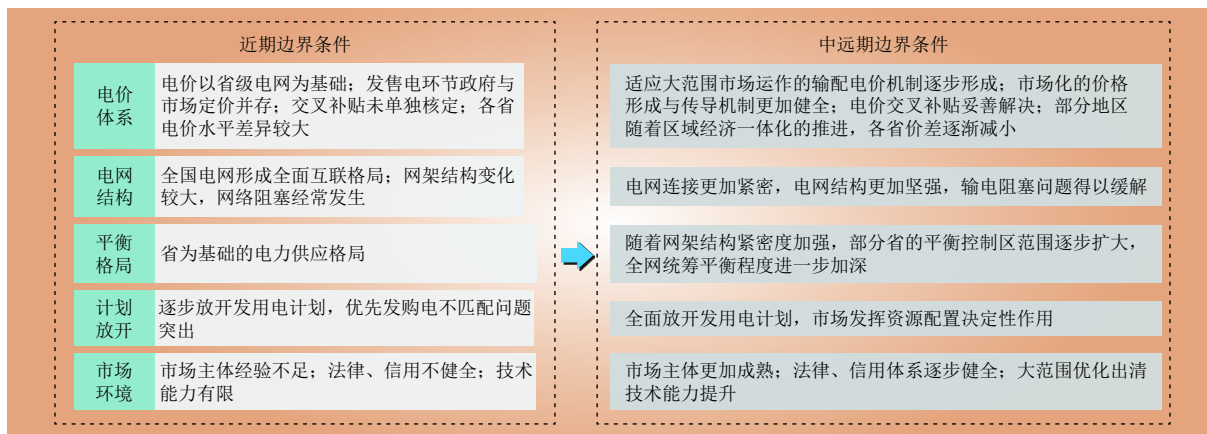


图 1 电力市场建设边界条件变化

Fig. 1 Boundary condition change for electricity market

(1) 从市场目标来看，以促进能源资源大范围、高效配置为目标构建全国统一电力市场。中国能源供需逆向分布和新能源快速发展的国情特点，决定了能源资源需要在更大范围内进行配置和流动。贯彻落实国家“构建国内国际双循环相互促进的新发展格局”决策部署也要求“加快完善国内统一大市场”，畅通电力生产要素运转。近年来，中国电力电量平衡格局已逐步由就地平衡向全网平衡转变。2019 年国家电网公司经营范围内省间交易电量 10 619 亿 kW·h，占售电量的 24%。从国外实践来看，随着新能源比例的不提高，建设大范围电力市场已成为国际发展趋势。美国各大市场范围不断扩大，欧洲日前市场联合已覆盖 27 个国家，日本也采取了多种措施促进跨区电力交易。

(2) 从市场形态来看，近期宜以省间、省内市场“统一市场、两级运作”起步；中远期，随着市场基础条件的变化，逐步推进省间、省内市场融合。考虑到中国以省为主体的财税、价格、经济运行等管理体制以及资源大范围配置需求，近期全国统一电力市场宜采用“统一市场、两级运作”模式。随着市场进一步发展、市场环境更加成熟、市场基础不断演变，省间壁垒逐步打开，省间、省内市场逐步融合并向全国统一电力市场过渡。

(3) 从交易方式来看，以中长期电力直接交易为基础，深化全国统一电力市场建设。考虑到目前省内市场交易以发用电双方共同参与的电力直接交易为主，电力市场建设应在此基础上进一

步优化完善。

(4) 从交易品种来看，以电能市场起步，逐步健全完善辅助服务、容量、输电权等交易^[8]。随着电力市场逐步成熟，不断丰富交易品种。近期主要开展电能交易，逐步健全辅助服务交易、容量成本回收等机制。根据市场发展情况，逐步引入输电权、金融衍生品等交易品种。

1.2 近期市场模式与主要特征

基于上述总体思路，近期全国统一电力市场以省间、省内市场“统一市场、两级运作”起步，主要开展中长期、现货电能交易和辅助服务交易，建立容量成本回收机制。市场特征如下。

(1) 从市场形态来看，省间、省内市场采取“分层申报、协调出清”模式。省间和省内市场分别进行申报，各省先于省间平台申报送、受电需求及价格，省间交易组织出清后，形成的交易结果作为省内市场的边界条件。省内市场再行组织交易，满足省内用户用电需求。

(2) 从交易品种来看，以中长期交易为主，现货交易为补充，逐步健全辅助服务交易、容量成本回收机制。中长期交易可约定结算曲线；现货交易在省间主要开展日前、日内交易，省内主要开展日前、实时交易；辅助服务以省内为主开展，省间辅助服务市场为补充；容量成本回收机制包括容量补偿机制、容量市场等。近期省间和省内市场的主要交易品种如图 2 所示。

(3) 从市场主体来看，主要包括发电企业、电力用户、售电公司、电网企业等，采用发用双方共同参与的双边交易方式。初期用户侧可采用



图 2 近期间省及省内市场交易品种

Fig. 2 Trading varieties for inter-provincial and provincial electricity market

“不报量接受价格”或“报量接受价格”的方式参与现货市场，具备条件的地区可“报量报价”参与现货市场；逐步引入需求侧资源、虚拟电厂、储能等新兴主体参与市场交易；考虑到市场主体成熟度、非市场化用户保底供电等因素，省间市场购电省初期以电网公司代理用户（售电公司）购电为主，可采用点对网、网对网交易模式，可在经济水平和电价差异相对较小的区域开展省间点对点交易试点。

1.3 中远期市场模式与主要特征

中远期，随着输配电价、交叉补贴、电网结构、电力电量平衡格局、技术能力等市场基础条件的变化，推进省间、省内市场逐步融合，扩大市场主体范围、丰富交易品种，向全国统一电力市场过渡。

(1) 从市场形态来看，省间市场壁垒逐步打开，省间、省内市场逐步融合。通过交易机制耦合，可逐步形成省间和省内市场“统一申报、联合出清”模式，即将各省总体购、售电需求及价格统一在省间平台申报，省间开展考虑主要断面、输电通道的优化出清，省内根据出清结果，再组织省内交易。并随着融合程度的加深进一步过渡到“统一申报、统一出清”模式，即各省总体购、售电需求及价格统一在省间平台申报，省间综合考虑全网电力平衡、输电能力等因素，开展全局优化出清。考虑到电网控制区格局，实时

市场仍按电网控制区范围组织管理。随着国家区域协调发展战略的推进，在适应大范围集中优化交易的输配电价机制逐渐形成后，部分经济水平和电价差异相对较小的地区可逐步融合形成区域电力市场，纳入省间市场整体运作。

(2) 从交易品种来看，进一步丰富辅助服务、容量市场、输电权、金融衍生品等交易品种。在近期基础上逐步实现现货市场与调峰辅助服务市场的融合，推进电能量与部分辅助服务交易联合出清，探索更大范围内的辅助服务资源共享和互济；适时开展输电权交易、金融衍生品交易等，构建交易品种完备的市场体系。

(3) 从市场主体来看，进一步扩大市场主体范围，用户侧全面参与现货电力市场。随着市场推进和政策性交叉补贴等问题的解决，省间市场逐步引入其他购电主体，放开各类发电企业、用户、售电公司等参与交易；用户侧全面采用“报量报价”方式参与现货市场；扩大需求侧资源、虚拟电厂、储能等新兴主体参与市场交易的范围。

2 中国电力市场运行的关键问题分析

考虑到中国计划与市场长期并存、资源大范围配置需求突出、新能源迅速发展等国情，结合现货市场试运行中暴露出的中长期与现货市场衔接不畅、价格机制未理顺、不平衡资金等问题，电力市场建设需要进一步围绕市场空间（计划与市场）、市场层级（省间与省内）、交易时序（中长期与现货）、市场主体（新能源）、交易品种（辅助服务、容量机制）、价格机制等问题进行重点设计。

2.1 优先发电计划与市场衔接

中国正在逐步放开发用电计划，推动电力资源配置方式由计划向市场转变。根据有序放开发用电计划和优发优购相关政策进行测算，目前全国优先购电占用电比例接近 34%，优先发电在发电侧占比约为 66%（见图 3），且由于经济发展结构、电源结构不同，各省优先购电、优先发电的比重差别均存在较大差异。

发用电计划放开在发电、用电侧的不平衡，带来了市场空间不匹配、市场主体利益协调等问题，需要妥善设计相关机制，做好计划放开与市

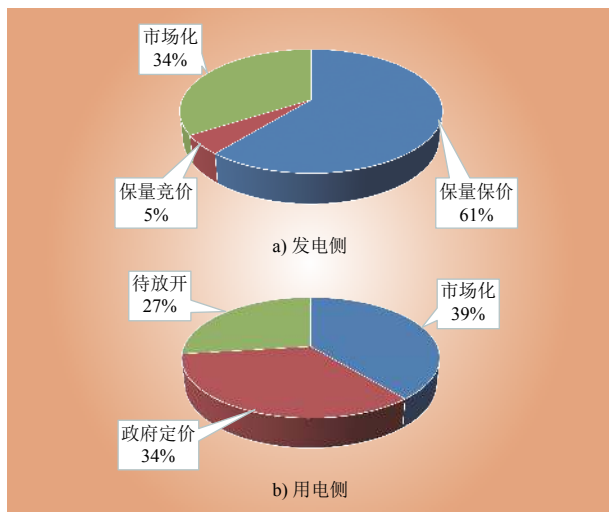


图 3 2019 年全国发用电侧市场放开情况
Fig. 3 Opening of the power generation and consumption side in 2019

场交易、输配电价等的衔接^[9]。具体建议如下。

(1) 加快推动用电侧放开。按照国家发改委《关于全面放开经营性用户发用电计划的通知》^[10]要求，有序放开经营性电力用户参与市场交易，其他用户（包括优先购电用户）执行目录电价。

(2) 按照“保量保价”“保量竞价”等方式推动优先发电，做好与优先购电和市场交易的衔接。分省来看，由于优发电量普遍大于优购电量，建议按照优先购电规模匹配优先发电并执行“保量保价”政策。各省根据优先购电规模和本地电源结构，确定“保量保价”优先发电计划并下达，“保量保价”优先发电在电力市场中视为厂网间双边合同；富余优发部分，通过中长期交易按市场化方式实现优先发电（见图 4）。如优先发电不满足优先购电，由本省常规电源按等比例保障原则补充（见图 5）。

(3) 实现不平衡资金合理分摊和疏导。不平衡资金的构成主要包括系统运行费用、阻塞管理费用及非市场用户保底供电产生的不平衡费用等。现阶段不平衡资金的产生主要是由于在计划与市场并行方式下，优先发电与优先购电放开比例不对等。近期，国家发改委、能源局在《关于做好电力现货市场试点连续试结算相关工作的通知》^[11]中明确“不得设置不平衡资金池，各项结算科目均需独立记录，分类明确疏导”。为确保电力市场的有序推进，需要加快构建合理的不平

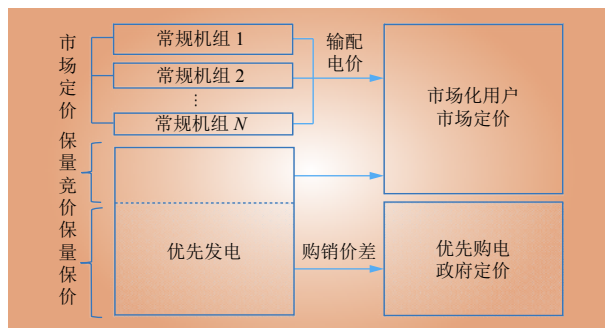


图 4 优先发电大于优先购电时的衔接方式
Fig. 4 Coordination mechanism when priority generation is larger than priority purchase

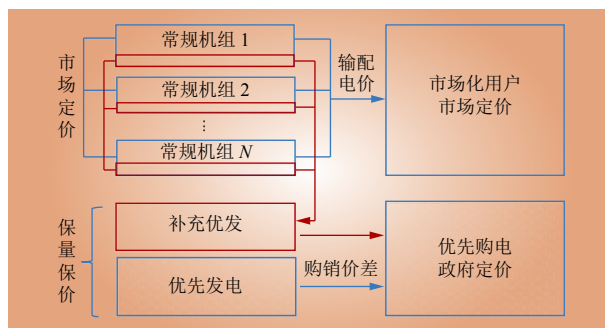


图 5 优先发电小于优先购电时的衔接方式
Fig. 5 Coordination mechanism when priority generation is smaller than priority purchase

衡资金疏导机制，建议将由优发优购匹配产生的不平衡资金纳入电价调整机制；由市场运行产生的不平衡资金，按照公平公开原则，在市场建设方案中明确分摊机制。

(4) 加快出台解决电价交叉补贴的相关政策。中国电价交叉补贴范围广、标准高、金额大，2018 年已超过 2700 亿元。随着经营性发用电计划全面放开，电价交叉补贴的来源不断减少。综合考虑保障民生、普遍服务和社会稳定等影响，现阶段尚不具备完全取消电价交叉补贴的条件，可分阶段采取措施妥善处理。一方面，优先安排低价电和省外来电等优先发电规模，用于稳定交叉补贴来源；另一方面，明确各类用户所承担的交叉补贴责任，单列电价交叉补贴标准，由“暗补”变为“明补”。同时，建立政策性交叉补贴定期清算机制，按年或按监管周期进行清算。

2.2 省间与省内市场衔接

中国经济社会发展以省为主体，电力工业长期以来形成了以省为基础的电力供应格局，能源电力发展规划、经济运行和安全生产等均按省实



施管理。同时，中国能源资源与负荷分布不均衡的国情以及发展可再生能源的要求，客观上决定了全国统一电力市场体系应以省间、省内市场“两级运作”起步，省间与省内市场需要在交易时序、偏差处理、安全校核及阻塞管理等方面做好统筹衔接^[12]，如图 6 所示。

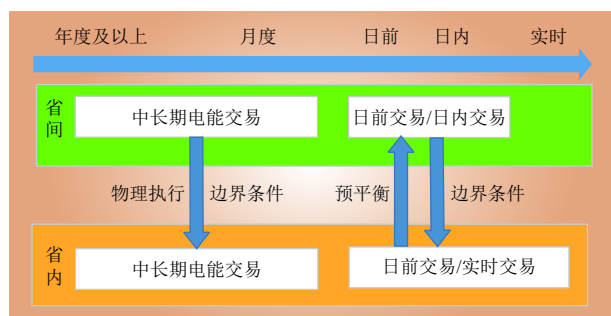


图 6 省间与省内衔接示意

Fig. 6 Coordination of provincial and inter-provincial electricity market

(1) 在功能定位方面，省间市场定位于保障国家能源战略实施，实现大范围资源优化配置，促进可再生能源消纳。省内市场主要保障省内资源优化配置、电力电量供需平衡和安全供电秩序。

(2) 在交易时序方面，中长期层面的省间交易先于省内交易开展。现货交易中，首先在省内形成预平衡，再开展省间日前现货。省间中长期交易物理执行，省间交易结果作为省内交易的边界。

(3) 在偏差处理方面，实际运行与合同约定产生的偏差，根据成因和影响范围，分别按照省间、省内市场规则处理。

(4) 在阻塞管理与安全校核方面，按照统一调度、分级管理的原则，国调（及各分调）、省调按调管范围负责输电线路的阻塞管理与安全校核。

2.3 中长期与现货衔接

随着现货试点的开展，中国已形成以中长期交易为主、现货交易为补充的市场格局。现货市场开展后，需要加强中长期市场和现货市场有机协调，确保市场平稳起步、规范简洁。中长期交易与现货交易的衔接问题，主要涉及中长期合同在现货市场中的交割方式和中长期交易曲线的确定方式 2 个关键问题。

2.3.1 中长期合同的交割方式

结合国外电力市场经验，中长期交易在现货

市场的交割方式主要包括物理交割（典型国家如英国、北欧等）和金融交割（典型国家如美国、澳大利亚等）2 种方式^[13]。

(1) 物理交割模式以中长期实物合同为基础。市场主体根据自身意愿通过双边协商或集中交易达成中长期交易合同，并约定交割电力曲线，调度机构据此安排调度计划，执行交易结果。偏差电量通过日前、日内滚动调节至实时平衡。这种模式适用于灵活性调节电源占比较高、电网阻塞较少、发用电市场发育成熟的省份。

(2) 金融交割模式一般以中长期差价合同管理市场风险，配合现货交易采用全电量集中竞价、统一优化。市场主体通过双边协商和集中竞价等方式签订中长期交易合同，一般不需要安全校核，提交市场运营机构主要用于结算使用。在日前阶段，市场运营机构根据市场主体的报价和供需关系进行全电量的集中优化，确定执行日的机组组合、发电计划和出清价格。实时阶段，根据实时供需和系统运行情况进一步优化合并执行。市场运营机构根据中长期和日前、实时市场交易结果进行结算。这种模式适用于灵活性调节电源占比较低、电网阻塞较多、新能源占比高的省份。

考虑到省间交易以落实国家能源战略与跨省区送受电计划、实现能源资源大范围优化配置为主要目标，建议省间市场中长期交易采用物理交割方式，通过省间现货市场进行偏差处理。

2.3.2 中长期交易曲线的确定方式

目前，中国中长期交易仍以电量交易为主。随着现货市场建设的不断推进，需要在规范开展年度、月度交易的基础上，通过构建月内偏差调整机制，推进带结算曲线的电力交易。借鉴国外经验，中长期交易曲线的确定方式可采用市场主体协商约定、自愿选择典型曲线组合等多种形式。

(1) 市场主体协商约定即由市场主体双方在签订中长期合同时约定交易曲线，在现货市场中按照约定曲线物理执行（适用于中长期交易物理交割方式）或按照约定曲线结算（适用于中长期交易金融交割方式）。美国和欧洲场外双边交易均采用由市场主体双方自行约定曲线的方式。

(2) 典型曲线组合即由市场运营机构根据历史数据、负荷特性等提出一个或多个典型分解曲线，市场主体根据自身需要，选择中长期合约典



型分解曲线。这种分解方式常见于国外标准化电力金融合约市场。以欧洲 EEX 电力金融衍生品交易市场为例，德国电力期货合约主要设置基荷和峰荷 2 种典型标准化曲线。

2.4 建立适应新能源发展的市场机制

近年来，中国新能源装机持续快速增长。截至 2019 年年底，全国并网风电装机 2.1 亿 kW、太阳能发电装机 2.0 亿 kW，新能源装机规模连续 6 年稳居全球第一。新能源发电出力的随机性、波动性明显，给电力系统运行带来较大挑战。随着市场建设的不断深化，需要加强新能源消纳相关政策协调，加快建立适应新能源发展的市场机制，充分考虑新能源时段性、波动性等特点，提升系统运行灵活性，促进新能源大范围消纳和高效利用^[14-17]。

(1) 做好新能源消纳市场机制与计划手段衔接。一方面，建立可再生能源保障性收购政策与市场交易有序衔接的机制，合理确定新能源保障收购利用小时，超出部分进入市场；平价或低价新能源作为优先发电全额保障性收购，若存在弃风弃光情况，可将限发电量核定为可转让的优先发电计划。另一方面，进一步优化存量可再生能源补助资金管理，逐渐改为“价补分离、总额管控”模式，财政补助资金单独核定和管理，不再与上网电价挂钩。

(2) 加强交易机制创新，建立适应新能源出力间歇性的市场化机制。在中长期交易中，建立健全新能源之间以及新能源与常规能源之间的省间中长期打捆交易机制；在现货交易中，鼓励新能源申报日前发电预测曲线，纳入日前现货市场，激励新能源发电企业提高出力预测水平、合理开展市场申报；加大交易品种创新，构建新能源与需求侧、储能、电动汽车充电、蓄冷式空调、蓄热式电采暖等市场化交易机制。

(3) 加强不同主体之间的利益协调，提升消纳积极性。通过新能源与常规电源之间的发电权自愿替代或优先替代机制，加强市场主体之间的利益协调、提升消纳积极性，自愿替代即定期组织新能源替代常规能源的发电权交易。优先替代机制，即通过预挂牌等交易方式，提前明确新能源优先替代常规能源的条件和价格，当省间输电通道无剩余空间时，新能源可替代省间优先发电

的常规能源，并对常规能源给予发电权补偿。

(4) 结合可再生能源消纳责任权重交易、碳排放权交易等机制，促进新能源大范围消纳。在可再生能源消纳责任权重和碳排放总量约束下，通过组织超额消纳量市场化交易、绿色证书交易或建立考虑碳排放约束的电力交易机制等方式，激发本地新能源消纳潜力、促进打破省间交易壁垒，实现资源大范围优化配置。

2.5 健全辅助服务市场机制

随着新能源装机的迅猛增长，电网运行方式与潮流的不确定性显著增强，对于调峰、调频、备用等辅助服务的需求日益增大。考虑到促进新能源消纳、提升电力系统调节能力^[18]等需要，在推进电能量市场建设的同时，需加快建设辅助服务市场，近期以省内为主、省间辅助服务市场为补充开展，并实现辅助服务市场与现货电能量市场的协调运作。

(1) 丰富省内辅助服务交易品种，建立调频、备用市场，适时引入爬坡类产品、系统惯性服务、无功支撑服务等交易品种，满足系统中对于具有快速爬坡能力、调节性能良好的电源需求，并通过市场化定价方式对此类机组进行经济补偿，进一步促进新能源消纳。

(2) 构建调峰、备用省间辅助服务市场，解决省内调节能力不足时省间调峰、备用互济等问题，缓解电网运行备用容量短缺，提高电网整体运行效益，进一步提升新能源消纳水平。

(3) 按照“谁受益，谁承担”原则，建立用户与发电共同承担辅助服务成本的机制，促进市场主体公平竞争。

(4) 初期做好现货电能量市场与辅助服务市场的协调运作。随着现货市场建设的推进，逐步推动调峰与电能量市场的融合，利用实时市场价格信号引导火电机组参与深度调峰，不断优化市场运行效益。同时，推动调频、备用等辅助服务与现货电能量市场联合优化出清，进一步实现系统整体效率最优。

2.6 常规火电容量成本回收机制

随着新能源的高比例接入，火电机组在电力系统中的作用由提供电量逐渐转变为提供电力。同时，由于新能源发电占比的不断提高，火电机组利用率下降、收益减少，面临较大的经营压



力。为适应能源转型背景下电源结构的变化、保障火电的可持续发展，需要逐步构建容量成本回收机制，用于激励常规火电投资建设、引导火电企业灵活性改造，保障系统发电容量充裕度、调节能力和运行安全，促进新能源消纳^[19-21]。

(1) 在市场过渡期建立容量补偿机制。根据发电成本、用电需求、系统可靠性要求等因素，确定容量电价。发电企业按其装机容量或可用容量获得收入。容量成本纳入市场运营公共服务成本，分摊至用户侧。

(2) 逐步建立容量市场机制。容量市场可采用容量拍卖机制或战略备用招标等机制，按照多年、年度、月度等开展交易，由市场运营机构购买并将成本分摊至用户侧。

(3) 在电价风险承受力较强的地区，可探索建立稀缺定价机制。在电能市场中，通过设置较高的价格上限，使机组在系统备用短缺时获得稀缺电价补偿，激励机组满足尖峰期用电需求。为避免过度激励，稀缺定价的上限设置应考虑是否同时采用其他的容量激励措施，对于已建立容量市场的地区稀缺价格不宜过高。

2.7 进一步理顺价格形成机制

价格是反映电力市场运行状态，评价市场竞争效率和市场成熟程度的核心指标，也是市场成员进行经营决策的基本依据^[22]。从 2019 年现货市场结算试运行情况来看，受到市场初期计划与市场并存、供大于求、现货报价仅考虑边际成本、竞价策略等因素影响，国家电网公司经营区内 6 个试点省份现货价格普遍低于中长期价格，价格信号存在一定程度的扭曲。为进一步理顺价格形成机制，提出建议如下。

(1) 加快推进包含中长期、现货、辅助服务等在内的全形态电力市场建设，完善价格形成机制。充分发挥中长期交易“压舱石”的作用；通过现货市场进行灵活调整，反映电能量的分时价值^[23]；通过辅助服务市场充分体现调节资源在电力系统中的价值。

(2) 加强市场力监测和监管，强化市场信用体系建设和信息披露。通过三寡头测试、行为测试、影响测试等，规范市场成员行为，加强对发电和售电等各类市场主体交易秩序、市场力监管，建立健全市场主体信用评价体系，确保电力市场信

息披露的真实性、及时性、准确性、完整性，保证电力市场传递正确的价格信号。

(3) 合理确定市场限价^[24]。市场限价应综合考虑燃料价格、地区经济发展水平、历史电价水平、发电新增装机预测、负荷增长预测、社会稳定保障及其他政治经济因素等，经科学测算后合理确定。市场限价应体现发电侧投资激励、市场的电能价值和市场运行风险防范，并根据外部环境和条件变化动态调整。

3 结语

基于对中国市场建设基础条件变化的分析，设计了中国电力市场建设发展的演化路径，提出近期宜以省间、省内市场“统一市场、两级运作”起步、中远期逐步推动省间、省内市场“统一申报、联合出清”“统一申报、统一出清”，向全国统一电力市场过渡。在此基础上，围绕近期电力市场建设与协调运行的七大关键问题进行研究，提出了近期可按照“固化优购、匹配优发”的方式实现计划与市场衔接；加强省间、省内市场统筹，省间交易结果作为省内市场的边界条件；合理选择中长期合同在现货市场中的交割方式，推进带结算曲线的中长期电力交易；合理确定新能源保障收购利用小时，超出部分进入市场，建立适应新能源出力特性的市场化机制；辅助服务以省内为主开展，省间辅助服务市场为补充，逐步推动调峰与电能量市场的融合；在市场过渡期建立容量补偿机制、逐步建立容量市场机制，保障发电容量充裕度；加快构建反映各类电力商品价值的完整价格信号，加强市场力监测监管等具体机制建议。

未来随着现货市场试点的深化开展，可进一步围绕电力市场监管机制和风险管控、市场主体行为分析与竞争策略、适应大范围电力市场运作的输配电价和阻塞管理等方面开展更为深入的研究，形成更具实用性和可操作性的研究成果。

参考文献：

- [1] 中共中央, 国务院. 关于进一步深化电力体制改革的若干意见(中发〔2015〕9号)[EB/OL]. (2015-03-31) [2020-09-30]. <https://news.ncepu.edu.cn/xxyd/llxx/52826.htm>.



- [2] 马莉, 范孟华, 郭磊, 等. 国外电力市场最新发展动向及其启示 [J]. *电力系统自动化*, 2014, 38(13): 1-9.
MA Li, FAN Menghua, GUO Lei, *et al.* Latest development trends of international electricity markets and their enlightenment[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2014, 38(13): 1-9.
- [3] 邹鹏, 陈启鑫, 夏清, 等. 国外电力现货市场建设的逻辑分析及对中国的启示与建议 [J]. *电力系统自动化*, 2014, 38(13): 18-27.
ZOU Peng, CHEN Qixin, XIA Qing, *et al.* Logical analysis of electricity spot market design in foreign countries and enlightenment and policy suggestions for China[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2014, 38(13): 18-27.
- [4] 马莉, 张晓萱, 魏哲, 等. 法国售电侧市场放开的经验及启示 [J]. *南方电网技术*, 2015, 9(8): 9-12.
MA Li, ZHANG Xiaoxuan, WEI Zhe, *et al.* Experience and enlightenment of power sales side market liberalization in France[J]. *Southern Power System Technology*, 2015, 9(8): 9-12.
- [5] 李竹, 庞博, 李国栋, 等. 欧洲统一电力市场建设及对对中国电力市场模式的启示 [J]. *电力系统自动化*, 2017, 41(24): 2-9.
LI Zhu, PANG Bo, LI Guodong, *et al.* Development of unified European electricity market and its implications for China[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2017, 41(24): 2-9.
- [6] 陈国平, 梁志峰, 董昱. 基于能源转型的中国特色电力市场建设的分析与思考 [J]. *中国电机工程学报*, 2020, 40(2): 369-379.
CHEN Guoping, LIANG Zhifeng, DONG Yu. Analysis and reflection on the marketization construction of electric power with Chinese characteristics based on energy transformation[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2020, 40(2): 369-379.
- [7] 周孝信, 陈树勇, 鲁宗相, 等. 能源转型中我国新一代电力系统的技术特征 [J]. *中国电机工程学报*, 2018, 38(7): 1893-1904, 2205.
ZHOU Xiaoxin, CHEN Shuyong, LU Zongxiang, *et al.* Technology features of the new generation power system in China[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2018, 38(7): 1893-1904, 2205.
- [8] 葛睿, 陈龙翔, 王轶禹, 等. 中国电力市场建设路径优选及设计 [J]. *电力系统自动化*, 2017, 41(24): 10-15.
GE Rui, CHEN Longxiang, WANG Yiyu, *et al.* Optimization and design of construction route for electricity market in China[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2017, 41(24): 10-15.
- [9] 马莉, 黄李明, 薛松, 等. 中国新一轮电力市场改革试点有序运行关键问题 [J]. *中国电力*, 2017, 50(4): 17-22.
MA Li, HUANG Liming, XUE Song, *et al.* Key issues for orderly operation of China's new electricity market reform pilot[J]. *Electric Power*, 2017, 50(4): 17-22.
- [10] 国家发展改革委. 关于全面放开经营性用户发用电计划的通知 (发改运行 [2019] 1105 号)[EB/OL]. (2019-06-27)[2020-09-30]. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/201906/t20190627_962468.html.
- [11] 国家发展改革委, 国家能源局. 关于做好电力现货市场试点连续结算相关工作的通知 (发改办能源规 [2020] 245 号)[EB/OL]. (2020-04-03)[2020-09-30]. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/gxhwj/202004/t20200403_1225133.html.
- [12] 张显, 史连军. 中国电力市场未来研究方向及关键技术 [J]. *电力系统自动化*, 2020, 44(16): 1-11.
ZHANG Xian, SHI Lianjun. Future research directions and key technologies of electricity market in China[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2020, 44(16): 1-11.
- [13] 宋永华, 包铭磊, 丁一, 等. 新电改下我国电力现货市场建设关键点综述及相关建议 [J]. *中国电机工程学报*, 2020, 40(10): 3172-3187.
SONG Yonghua, BAO Minglei, DING Yi, *et al.* Review of Chinese electricity spot market key issues and its suggestions under the new round of Chinese power system reform[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2020, 40(10): 3172-3187.
- [14] David Hurlbut, 马莉, Ella Chou, 等. 批发电力市场中清洁能源发电及调度: 美国的经验 [J]. *中国电力*, 2017, 50(4): 28-34.
HURLBUT D, MA Li, CHOU E, *et al.* Clean energy generation and dispatch in reformed wholesale electricity markets: experience in the United States[J]. *Electric Power*, 2017, 50(4): 28-34.
- [15] 王宣元, 马莉, 曲昊源. 美国得克萨斯州风电消纳的市场运行机制及启示 [J]. *中国电力*, 2017, 50(7): 10-18, 27.
WANG Xuanyuan, MA Li, QU Haoyuan. Market mechanisms for wind generation in ERCOT market and the inspiration for China[J]. *Electric Power*, 2017, 50(7): 10-18, 27.
- [16] 史连军, 周琳, 庞博, 等. 中国促进清洁能源消纳的市场机制设计思路 [J]. *电力系统自动化*, 2017, 41(24): 83-89.
SHI Lianjun, ZHOU Lin, PANG Bo, *et al.* Design ideas of electricity market mechanism to improve accommodation of clean energy in China[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2017, 41(24): 83-89.
- [17] 杨建华, 王雄飞, 肖达强, 等. 促进新能源消纳的交易机制及效益研究 [J]. *中国电力*, 2020, 53(4): 89-95.
YANG Jianhua, WANG Xiongfei, XIAO Daqiang, *et al.* Research on the transaction mechanism and benefit of promoting new energy consumption[J]. *Electric Power*, 2020, 53(4): 89-95.
- [18] 刘雨梦, 陈皓勇, 黄龙, 等. 基于多群体协同进化的电力市场均衡模型 [J]. *电力系统保护与控制*, 2020, 48(10): 38-45.



- LIU Yumeng, CHEN Haoyong, HUANG Long, *et al.* Equilibrium model of electricity market based on multi-swarm co-evolution[J]. *Power System Protection and Control*, 2020, 48(10): 38–45.
- [19] 侯孚睿, 王秀丽, 锁涛, 等. 英国电力容量市场设计及其对中国电力市场改革的启示 [J]. *电力系统自动化*, 2015, 39(24): 1–7.
- HOU Furui, WANG Xiuli, SUO Tao, *et al.* Capacity market design in the united kingdom and revelation to China's electricity market reform[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2015, 39(24): 1–7.
- [20] 张粒子, 唐成鹏. 英国容量市场模式在中国的适用性分析 [J]. *电力建设*, 2016, 37(3): 124–128.
- ZHANG Lizi, TANG Chengpeng. Applicability analysis of British capacity market mode in China[J]. *Electric Power Construction*, 2016, 37(3): 124–128.
- [21] 喻芸, 荆朝霞, 陈雨果, 等. 电力市场环境下典型发电容量充裕性机制及对我国的启示 [J]. *电网技术*, 2019, 43(8): 2734–2742.
- YU Yun, JING Zhaoxia, CHEN Yuguo, *et al.* Typical generation resource adequacy mechanism in electricity market and enlightenment to China[J]. *Power System Technology*, 2019, 43(8): 2734–2742.
- [22] 张粒子. 我国电价机制市场化改革路径探讨 [J]. *价格理论与实践*, 2013(2): 17–20.
- [23] 郭鸿业, 陈启鑫, 钟海旺, 等. 基于标准化金融交割曲线的现货市场建设路径设计 [J]. *电力系统自动化*, 2017, 41(17): 1–8.
- GUO Hongye, CHEN Qixin, ZHONG Haiwang, *et al.* Spot market mechanism design and path planning based on standard curve for financial delivery[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2017, 41(17): 1–8.
- [24] 王卿然, 张粒子, 谢国辉. 动态限价机制在华东电力市场的应用研究 [J]. *华东电力*, 2010, 38(6): 844–847.
- WANG Qingran, ZHANG Lizi, XIE Guohui. Application research of dynamic ceiling price mechanism at East China power market[J]. *East China Electric Power*, 2010, 38(6): 844–847.

作者简介:

马莉 (1975—), 女, 博士, 高级工程师 (教授级), 从事电力市场、电力改革、企业发展战略与规划、电力行业政策等研究, E-mail: mali@sgeri.sgcc.com.cn;

范孟华 (1983—), 女, 通信作者, 博士, 高级工程师, 从事电力市场、电力改革、电力系统稳定性分析、综合能源等研究, E-mail: fanmenghua@sgeri.sgcc.com.cn.

(责任编辑 李博)

Construction Path and Key Operation Issues of Electricity Market in China

MA Li¹, FAN Menghua¹, QU Haoyuan¹, LI Jie², ZHAO Zheng¹, WU Zechen¹, CHEN Kening¹

(1. State Grid Energy Research Institute Co., Ltd., Beijing 102209, China;

2. State Grid Beijing Urban Electric Power Company, Beijing 100035, China)

Abstract: With further deepening of electricity reform, remarkable progress has been made in construction of China's electricity market. However, there are still multiple challenges, such as long-term coexistence of government-allocated and market-allocated electricity, insufficient and unbalanced development, clean and low-carbon transformation of energy, diversification of market participants and aggravation of interest contradictions, which need to be considered from market design and path planning as a whole. In this paper, the evolution path and models of China's electricity market construction and development are designed in two stages: the near-term and the medium-long-term. Key issues are studied including the connection between government-allocated and market-allocated electricity, the connection between provincial and inter-provincial markets, the connection between long-term and spot markets, the market mechanism to promote new energy consumption, the auxiliary services, the capacity market, and the price mechanism. Relevant measures and strategic suggestions are put forward for further deepening the construction of electricity market in China.

This work is supported by Science and Technology Project of SGCC (Research on Key Technologies of Operation Monitoring and Analysis of China's Electricity Spot Market under the New Situation of Reform, No.5108-201957038A-0-0-00).

Keywords: electricity market; construction path; power generation and utilization schedule; new energy; ancillary services; capacity market; price mechanism