中国电力圆桌
POWER SECTOR ROUNDTABLE

专题报告

西北区域电力现货市场及监管机制研究

中国电力圆桌项目课题组

2019 年 8 月

中国电力圆桌项目

(Power Sector Roundtable,PSR)

中国电力可持续发展圆桌（简称电力圆桌）项目于 2015 年 9 月启动，旨在紧扣应对气候变化、调整能源结构的国家战略，邀请业内专家和各利益方参与，共同探讨中国电力部门低碳转型的路径和策略。通过建立一个广泛听取各方意见的平台机制，电力圆桌将各方关心的、有争议的、目前决策困难的关键问题提交到平台讨论，选出核心问题委托智库开展高质量研究，并将研究成果和政策建议提交到平台征求意见，从而支持相关政策的制定和落地，推动中国电力行业的改革和可持续发展，提高电力行业节能减排、应对气候变化的能力。

电力圆桌瞄准电力改革和可持续发展前沿，紧密跟踪电力改革实践动向，为地方政府和国家相关部门决策提供理论参考和经验示范，推动和加强电力体制改革的宣传和研究成果转化，为中国电力改革及其可持续发展做出贡献。

项目研究报告系列

- 《推动中国竞争性电力市场建设的整体性研究》 中国宏观经济研究院市场与价格研究所，2018 年 10 月
- *《西北区域电力现货市场及监管机制研究》 西安交通大学，2019 年 4 月*
- 《满足建设美丽中国的电力中长期可持续发展研究》 中国能源研究会，2019 年 5 月
- 《基于园区增量配电网的综合能源服务业态研究》 电力规划设计总院，2019 年 7 月

项目课题组

西安交通大学是“七五”“八五”重点建设单位，首批进入国家“211”和“985”工程建设学校。2017 年入选国家“双一流”建设名单 A 类建设高校，8 个学科入选一流建设学科。西安交通大学电气工程学科是国家一级重点学科，电力系统及其自动化学科是国家级二级重点学科。参与团队长期从事电力系统规划与可靠性，电力市场等相关研究，在新能源电力系统建模、可靠性评估、用户灵活互动用电、需求侧响应及电力市场等方面具有良好的研究基础。

自然资源保护协会（NRDC) 是一家国际公益环保组织。自然资源保护协会拥有近 500 名员工，以科学、法律、政策方面的专家为主力，以及约 200 万会员及支持者。自 1970 年成立以来，自然资源保护协会一直在为保护自然资源、生态环境及公众健康而进行不懈努力。自然资源保护协会在美国、中国、印度、加拿大、墨西哥、智利、哥斯达黎加、欧盟等国家及地区开展工作，并在中国的北京、美国的纽约、华盛顿、芝加哥、洛杉矶、旧金山以及蒙大拿州的波兹曼等地有常设办公室。

西北区域电力现货市场
及监管机制研究

Regional Electricity Spot Market Development and Regulation in Northwest China

报告撰写单位

西安交通大学电气工程学院

2019 年 8 月

目 录

摘要 iv

1. 课题研究背景及可行性分析.....1

1.1 研究背景.....1

1.2 西北电网概况.....2

1.2.1 西北电网特征.....2

1.2.2 西北各省区概况.....4

1.2.3 西北电网面临的主要问题.....5

1.3 建设西北区域现货市场的可行性.....7

1.3.1 西北地区积累的调度管理经验为现货市场开展奠定基础.....7

1.3.2 国内现货市场建设提供了经验借鉴.....7

1.3.3 国外现货市场建设提供了经验参考.....12

1.4 西北地区建设区域现货市场的必要性和现实意义.....14

1.4.1 建设西北区域现货市场的必要性.....14

1.4.2 建设西北区域现货市场的现实意义.....16

2. 西北区域电力现货市场建设目标与组织模式.....17

2.1 建设目标.....17

2.2 组织模式.....17

2.3 两阶段市场路线.....19

3. 西北区域电力现货市场机制设计 22
3.1 交易标的和市场成员 22
3.2 市场构成 23
3.2.1 日前市场 23
3.2.2 日内市场 24
3.2.3 实时市场 24
3.3 出清和价格机制 25
3.3.1 出清机制 25
3.3.2 价格机制 26
4. 西北区域现货市场促进新能源消纳的特色交易运营机制 28
4.1 交易品种 28
4.2 电能量交易 28
4.3 发电权替代交易 30
4.4 调峰辅助服务交易 31
4.5 西北区域现货市场与其他市场的配合 34
4.5.1 与中长期交易市场的衔接 34
4.5.2 与配额机制的配合 35
5. 西北区域现货市场与全国统一电力市场的衔接 36
5.1 与西北省级电力市场的衔接 37
5.2 与全国统一市场的衔接 37
5.3 区域和省级调度与交易机构的职能 38
5.3.1 区域电力调度中心 38
5.3.2 区域电力交易中心 39
5.3.3 省级电力调度中心 39
5.3.4 省级电力交易中心 39
6. 市场监管机制及配套机制 40
6.1 市场监管 40
6.1.1 监管与电力市场化改革 40

6.1.2 市场监管的内容 41
6.1.3 监管的组织体系 41
6.2 市场力管理机制 42
6.3 市场主体信用管理机制 43
6.4 信息披露机制 45
6.5 市场干预机制 46
6.6 应急处理机制 46
7. 研究发现和政策建议 48
7.1 研究发现 48
7.2 政策建议 49
参考文献 54

摘要

在第三次能源革命的背景下，中国开始坚定地走绿色低碳清洁高效的能源转型之路。近年来，西北新能源装机容量爆发式增长，而最大负荷、用电量增长远远低于新能源装机增速。2018 年，西北新能源弃电量达 215.51 亿千瓦时，占全国的 64.9%，新能源消纳形势严峻。为促进西北地区新能源消纳，实现资源优化配置，本课题围绕西北区域电力现货市场及监管机制展开研究，探索解决西北弃风弃光严重问题的有效市场途径，充分发挥西北区域资源互补、电网统一调度运行及现有新能源消纳措施等有利条件，完善电价机制，打破省间壁垒，实现新能源与火电间利益协调，有效促进新能源消纳，对实现新时代下西北地区电力市场的健康、有序发展，促进我国能源转型、环境改善具有重要意义。

西北区域现货市场机制建设，旨在以促进新能源消纳为核心，建立以市场发现价格、交易品种齐全、功能完善的区域现货市场，建立中长期交易、现货市场、辅助服务市场等多种市场相结合的市场机制，形成竞争充分、开放有序、高效运行、健康发展的市场体系，促进资源优化配置，最大程度提升新能源消纳水平。

西北区域现货市场应包括日前市场、日内市场和实时市场，参与主体有西北区域内各类发电企业、电网企业、售电公司和经注册的大用户等，交易标的为电能量、发电权和辅助服务。

为保证电力市场建设的稳定、有序、有效开展，西北区域现货市场的建设应分为两个阶段：**第一阶段：分散式市场。**建立部分电量竞价的分散式区域电力现货市场，中长

期交易采用物理合同，偏差电量通过现货市场调节。在该阶段，初步建立分区电价机制，建立与现货市场相协调的中长期交易机制、调峰辅助服务市场机制，并实现与全国统一电力市场的有效衔接；**第二阶段：集中式市场。**建立以全电量集中竞价、中长期采用金融合同（差价合约）的集中式区域电力现货市场。在该阶段，进一步完善分区电价机制和阻塞管理机制，健全中长期交易、辅助服务等市场机制，推动市场的监管和配套机制进一步发展，探索开展包含电力期货及其衍生品的金融市场和容量市场建设。

综合西北地区资源禀赋、电网特点以及地理边界等因素，应逐步建立基于分区电价的市场价格机制，将全区电力网络划分为具有相似节点边际价格的若干价区。市场出清时，对高比例新能源机组的价区进行优先出清，满足分区内负荷需求的情况下，确定新能源外送电量，并将其作为边界条件进行全区域出清。

在“统一市场、两级运作”的基础上，西北区域现货市场将省内和省间现货交易以区域市场的形式集中优化，促进更多电量参加现货交易。省级电力市场主要开展省内中长期交易；区域现货市场主要组织各省区的发用电主体开展日前、日内和实时市场交易；全国统一市场主要组织开展省间中长期交易和针对富余电量的西北跨区现货交易。若省级电力市场已开展现货交易，则日前市场由区域市场统一负责组织，进行全区域资源优化出清；日内市场和实时市场由省级市场自主开展交易，保障电力平衡。

此外，为了有效防止市场主体操纵市场交易价格、损害其他主体利益，建议逐步建设市场监管机制、市场主体信用管理机制、信息披露机制等相关市场配套机制，维护市场秩序，保证市场规范运行。还应建立针对用户交易电量偏差的考核机制、发生交易严重不平衡时的市场干预机制和发生重大事故时的应急处理机制等相关机制，进一步保障电力市场有效、公平运行。

Summary

As part of its third energy revolution, China has committed to a greener, low-carbon development path. In recent years, the installed capacity of renewables in northwestern China has exploded, while peak load and power demand growth have lagged behind. In 2018, renewable energy loss resulting from curtailment in northwestern China reached 21.551 billion kWh, accounting for 64.9% of the country's total curtailment. In order to promote the integration of renewables in northwestern China and optimize resource allocation, this report focuses on the research and development of the region's power 'spot market' and the associated regulatory mechanisms, and explores market solutions for severe wind and solar curtailment. This report also elaborates on how to capitalize on the advantages such as the complementarity of renewables, the central dispatch model, and existing measures targeting renewables uptake. Realizing the sound development of the electricity market in northwest China will require the improvement of the electricity pricing mechanism, the breaking of interprovincial barriers, and the coordination of interests between the renewables and thermal power sectors. Success in doing so will ultimately advance China's energy transformation in the new era.

In order to promote the integration of renewables, the established regional spot market should feature market-based price discovery and transaction variety (such as medium- and long-term forward markets, a spot market, and an ancillary services market). These combined market mechanisms will enable the sound development of a market system that is open, efficient, and competitive, and ultimately promote optimal resource allocation and maximize renewables uptake.

The northwest spot market should include a day-ahead, intra-day, and real-time market. The participating entities include various power generators, grid operators, power retailers, and registered large consumers from the northwest region. The transaction products are: electricity, power generation rights, and ancillary services.

Construction of the northwestern spot market should be divided into two phases:

- Phase 1: the decentralized market. Establish a decentralized regional spot market that involves generators auctioning a portion of their electricity, medium- and long-term forward markets with physical delivery, and regulation of deviations from contracted production. This stage also establishes: the initial, regional spot pricing mechanism; the mechanisms for medium- and long-term contracting and ancillary peak-shifting, in coordination with the spot market; and the effective connection between the regional spot market with the national power system.
- Phase 2: the centralized market. Establish a centralized regional spot market that involves generators auctioning all of their electricity, and medium- and long-term cash settlements. This stage also aims to: further improve the mechanisms for regional spot pricing, congestion management, medium- and long-term transactions, and ancillary services; further develop market management and supporting mechanisms; and explore the development of financial markets and capacity markets, including power futures and their derivatives.

The market requires the gradual establishment of a pricing mechanism based on regional electricity price. This will ensure that regional factors such as resource endowment, power grid characteristics, and geographical boundaries in the northwest region are accounted for. The regional power network should be divided into zones with similar nodal prices. During market clearing, the dispatch of renewable generators is given priority; in situations where load demand of the province is met, renewable energy output is determined and used as a boundary condition for clearing the regional market.

As a single, unified power market operating through a two-tiered trading platform, the northwestern spot market will focus on optimizing intra-provincial and inter-provincial transactions, and promoting greater producer participation in the spot market. The provincial power market will organize medium- and long-term transactions at the provincial level; the regional spot market will coordinate power generators and suppliers across provinces to organize day-ahead, intra-day, and real-time transactions, in order to ensure power system balance; and the national unified market will operate at the interprovincial level by organizing medium- and long-term transactions, and coordinating spot transactions in northwestern China, in order to combat the issue of surplus power. Implementation of spot trading in the provincial power market will organize the regional market and optimize regional resources.

Additionally, it is recommendable to gradually establish mechanisms for market management, credit risk management, and information disclosure. This will prevent market players from manipulating transaction prices and compromising other players' interests. It is also necessary to establish an assessment mechanism to prevent user deviations from contract commitments, an intervention mechanism to resolve severe deviations, and an emergency response mechanism to mitigate power grid accidents. These mechanisms will ultimately maintain the electricity market's smooth and fair operation.

1 课题研究背景及可行性分析

1.1 研究背景

在新一轮产业革命的背景下，第三次能源革命推动世界能源向低碳化和清洁化转型。作为能源大国，中国承诺在 2030 年实现碳排放量达到峰值、非化石能源消耗比例达到 20%[1]。为实现该目标，**中国必须坚定地走绿色低碳清洁高效的能源转型之路，进一步提升新能源在能源消费中的比例。**中发〔2015〕9 号文件及一系列配套文件的颁布标志着新一轮电力体制改革的开始 [2]。本次电力体制改革明确提出：要构建主体多元、竞争有序的电力交易格局，逐步建立以中长期交易规避风险，以现货交易集中优化配置电力资源、发现真实价格信号的电力市场体系，提高资源利用效率。

西北地区作为我国新能源装机容量最大的区域，在能源结构转型中处于重要地位。2011 年以来，随着西北网架逐步加强，西北地区并网发电的风机和光伏迎来了爆发式的增长。当前，西北地区新能源并网容量与西北电网最大负荷相当，新能源装机占比超过总装机的 1/3。然而，受经济发展的影响，最大负荷、用电量增长远远低于新能源装机增速。2018 年，西北地区虽已实现新能源消纳的“双升双降”，但弃风弃光现象依然严重，新能源弃电量达 215.51 亿千瓦时，占全国新能源弃电量的 64.9%。迫切需要市场化的机制来促进新能源在区域范围内的消纳。其次，由于西北地区电量长期供大于求，新能源与火电等传统机组间在传统调度模式下存在互抢发电量的现象，**迫切需要市场化的分工来**

理顺利益协调机制，释放更多红利。同时，电源结构的清洁化使得电力供应平衡的随机性波动性增加，并且随着电力交易的市场化比例不断扩大，**迫切需要市场化调节手段实现较短交易周期的电力电量平衡。**因此，必须研究适合西北区域的电力现货市场建设，尽快建立健全中长期交易与现货交易相结合、电能量市场和辅助服务市场相互补充的完整电力市场体系，从而在保证电力供需平衡和电网安全运行的同时，通过电力市场价格发现，促进电量交易充分竞争，实现能源在更大空间内进行地域性互补与资源优化配置，促进新能源充分消纳。

本课题由西北能源监管局牵头，自然资源保护协会提供支持，西安交通大学为主要承担单位，国家电网西北电网有限公司参与，以促进西北地区新能源消纳和资源优化配置为目标，充分发挥西北区域资源互补、电网统一调度运行的整体协调性以及现有市场化新能源消纳措施等有利条件，开展西北区域电力现货市场及监管机制研究，探索解决西北弃风弃光严重问题的有效市场途径，完善电价机制，打破省间壁垒，实现新能源与火电间利益协调，实现新时代下西北地区电力市场的健康、有序发展，为我国能源转型、环境改善做出重要贡献。

1.2 西北电网概况

1.2.1 西北电网特征

西北电网是一个新能源大规模、高比例装机并网的同步电网。截止到 2018 年底，西北电网总装机 25244 万千瓦，风电占比 19.43%，光伏占比 16.00%，全网新能源装机达 8951 万千瓦，系统最大用电负荷 8827 万千瓦，新能源装机已经超过最大用电负荷。2018 年新能源发电量 1352.01 亿千瓦时，同比增长 19.55%，弃风率 16.21%，同比下降 8.39 个百分点，弃光率 8.91%，同比下降 5.1 个百分点，西北新能源发、弃电实现了“双升双降”。

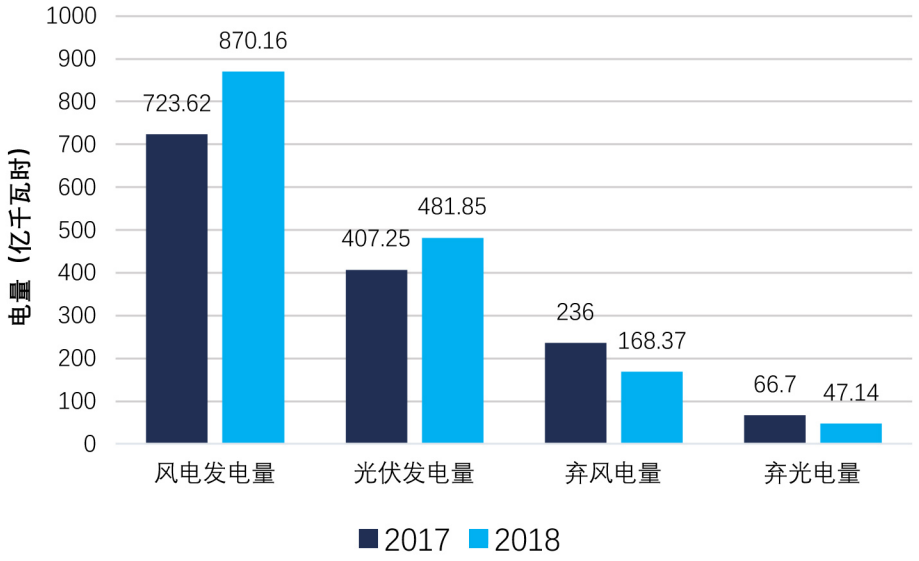

图 1　2018 年及同期新能源运行情况

西北电网具有以下四个突出特点：

（一）省间联系密切，区域统一运行。西北电网长期以来统一调度、统一运行，省际联络线输送能力强，各省对区域协调运行意识较好，具有“团结治网”的优良传统。2018 年上半年，累计开展各类跨省电能交易 7987 笔，增加新能源消纳 63.63 亿千瓦时。

（二）新能源发展快，弃风弃光严重。截至 2018 年底，新能源装机已达 8951 万千瓦，同比增长 10.9%。虽然西北区域新能源发、弃电实现了“双升双降”，但弃电率仍高于全国平均水平。

（三）电力供大于求，外送特点突出。目前全网装机容量已超过 25244 万千瓦，最大用电负荷仅为 8827 万千瓦，在汛期、供热期等时段机组运行方式安排困难，火电平均利用小时数下降。

（四）用电结构单一，发用电较集中。全区第二产业用电量占比高，社会用电的重工业化特征突出。陕西、甘肃、青海、宁夏、新疆装机最大的发电企业（不含新能源）占本省（区）装机比例分别为 5.36%、4.89%、22.25%、8.31%、6.56%。

1.2.2 西北各省概况

表 1 西北各省（区）概况

	陕西	甘肃	青海	宁夏	新疆
主要发电能源	火电	火电、风电	水电、光伏	火电、风电、光伏	火电、风电
总装机（万千瓦）	4646.20	4757.50	2773.46	4302.43	8289.76
18 年 1-10 月最大用电负荷（万千瓦）	2394.10	1429.00	919.40	1221.30	2909.10
最大用电负荷占总装机比例	51.53%	30.04%	33.15%	28.39%	35.09%
电力特点	负荷占比高，电价高	装机容量远高于负荷需求；外送电量为主；弃风弃光现象严重	重要的调峰、调频基地	外送电量多	装机容量远高于负荷、弃风弃光严重

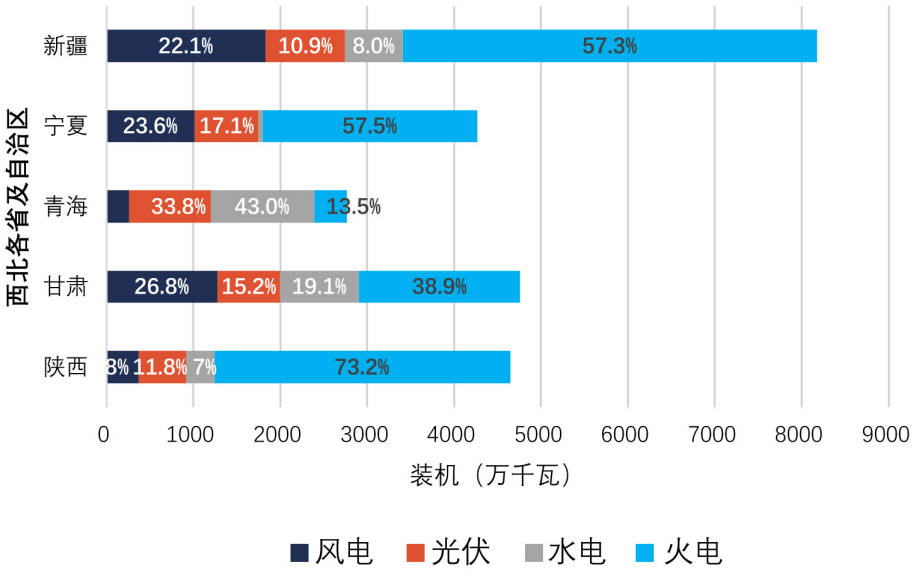

图 2 西北各省（区）装机情况

西北电网是全国六大电网之一，包括陕西、甘肃、青海、宁夏、新疆五省（自治区）电网，供电面积约 310 万平方千米。截至 2018 年 10 月底，如上表所示，陕西省能源丰富，发电总装机 4646.20 万千瓦，以火电为主，火电占比 73.2%，上网电价和销售电价水平较高；宁夏煤和非金属资源较丰富，发电总装机达 4302.43 万千瓦，以火电和新能源为主，其中火电占比 57.52%，新能源占比 40.73%，产业结构较为单一，用电以高载能用电为主，电力外送量较多；青海省发电总装机达 2773.46 万千瓦，以水电、光伏为主，其中水电占比 43.03%，光伏占比 33.83%，是西北重要的调频、调峰基地，产业结构比较单一；甘肃省能源种类较多，发电总装机达 4757.50 万千瓦，以火电和风电为主，其中火电占比 38.89%，风电占比 26.85%，装机容量远高于负荷需求，用电增长缓慢，以外送电量为主，弃风弃光现象严重；新疆石油、天然气等资源丰富，发电总装机达 8289.76 万千瓦，以火电和风电为主，其中火电占比 57.53%，风电占比 22.14%，装机容量远高于负荷需求，弃风弃光现象严重。

1.2.3 西北电网面临的主要问题

西北电网目前仍面临着以下五个问题：

（一）新能源消纳空间不足，弃风弃光严重

2018 年西北电网弃风电量 168.37 亿千瓦时、弃光电量 47.14 亿千瓦时，弃风率 16.21% 、弃光率 8.91%，远高于全国弃风率 7.2%、弃光率 3.0% 的平均水平。制约新能源消纳的核心因素包括新能源消纳空间不足、电网调峰能力不足与电网控制难度大等。用电市场的持续低迷、西北大用户直购电力度的加大以及地方行政壁垒的存在，在一定程度上挤占了新能源消纳空间；新能源的波动性的存在、调峰市场化机制的缺失使得电网调峰能力不足；高比例的新能源、薄弱的交流网架使得电网控制难度增大，难以满足新能源送出的要求。

（二）火电企业亏损严重，新能源与火电利益协调机制有待完善

近年来电源结构的清洁化导致火电由电量提供主体向容量提供主体转变，然而碳价的逐步增长增加火电发电成本，新能源的强制消纳挤占火电市场空间，市场运营无法改善火电亏损，现有市场机制不够健全、不够完善，无法有效协调新能源与火电的利益。

在全国碳交易市场的稳步建设环境下，火电企业考虑碳配额的限制增加发电成本；

新能源发展初期激励政策的大量扶持，阻碍市场公平竞争，火电企业市场空间减少；市场机制的不健全无法保证资源的合理配置，火电企业参与电力市场无法找到准确的竞争位置，损失无法得到合理补偿，市场对新能源与火电的利益协调机制有待健全。

（三）省间市场壁垒严重，区域市场建设缓慢

西北地区省间市场壁垒严重，区域市场推进困难。虽然西北电网具备开展区域市场的物理架构，但是市场机制的缺乏和“省为实体”的电力交易格局，使受端省份与送端省份利益诉求不同，交易组织困难，资源难以大范围优化配置。由于区域市场建设需要的大量基础机制工作不完善，导致市场机制无法实际有效运行，如电力运行发用电计划、需求侧管理、政府间协议的市场化以及从市场到政府的信用体系等。

目前，随着电力体制改革的不断推进和市场交易体制的不断完善，省间电力交易日益增加，越来越多的新能源电量参加跨省跨区交易。同时，政策方面的鼓励推动，如《可再生能源电力配额及考核办法（征求意见稿）》的公布，进一步激发交易双方的积极性，使得省间壁垒逐步松动。

（四）电价机制不健全

西北地区近几年发展电力市场化积累大量中长期交易的经验，交易模式基本采用无法精确分割的物理电量交易，调度机构无法对中长期电力交易结果进行准确的安全校核，导致合同执行与安全运行的矛盾突显，合同的执行偏差损害发电企业利益，无法对全局资源进行最大程度的优化配置，现行的交易机制无法充分发挥电力市场的灵活性、竞争性。

健全的电价机制建设是现货市场建设的重要内容。西北地区新能源发电量大，发电成本少，但是市场竞争力较低；传统发电企业调峰能力强，但是市场空间减少，灵活性改造难度较大，合理的电价机制建设迫在眉睫。对于新能源发电机组，合理的电价机制既要弥补新能源固定成本高的劣势，又要发挥新能源边际成本低、爬坡成本低的优势，同时要发挥抑制新能源发电商运用市场力影响市场运营安全的作用；对于传统能源发电机组，合理的电价机制既要发挥传统能源调峰能力强、固定成本较低、产业发展健全的优势，又要促进火电机组灵活性改造，调整调峰市场价格，促进新能源机组的发展。

（五）电力发展规划与市场引导不平衡

西北地区发展电力市场缺乏有序、统一的规划。长期以来西北地区电力发展规划无序，包括国家和地方规划不统一；新能源和常规能源规划不协调；新能源发电与电网规划不

匹配；新能源规划与外送消纳市场脱节。无序的发展规划造成了市场价值不完整、市场公平缺失、市场发展不健全。

电力市场对电力规划的引导不足。优化资源配置无力、机制建设不健全、公平性缺乏、价格信号低效的电力市场无法准确引导电力系统的发展规划，造成供需平衡大起大落。阶段性用电紧缺造成的经济损失、装机过剩造成的投资浪费等都是发展规划与市场引导无法相互作用、相互引导的后果。

1.3 建设西北区域现货市场的可行性

目前，西北区域存在 16 个电力交易品种，包括跨区打捆外送、区域及省辅助服务市场、主控区置换等，在以市场化手段促进新能源消纳方面进行了积极的探索。电力现货市场通过交易平台在日前及更短时间内集中开展的次日、日内至实时调度之前电力交易活动。西北地区具有丰富的中长期交易经验，但在电力现货市场的建设方面仍处于探索阶段，借鉴国内外现货市场建设经验，开展区域电力现货市场及其监管机制建设，能够有效发挥市场的资源配置作用，促进西北地区新能源的消纳。

1.3.1 西北地区积累的调度管理经验为现货市场开展奠定基础

西北区域各省（区）的主体意识较为明确，西北电网省际联络线传输能力强，省间联系紧密，有着“团结治网”的优良传统，多年的统一调度、统一运行，为建设区域现货市场提供了良好的基础。长期以来，西北地区开展跨区域电力交易、区域内跨省交易、区域内省间互济交换、省内大用户直接交易等多种形式；在新能源消纳方面，西北电网综合利用技术、管理、电网规划，在市场化层面开展新能源发电权交易、新能源与火电打捆省间交易、区域内新能源参与的电力现货交易等交易模式。2018 年上半年，新能源跨省电能交易 7987 笔，电量 63.63 亿千瓦时，西北区域内各省间日前、实时交易 4760 笔，电量 43.1 亿千瓦时，实现了新能源发、弃电的“双升双降”。这些经验为西北区域内包括发电企业、电网企业、售电公司和用户在内的市场主体参与更多电量竞争、更多交易品种交易的市场提供了经验和帮助。

1.3.2 国内现货市场建设提供了经验借鉴

自 2002 年至今，我国曾在东北、华东等地开展区域电力现货市场建设，积累了一

定的经验。

东北区域电力市场是我国第一个区域电力市场，于 2004 年正式开市，模拟运行和运行共计 15 个月，体现了区域电力市场配置资源的作用。其独创电价“蓄水池”电价机制，将固定销售电价和变动的上网电价的差异累积至一定程度后统一改变销售电价，适应当时销售电价仅 6 个月一变动的情况。且其调峰辅助服务在国内也具有开创性。但是，由于电价联动未能平稳完成，区域电力市场停止试运行，体现出电价机制的重要性。

9 号文发布以来，电力市场改革蓬勃发展。《电力发展“十三五”规划》中明确，2018 年底前要启动现货交易试点，2020 年全面启动现货交易市场。2017 年底，国家发展改革委、国家能源局下发《关于开展电力现货市场建设试点工作的通知》的特急文件，称将在 2018 年底前启动电力现货市场试运行，积极推动与电力现货市场相适应的电力中长期交易。南方（以广东起步）、浙江、甘肃、山西、蒙西、山东、福建、四川等 8 个地区作为第一批试点建设电力现货市场 [3]。

南方电网五省社会经济发展与能源供需存在典型的差异性，互补空间大，电力供需矛盾依然突出，省间市场化协调机制较少。2018 年 8 月 31 日，南方（以广东起步）电力现货市场试运行启动。作为全国首个投入试运行的电力现货市场，在 2018 年底启动运行，分两个阶段建设现货市场。在日前、实时现货市场采取全电量竞价、边际出清，中长期市场采取金融合同（差价合约），先期建设区域调频辅助服务市场，与电能量市场分别出清；在电价机制方面，实施发电侧节点边际电价、售电侧统一电价；在市场主体方面，具备准入条件的燃煤、燃气发电机组参与电能量市场交易，后续根据发用电计划放开情况，核电及新能源等逐步进入现货市场。试运行方面，分模拟推演、模拟运行（不结算）、结算试运行三个阶段开展，确保市场平稳有序运行。南方电力现货市场较大的改革力度和循序渐进的市场建设路径得到了业界的一致好评 [4]。

浙江省电力占终端能源消费比重较高，市场集中度高，较早开展直接交易，有着丰富的电力市场运行经验。2017 年 9 月 30 日，浙江省发布《关于印发浙江省电力体制改革综合试点方案的通知》，要求确立适合浙江的电力市场模式，培育多元化市场主体，建立以电力现货市场为主体，电力金融市场为补充的省级电力市场体系，已经在 2019 年上半年实现浙江初期电力市场试运行实现浙江初期电力市场试运行。浙江现货市场分三阶段建设，形成以电力现货市场为主体，电力金融市场为补充的省级电力市场体系。现

货市场初期拟采用全电力库模式，实施全电量竞价、边际出清；中长期市场采取金融合同（差价合约）；辅助服务市场包括调频、无功调节和黑启动功能，与电能量市场联合出清。电价机制实施发电侧分区电价或统一电价、售电侧统一电价；并在中期引入新能源参与市场与绿色证书交易。此外，其在金融市场的建设也颇具特色[5]。

甘肃省是典型的“规模型、外向型、送出型”电网，省内供大于求，新能源消纳形势严峻，电网阻塞严重，市场集中度较低。2017 年 11 月 28 日，甘肃省工信委印发《关于启动电力现货市场建设试点工作的通知》，要求加快建设和完善甘肃省电力市场体系，有序开展电力现货市场建设试点工作。甘肃现货市场计划分两阶段建立完备、健全的电力市场体系：第一阶段（2020 年底）：2019 年运行电力现货市场，同时建立与电力现货市场相适应的电力中长期交易市场，实现市场化电力电量平衡机制平稳起步与安全运行；第二阶段（2021 年起）：建立主体多元、交易品种齐全、功能完善的电力市场，形成竞争充分、开放有序、高效运行、健康发展的电力市场体系。日前、实时现货市场采用了边际出清。先期建设电力调峰辅助服务市场，待市场相对成熟后，建设调峰、调频、备用服务齐全的辅助服务市场，与电能量联合出清、一体优化。甘肃现货市场考虑了新能源的集中存量及省内增量以及区域与省的协调关系，为西北现货市场提供了借鉴[6]。

山西省省内电力供大于求，新能源消纳形势严峻。2018 年 11 月 6 日，山西完成了《山西省电力现货市场试点建设方案（初稿）》。山西电力现货市场建设按照“统一市场、两级运作”的整体框架，分为近期和中远期两个阶段。近期阶段以“全电量优化、新能源优先”为核心原则，建设发电侧竞争、用户侧参与、统一平衡的“双优型”现货市场。远期阶段将进一步丰富中长期交易品种，完善现货交易机制，满足市场主体多元化的交易需求。在省内，建立“中长期合约仅作为结算依据管理市场风险、现货交易采用全电量集中竞价”的电力市场模式；在省间，以外送中长期交易结果为边界、保障联络线交易曲线的物理执行，在省内现货市场预出清的基础上，以省内平衡后的富余发电能力参与省间现货交易。辅助服务市场方面，现货市场建设初期，保留风火深度调峰市场，以鼓励火电企业进行灵活性改造，而调频市场在机组组合确定后单独开展。电能量市场和辅助服务市场联合出清、一体优化。现货市场采用分时电价机制，保障新能源优先消纳。新能源机组参与省内现货交易，初期采取“报量不报价”的方式，保证优先出清。逐步过渡至新能源机组按照“报量报价”的方式参与市场。山西电力现货市场完善了新能源

发电预测精度考核机制。新能源发电预测偏差对电力平衡造成的影响，需承担相应的经济责任。市场还将适时开展可再生能源配额交易，为西北电力现货市场建设提供了经验[7]。

蒙西能源富集、电力充足、高载能产业发达、地方经济对电价敏感。但也存在许多问题：一是蒙西电网东西狭长，电网断面约束众多，限制市场活力。二是电源布局不合理，制约市场效率。三是供热机组比例大，影响新能源消纳。四是新能源发展与市场化建设不协调，亟待深化研究。五是自备电厂占比高，限制市场发展。六是市场机制有待完善，价格信号不够准确。2018 年 11 月 26 日，内蒙古经信委发布了《蒙西电力现货市场建设试点方案 (征求意见稿)》。蒙西分三阶段：起步阶段（2018 年 -2019 年 6 月），完善阶段（2019 年 7 月 -2020 年），成熟阶段（2021 年 - 远期）构建适应自治区电力体制和蒙西电网特点的主体多元、竞争有序、公平公正的电力市场结构，建立“中长期交易规避风险，现货交易发现价格”的电力市场机制，推进电能量和辅助服务在现货市场中一体优化、联合出清。辅助服务市场方面，起步阶段启动调峰辅助服务市场；完善阶段依次引入调频、备用等新的交易品种，以集中竞价的方式组织市场交易；成熟阶段同步完善无功、黑启动等辅助服务的市场招标机制。对于电价机制，发电侧可采用节点或区域电价；用电侧在起步阶段可采用区域或系统加权平均电价，之后根据市场仿真及模拟运行的情况决定采用节点或区域电价。蒙西地区供热需求与电网平衡，新能源消纳与火电调峰矛盾突出，通过现货市场建设，探索建立不同能源协同互补、清洁能源充分消纳的现代能源体系，为西北电力现货市场建设提供了很好地参考[8]。

山东电力现货市场力争两年时间具备试运行条件。2018 年 7 月 19 日，山东省电力现货市场建设试点工作启动会在济南召开。山东电力现货市场建设试点循序渐进、稳步推进，力争利用两年的时间，让现货市场试点具备试运行条件。一是深入研究分析电力行业基本情况和运行特点，学习借鉴国外和先行省份做法，高起点、高标准、高质量编制现货市场建设方案，确定市场模式、工作目标、实施路径和推进步骤。二是制定现货市场试点运营规则及其配套政策。三是建设技术支持系统和市场模拟仿真系统。

福建省正“小步快走”稳妥推进电力现货试点。2018 年 7 月，福建能源监管办组织召开电力辅助服务与现货市场试点衔接工作研讨会，会议提出三点要求：一要主动转变观念，强化市场意识，全面深化电力体制改革，更好发挥市场优化配置资源的作用；二要积极支持市场建设，研究制定好市场规则，注重提高能源效率，保障能源绿色发展；

三要加强学习提升，提高参与市场的能力，探索新形势下企业发展和经营策略，寻求市场协作共赢。下一步，福建将进一步丰富调频等电力辅助服务交易品种，推进电力现货市场试点。

四川电力现货市场相关政策还在进一步酝酿中。2018 年 4 月 13 日，国家能源局四川监管办印发《2018 年四川电力交易指导意见》的通知，明确了 2018 年四川市场交易品种包括电力直接交易、跨省跨区交易（含跨区域省间富余可再生能源电力现货交易）、富余电量增量交易、丰水期居民生活电能替代采购交易、发电侧合同电量转让交易、偏差电量调整交易和辅助服务交易等。四川电力积极组织四川水电参加跨省区现货市场，最大限度消纳四川富余水电。

截至目前，南方（以广东起步）试点发布了首个电力现货市场交易规则，南方（以广东起步）、山西、甘肃电力现货市场已启动试运行。同时，国网经营区山东、浙江、福建、四川等 4 个试点省公司已编制完成现货市场建设方案，正在按地方政府主管部门计划进行方案完善和规则编制等工作，确保 2019 年 6 月底前具备启动试运行条件。蒙西现货市场也在稳步推进，争取近期试运行。已公布的五个试点方案，均有如下特点：一是结合省情开展市场设计，充分考虑各省份的发电装机、能源分布、网架结构、用电需求和经济发展情况；二是循序渐进地分阶段稳定、有序、有效地开展现货市场建设。通过分阶段建设，不断完善市场功能，不断健全市场交易机制，不断丰富交易品种，不断增加市场主体的参与，不断发展监管和配套机制。三是市场目标与国家改革发展要求一致，最终形成主体多元、竞争有序的电力交易格局，建立以中长期交易规避风险，以现货交易集中优化配置电力资源、发现真实价格信号的电力市场体系，提高资源利用效率。

由于各地区供需形势、网源结构和市场化程度等条件差别较大，故现货市场建设应该以全局优化为目标，完善顶层市场设计；全面考虑市场结构，从上至下有效衔接；立足局部基本特点，解决地区突出问题，逐步发挥市场优化资源配置、发现价格信号、引导发展规划的优势。

表 2 我国部分省（区域）电力现货市场的比较（已公布市场方案）

省（区）	目标	市场体系	交易标的	价格机制	辅助服务市场
南方（广东）	两个阶段建设以中长期为主、现货市场为补充的全电量现货市场	日前市场 实时市场	电能 + 辅助服务	发电侧节点电价，售电侧统一电价	调频
浙江	三个阶段建设以现货市场为主体、金融市场为补充的省级电力市场体系	日前市场 实时平衡市场	电能 + 辅助服务	发电侧区域电价或统一电价、售电侧统一电价	调频、无功、黑启动
甘肃	两个阶段建立完备、健全电力市场体系	日前市场 日内平衡市场	电能 + 辅助服务	发电侧分区电价、售电侧统一电价	深度调峰
山西	按照“统一市场、两级运作”的整体框架。在近期、中长期两个阶段建立完备、健全的电力市场体系。	日前市场 实时市场	电能 + 辅助服务	分时电价	风火深度调峰、调频
蒙西	三阶段建立建立“中长期交易规避风险，现货交易发现价格”的电力市场机制	日前市场 日内市场 平衡市场	电能 + 辅助服务	发电侧节点或区域电价；用电侧在起步阶段加权平均电价	调峰

1.3.3 国外现货市场建设提供了经验参考

国外较为典型的电力现货市场有美国 PJM 区域现货市场、北欧跨国区域现货市场、英国现货市场等，特点如下：

美国 PJM 区域电力市场资源与负荷分布相对较为均衡和分散，气电等灵活调节电源比例较高，煤电比例较低，各地区电网项目联络规模有限。由于美国电力供需相对偏紧，电网阻塞较为严重，市场有一定的集中度等，因而在电力市场设计时较为关注系统安全、供需平衡与市场平稳运行等问题。美国 PJM 区域现货市场由日前和实时两级市场构成，各级市场的交易标的均包括电能和辅助服务（备用与调频）[9]。日前和实时市场采取全电量竞价、边际出清，在日前市场进行电能与备用联合出清，实时市场进行电能、备用与调频联合出清，出清时考虑实际物理模型，采用节点电价制。实施引导电网阻塞管理，采取金融输电权（金融合同）规避风险。辅助服务市场以区域调频与备用为主，采取全网统一电价 [10]。在现货市场市场力抑制方面，PJM 引入了事前的市场力检测与抑制机制，

如：三寡头测试、基于成本的投标机制和资源短缺性限价等方法。PJM 市场充分考虑含阻塞管理的出清模型，交易品种多样，为西北区域建立保证供电可靠性的现货市场机制提供了借鉴。

北欧各国能源结构互补，负荷分布相对较分散，各类型电源较为均衡，各国电网相对独立，部分区域内联系较紧，形成 5 个同步电网区域。北欧地区电力供应充裕，阻塞只存在于重要的输电断面，新能源资源较为充裕且资源、负荷分布存在明显的区域不平衡，其逐渐形成了以现货市场为基础、辅助服务市场和金融市场为补充的市场机制。北欧跨国区域现货市场由日前市场、日内市场和平衡市场构成，其交易标的均为电能，日前市场采取分区电价，日内市场采取撮合定价，实时平衡市场采用统一电价 [11]。在发展过程中逐步由分散式市场过渡到集中式市场。北欧电力市场有效地协调各国不同的资源特性，提供了高效的跨国资源优化配置平台 [12]。其中长期市场合同性质的转化为分阶段建设与现货市场相适应的中长期市场提供了思路。

英国是全球范围内较早建设电力市场的国家，煤电、气电占比较高，电力市场交易自由化程度高。由于英国电力供给较为充足、调节能力较强，且电网阻塞程度相对较轻，其较为重视电能作为商品的流动性。英国现货市场由日前交易与实时平衡机制构成，其交易标的均为电能。电价机制方面，日前市场采用边际出清，实时平衡市场采用按报价支付机制。其市场以中长期双边交易为主，现货市场份额较少，近年逐渐引入差价合约和容量市场机制平抑风险 [13]。英国电力市场将辅助服务与电能的耦合关系剥离，在现货市场中只进行电能量交易，而辅助服务由电力调度机构负责组织。其现货市场的模式为初期西北地区建立与现有模式相适应的市场模式提供了参考。

表 3 世界主要国家或地区电力现货市场的比较

国家 / 地区	特点	市场体系	交易标的	出清模型	价格机制	电量交易规模
美国 PJM	电力供需紧，阻塞严重	日前市场	电能 + 备用	物理网络与机组运行参数	节点电价	100%
		实时市场	电能 + 备用 + 调频			
英国	电力供给充足，调节能力强，阻塞较轻，新能源占比少	日前电子交易	电能	无约束出清	系统边际价格	29%
		平衡机制	电能 + 辅助服务	物理网络与机组运行参数	PAB (Pay as bid)	
北欧	资源、负荷分布不均，新能源占比大，各国能源结构互补	日前市场	电能	价区联络线传输极限	分区电价	86%
		日内市场			撮合定价	
		平衡市场	电能 + 辅助服务	物理网络与机组运行参数	系统电价	

1.4 西北地区建设区域现货市场的必要性和现实意义

1.4.1 建设西北区域现货市场的必要性

（1）落实国家电力体制改革和能源战略转型的要求

9 号文明确提出，要逐步建立以中长期交易规避风险，以现货交易集中优化配置电力资源、发现真实价格信号的电力市场体系，充分发挥市场配置资源、调剂余缺的作用。而作为弃风、弃光最严重的区域之一，多措并举有效促进新能源消纳是西北地区的重要使命。西北五省（区）开展区域现货市场交易，坚持发挥市场在资源配置中的决定性作用，符合国家电力体制改革总体方向，有效融入全国统一电力市场体系，充分发挥资源优化配置潜力，更好地促进新能源消纳，降低污染和二氧化碳排放，有效支撑国家能源转型战略，满足绿色低碳发展目标。

（2）发挥区域经济能源互补特点解决新能源消纳需要

西北区域五省（区）资源禀赋各异，经济结构和能源分布之间、用电需求和发电装机之间、用电负荷季节特性和一次能源供应自然特性之间存在比较强的互补空间。西北电网电源处于高速发展阶段，大规模集中式新能源发电发展迅速。截至 2018 年底，西北电网新能源并网容量已略高于全网最大负荷，新能源装机占比超过总装机的 1/3。然而，

受经济发展的影响，最大负荷、用电量增长远远低于新能源装机增速，弃风弃光现象依然严重，因此，各省（区）对实现区域资源优化配置、省间电量交换、促进新能源消纳的需求一致并强烈。通过建设区域现货市场，能够实现区域内的集中化、安全约束经济调度和储备共享优化，降低发输电成本，保障系统灵活调节资源的充裕性，挖掘区域内各省（区）新能源消纳潜力，为全国弃风、弃光量的减少作出贡献。

（3）发挥现货市场实现资源优化配置作用

电力现货市场可在一个合适且较短的时间提前量上形成与电力系统物理运行相适应的、体现市场成员意愿的优化的交易计划；可提供真实反应电力商品短期供需关系和时空价值的价格信号，反映电能供应的真实边际成本及系统可靠运行约束，并由此决定调度时发电机的优先顺序；以集中出清的手段促进电量交易的充分竞争，实现电力资源的高效、优化配置，提升资产利用率；能够发挥新能源边际成本低的优势和灵活的特点，全面提升新能源消纳能力；为市场成员提供修正其中长期发电计划的交易平台，减少系统安全风险与交易的金融风险；为电力系统的阻塞管理和辅助服务提供调节手段与经济信号；反映电能在时间尺度和空间尺度的稀缺性，以分时价格引导源、网、荷、储的互动与协同，以空间的价格引导电力供需合理布局；有效引导电网投资，开启需求侧响应、储能、分布式电源的新业态。

（4）实现以市场化方式引导能源结构优化转型目标

由于西北地区新能源装机大量过剩，全网区域性、时段性供大于求的矛盾仍将长期存在。同时，传统机组一方面受国内经济形势下行压力和燃料成本的变动影响，另一方面要为新能源让出发电空间，提供调峰服务，生存压力日益严峻。因此，亟待理顺西北各省（区）新能源与传统机组间的利益协调和分工机制，整合不同利益主体之间的合理诉求，为市场主体提供更多获利空间。新能源跨省系统内优化需求强烈，而在省为实体的现行体制下，省间利益平衡机制缺乏，省间协调难度较大。在区域现货市场中，各类机组可以通过市场而非行政手段实现优胜劣汰，并通过参与不同市场、提供不同服务获得成本补偿和合理收益，能够提升供给侧效率和质量，促使传统机组开展灵活性改造；通过市场机制准确反映市场供求趋势，激励用户侧参与市场互动，充分释放市场红利，加强对电力规划的引导，减少装机过剩造成的投资浪费，保障电力系统的合理备用水平。

1.4.2 建设西北区域现货市场的现实意义

（1）通过市场化手段促进西北区域新能源消纳

通过区域现货市场建设，将实现现有“主控区置换”等新能源消纳措施的市场化，通过协调新能源与火电间的利益，调动各方消纳新能源的积极性。通过优先出清、优先调度和发电权交易机制等保障新能源机组的收益；通过现货市场价格信号及辅助服务交易引导常规能源发电主动调峰。充分发挥西北区域资源禀赋，有效促进全区范围内的新能源消纳，进一步实现“双升双降”。

（2）削弱省间壁垒，发掘区域资源优化配置潜力

通过分阶段开展区域现货市场建设，完善区域市场与省级市场调度交易的协调运作，逐步削弱省间壁垒，减少行政干预。通过部分电量竞价向全电量竞价过渡，逐渐增加市场交易品种，完善监管和配套市场机制，以价格引导市场的资源配置，有效扩大市场交易规模，促进公平竞争，从而提升西北区域资源优化配置潜力。

（3）显著提升电力经济效率效益，充分释放市场红利

通过区域现货市场建设，能够在中长期交易基础上，扩大市场交易规模，促进发、输、配、用各部分效率的提升，降低用户用能成本，进一步释放市场红利。通过供需联动形成的市场信号，优化电网负荷的时空分布，引导有序投资，实现发电企业、电网企业、电力用户及政府的多方共赢，提升我国电力行业的国际竞争力。

（4）有效扩大新能源发展空间，促进生态环境改善

通过区域现货市场的建设，优化西北地区的电源结构，逐步提升新能源在电力消费中的占比，使得新能源与传统能源充分开展市场竞争，推动传统能源发电节能改造，降低发电能耗，减少污染排放，提升环保效益，能够实现电力产业的清洁化、安全化、能源多元化，有效支撑能源转型战略，促进生态文明建设目标的早日实现。

2 西北区域电力现货市场建设目标与组织模式

2.1 建设目标

遵循市场经济基本规律和电力工业运行客观规律，参考国内外的现货市场建设经验，综合考虑西北电网的实际情况，坚持整体设计、重点突破、分步实施、有序推进的原则，以促进新能源消纳和资源优化配置为核心，建立以市场发现价格，交易品种齐全、功能完善的区域现货市场，建立以中长期交易为主、现货市场为辅的市场机制，形成竞争充分、开放有序、高效运行、健康发展的市场体系，更好地反映电力商品的物理属性和时间、空间价值，促进资源优化配置，最大程度提升西北地区新能源消纳水平。

2.2 组织模式

考虑到西北区域电力市场目前仍处于初级发展阶段，市场主体参与意识还有待提高，市场的支撑技术和制度尚不成熟，市场各环节的实施很可能难以适应实际情况，机制的设置需要一定适应的过程。直接建设全电量竞争的电力市场难以调动市场主体参与竞争的积极性和有效性，难以实现预期效果。为降低现货市场机制尚不完善时出现的价格波动、电网安全运行和用户用电安全的风险，在确保电力供需平衡和电网安全运行的基础上，分两阶段稳定、有序、有效地开展现货市场建设。

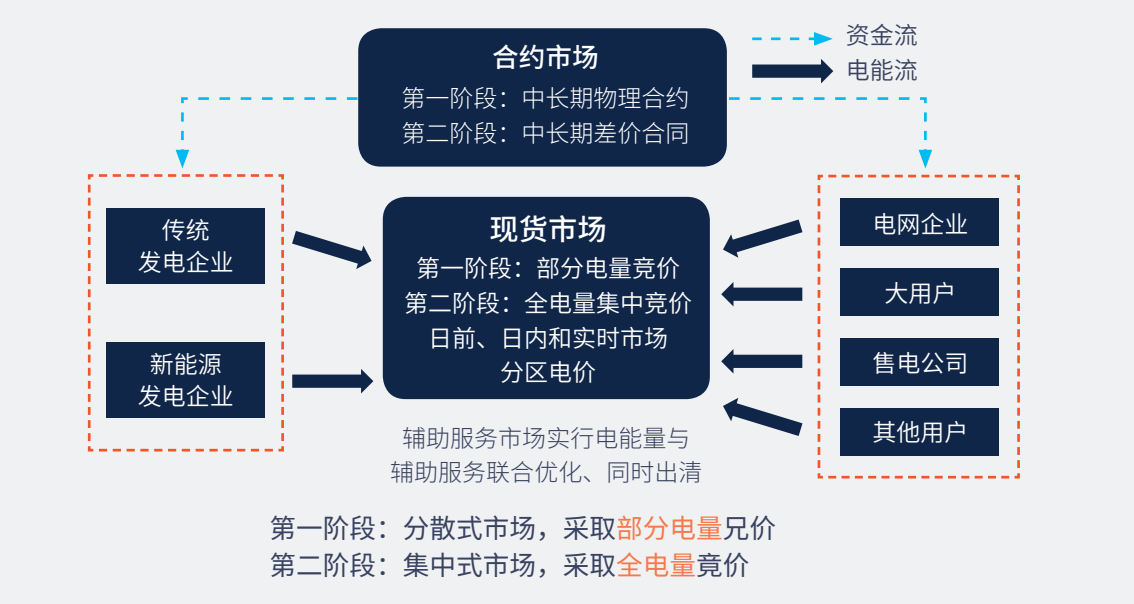

图 3　西北现货市场组织模式及阶段路线图

（1）第一阶段：部分电量竞价的分散式市场

建立“中长期物理合同 + 部分电量竞价”的分散式区域电力现货市场。

市场参与主体为发电企业、电网企业、售电公司。

在现货市场中，在日前现货市场建立集中竞价、边际出清的交易机制，并通过日内进行滚动修正，实时市场平衡调度。

结合西北中长期交易现状，在中长期交易市场中，以双边协商、挂牌、集中竞价的形式开展交易，签订物理合约，偏差电量通过现货市场的日前、日内和实时平衡交易进行调节。

结合西北地区调峰需要，先期建设西北调峰辅助服务市场，并与电能量市场同步报价、联合优化、同时出清。

结合西北地区联络线情况，设置发电侧分区边际电价、售电侧统一电价的电价机制。

结合国家战略和跨省跨区中长期交易相关政策，有效对接全国统一电力市场。

建立区域调度机构与交易机构的协调运作机制，完善监管和相关配套机制。

（2）第二阶段：全电量竞价的集中式市场

建立以中长期金融合同（差价合约）为基础、全电量集中竞价的集中式区域电力现货市场。

市场参与主体为发电企业、电网企业、售电公司以及符合条件的工商业大用户。

在现货市场中，建立全电量竞价的日前、日内和实时现货电能量市场交易机制，基于边际电价的全电量竞争充分发现发、用两侧电能量现货市场价格。

相应地，在中长期市场采用差价合约形式，以现货市场中的日前市场价格为结算依据，并逐步探索开展包含金融输电权、电力期货和衍生品等交易。

完善辅助服务交易品种，开展有偿调峰、有偿调频、黑启动、有偿无功补偿等辅助服务，适时开展容量市场建设。

在该阶段，将进一步完善电价的分区和阻塞管理机制，推动市场的监管和配套机制进一步发展。

表 4 两阶段市场的组织模式与参与方式

	第一阶段	第二阶段
市场模式	分散式	集中式
市场主体	发电企业、电网企业、售电公司	发电企业、电网企业、售电公司、符合条件的工商业大用户
现货市场	由日前、日内、实时市场组成	
	部分电量竞价	全电量竞价
中长期交易市场	物理合约	金融合约
		开展金融输电权、电力期货和衍生品等交易
辅助服务市场	调峰辅助服务市场	完善辅助服务交易品种，开展有偿调峰、有偿调频、黑启动、有偿无功补偿等辅助服务
新能源交易机制	参与现货市场竞争，考虑配额制等激励保障机制	
电价机制	发电侧分区电价，售电侧统一电价	
出清方式	电能量市场、辅助服务市场联合优化、集中竞价，边际统一出清	

2.3 两阶段市场路线

市场的发育和市场体系的完善是一个渐进过程，需要紧密结合国家战略，探索符合地方实际的发展道路，追求改革实效。纵观国内外市场建设，现货市场的建设路径应当遵循交易规模由小到大，交易品种逐渐增加，交易和监管机制逐步完善的发展规律。

在第一阶段，通过建立“中长期物理合同 + 部分电量竞价”的市场模式，能够完成现阶段至电力市场化的平稳过渡。尊重中长期合同大量存在的事实，锁定大部分电能量价格，保障市场环境下传统机组的利益，落实省间和省内优先发电电量，平抑电力市场初期交易电量、电价的波动，逐步提升调度机构的市场化调度能力和偏差平衡能力，保障系统安全，降低市场风险。

在第一阶段，搭建现货市场交易平台，通过有限电量竞争的方式，培育市场主体竞争意识。将偏差电量的流动交由市场引导，培育各参与主体的市场意识，加快学习现货市场规则和竞价策略，增强参与市场的积极性，并引导各市场主体根据市场需要披露运营成本，提高市场交易决策能力，完善企业风险管控机制和价格预警机制，提升市场竞争力。

在第一阶段，通过市场运行，逐步实现各市场部分之间的有效衔接。实现现货市场里日前市场、日内市场、实时市场的有效协作，有序实现中长期合同在日前市场中的交割，完善电能量市场与辅助服务市场的优化出清模型，理顺区域、省级调度和交易机构的职能分工，实现调度运行和市场交易有机衔接，有效衔接全国统一电力市场。探索合适的新能源交易机制，在保障系统安全稳定情况下促进更多新能源消纳。

在第一阶段，通过完善市场监管和配套机制，为充分竞争的电力市场提供制度支撑和经验积累。在模拟运行和第一阶段市场运行中，进行市场力检测，建立事前预防、事中监测、事后评估和处罚的体系，逐步改善市场的交易运营规则和配套监管机制，提升市场透明开放程度和风险控制能力，加强市场信用体系建设；完善相关市场技术支持系统，强化发电侧和用户侧的硬件基础；完善市场化条件下制度、技术、人才的培养。

在第一阶段后期，市场将不断发展完善，直至成熟。市场中电量有序竞争、市场主体意识充分培养、市场各环节充分衔接、监管和配套机制完善后，现货价格将趋于稳定，交易费用将逐渐降低，相比中长期市场，现货市场中双边交易协商、物理校核更为高效，市场成员将更倾向于在现货市场中购电，现货电量比例会进一步提升，市场范围将不断扩大，为现货市场更多电量的充分竞争和中长期金融市场的形成提供了充分的条件。新能源消纳方面，光伏、太阳能等新能源通过市场得到了一定程度的优化配置，但受限于物理合约的影响，没有足够的空间留给更多新能源进行消纳。部分电量竞价不能够满足市场配置最优化的需要，各市场主体渴望更加充分的现货电量竞争，以进一步发挥西北

地区的资源特点，打破“省为实体”的行政壁垒，以实现资源的充分配置。此时，将适时从第一阶段过渡到第二阶段，建立集中式区域电力现货市场。两阶段市场过渡的时间节点、过渡时间的长短将会主要由市场本身决定。

集中式区域现货电力市场是电量充分竞争，资源得到最优化配置的市场，能够最大程度解决新能源消纳问题。具体特征如下，在电量充分竞争的市场环境下，不同的市场主体能够有效竞争、在市场中分工协作，从而充分调动各省（区）资源，实现合理优化；同时，电网调度用于平衡和调整的电量空间进一步扩大，安全校核协同效率高，消纳新能源和确保省外送电合同的能力增强，实现了电力市场运行的效率提升；完善的配套和监管机制保障了市场的健康发展。总体上，市场能够满足西北地区高比例新能源消纳的主观需求和市场价格引导优化资源配置的客观需要，充分发挥西北地区的资源空间互补优势，最大程度解决弃风、弃光问题。

3 西北区域电力现货市场机制设计

3.1 交易标的和市场成员

西北区域现货市场交易标的包括电能量、辅助服务[14]和发电权（第一阶段）。

市场成员包括市场主体和电力交易机构、电力调度机构，市场主体包括西北区域内各类发电企业、售电公司、电力用户和电网企业。

（1）发电企业

以政府间框架协议、国家分电计划等形式向区（省）外送电和区域内优先发电计划保障外，煤电等传统发电企业参与区域现货市场的电能量、调峰辅助服务和发电权交易市场，新能源发电商参与区域现货市场的电能量市场和发电权交易市场，适时参与辅助服务市场。

（2）售电公司

代理电力用户参与电能量和辅助服务市场。

（3）电力用户

根据用电量和电压等级分阶段逐步放开电力用户参与电能量市场交易。

（4）电网企业（电力交易机构、电力调度机构）

电力交易机构负责组织区域现货交易。电力调度机构负责系统网络的安全校核。两者是电力市场的运营机构，共同负责区域现货市场的组织运行。

3.2 市场构成

以高比例新能源为特征的西北区域电力现货市场的建设，在学习和借鉴国内外典型地区电力市场改革经验的基础上，充分结合西北区域内及各省（区）实际新能源开发利用情况、电网结构以及市场开放程度进行模式设计，建设制度完善、竞争充分、安全稳定、新能源利用率高的西北区域电力现货市场。

西北区域电力现货市场组织开展电能量、发电权和辅助服务交易，包括日前市场、日内市场和实时市场。以日前形成交易计划、日内滚动修正、实时平衡调度的方式开展现货市场。

3.2.1 日前市场

日前市场交易规模较大，是现货市场中的主要交易平台。在日前市场中，市场主体提前一天通过预测自身的发电能力或用电需求，针对次日每小时的交易时段提供报价，从而形成与系统运行情况相适应的、可执行的交易计划。日前市场的主要作用在于为下一个运行日安排电能和辅助服务发用电计划，让市场参与者可以规避实时市场价格波动的风险。

在日前市场中，同时开展电能、辅助服务和发电权交易。运行日为执行日前电能量市场交易计划的自然日，每 15 分钟为一个交易出清阶段，竞价日为运行日前一日。电能交易中，市场组织者需向市场发布系统状况、负荷预测、辅助服务责任等信息，发电企业向市场组织者提交次日 96 个交易时段报价曲线以及提供的辅助服务，电网企业、售电公司和电力用户申报次日用电需求曲线。市场组织者以社会福利最大化为优化目标，采用安全约束机组组合进行集中优化计算，电能和辅助服务按照联合出清参与日前市场，出清得到次日机组开停机计划、分区电能价格以及辅助服务出清价格。

具体流程如下：

（1）发电机组申报交易信息

竞价日 13：00 前，参与市场交易的发电机组必须通过电力市场交易系统进行日前电能量市场交易申报。

（2）售电公司与批发用户申报信息

竞价日 13：00 前，售电公司在电力市场交易系统中申报其代理用户运行日的用电

需求曲线，即运行日每小时内的平均用电负荷；大用户在电力市场交易系统中申报其运行日的用电需求曲线，即运行日每小时内的平均用电负荷。

（3）日前电能量市场出清

竞价日 17：30 前，电力调度机构基于市场成员申报信息以及运行日的电网运行边界条件，以电能量和提供辅助服务的社会效益最大化为目标函数，计算运行日的 96 点机组开机组合和辅助服务市场的日前出清结果，得到分区域电价; 对运行日的机组开机组合、机组出力曲线进行交流潮流安全校核，若不满足安全约束，则在计算模型中添加相应约束条件，重新进行上述计算过程，直至满足约束，得到预出清结果。

发电权交易中，发电权出让方申报出让电量及出让电价，发电权受让方申报受让电量和受让电价，发电权交易按照高低匹配的规则出清。

3.2.2 日内市场

日内市场是市场主体调整日前交易计划的交易平台，从日前市场关闭之后开始，实时运行前一个小时关闸 [15]。日内市场的交易规模往往较小，是日前市场的延续，是高效市场的重要补充。日内市场的主要作用在于为市场主体应对日内的各种预测偏差及非计划状况提供保障，为不确定性新能源参与市场竞争提供机制支持。

在日内市场中，采用安全约束经济调度程序，调度机构对日内未来 2-4 小时的电能量和辅助服务联合出清进行持续滚动修正，市场组织者根据用电负荷预测变化、电网运行状态的改变及修改的出清结果，考虑电网运行约束和可靠性要求的条件下调整交易计划，每小时滚动更新调整交易计划并公布。

3.2.3 实时市场

实时市场是在日前、日内市场交易和调度的基础上根据实时负荷预报和机组出力变化而进行的实时平衡调度 [16]。实时市场交易周期短，情况复杂，是最接近于电力系统真实运行的市场，其交易结果最能反映系统的真实情况，可更经济有效地指导调度机构进行实时调度。实时市场的主要作用在于保障系统的实时平衡，为电力系统的阻塞管理和辅助服务提供调节手段与经济信号，真实反映系统超短期的资源稀缺程度与阻塞程度 [17]。在实时市场中，每 15 分钟组织未来 15 分钟的实时交易，市场主体可申报实时市场电能量和辅助服务报价，并可在实时市场关闸前进行修改。市场组织者基于最新的电网运行

状态与超短期负荷预测信息，以社会福利最大化为优化目标，采用安全约束经济调度方法，对电能量和辅助服务进行集中优化计算，在发电机组参数限制和电网可靠性约束下，以最小的发电与辅助服务成本实现电量平衡，以 15 分钟为一个交易出清时段，出清形成实时发电计划和实时偏差调整电价。具体流程如下：

（1）在实时市场开市后，参与市场交易的发电机组必须通过电力市场交易系统进行实时电能量市场交易申报，参与辅助服务市场的发电机组进行实时辅助服务申报；

（2）在日前开机组合基础上，采用安全约束经济调度程序计算电能量和调峰辅助服务联合优化的出清结果，得到发电机组的实时出力计划，并修改相应提供辅助服务机组的出力上下限；

（3）对实时电能量市场优化计算时间窗口内的机组出力曲线进行交流潮流安全校核，若不满足交流潮流安全约束，则在计算模型中添加相应的约束条件，重新进行上述计算过程，直至满足安全约束，得到出清结果。

实时市场按照 15 分钟进行结算，电能和辅助服务均采用双结算系统 [18]，日前市场出清结果用于日前计划的结算，实时市场和日前市场出清量之间的偏差量按照实时分区价格进行结算。即在双结算系统下：

市场主体的收益 = 日前预出清量 * 日前市场分区电价 +（实时出清量 - 日前预出清量）* 实时市场分区电价。

采用双结算系统可提高实时市场运行效率，保证日前价格向实时价格收敛。

3.3 出清和价格机制

3.3.1 出清机制

西北区域现货市场实行电能和辅助服务统一报价，联合出清，采用“集中竞价、边际出清”的方式 [19-20]。发电权交易按照高低匹配的原则集中撮合 [21]。考虑到西北区域系统资源分布不均，网络阻塞严重，建议日前和实时市场采用分区边际出清，即在日前和实时市场充分考虑不同价区之间联络线的传输能力约束。具体来讲：首先根据电网实际运行中阻塞出现和新能源分布的情况，划分阻塞分区；在日前出清过程中，按照 3.2.1 的出清方式进行出清。为保证新能源的充分消纳，对高比例新能源的价区进行区内优先出清，即在保证该价区内用电负荷需求的情况下确定新能源的外送量，并将新能源外送电量作

为各价区的边界条件进行分区出清。实际结算时，按照各价区出清电价进行结算。日内市场为日前市场的重要补充，出清计算方法与日前市场保持一致。实时市场进行联合出清时，需充分考虑系统真实运行状态、网络约束及其他物理运行参数等，以实施系统的平衡调度与阻塞管理。

3.3.2 价格机制

1. 市场价格

区域现货市场通过集中竞价的方式，形成分区边际电价作为电能量和辅助服务的市场价格。分区电价由系统电能价格与阻塞价格两部分构成 [22]，系统电能价格反映全区的电力供需情况，阻塞价格反映不同节点的电网阻塞情况。

在实际电网运行中，输电阻塞只是频繁、明显地出现在某些区域之间，而区域内部很少有阻塞发生。从而造成区域内部电价接近、区域间电价明显不同的特点。分区边际电价在统一边际电价的基础上考虑了网络阻塞 [23]。具体地，将全区电力网络按照某种分区规则划分成若干个区域，划分出的区域是具有相同或相近边际成本的节点集合，根据分区结果和分区定价的模型确定各分区的电价，按照分区电价对各分区的市场参与者进行结算。

西北地区各省（区）能源和负荷分布差异较大，输电通道阻塞严重。如陕西以火电为主，甘肃以火电和风电为主，青海以水电和光伏为主，宁夏和新疆以火电、风电、光伏为主。此外，各省（区）的新能源电源的空间分布呈现出集中式的特点，如甘肃大量风电集中在河西走廊，青海的光伏大面积遍布海西地区。按照目前电网运行实际，考虑资源类别 (I 类 \II 类风区或光区)，建议陕西分为陕北、陕西其他两个价区，青海分为海西、青海其他两个价区、甘肃分为河西、河东两个价区，新疆和宁夏各一个价区。

在西北区域现货市场采取分区边际电价，既考虑了电力系统对电能传输的限制，也一定程度上简化了节点边际电价的网络计算，可以体现时间和空间两方面的实际供电成本，释放出具有引导意义的价格信号，以实现高效的阻塞管理，提高电力资源使用效率，优化资源配置。

2. 输配电价

（1）省间输电价格

省间输电价格按照国家价格主管部门核定的标准执行。省间输电价格和输电损耗按照交易合同路径执行，通过多个输电工程线路的输电价格和输电损耗相继叠加计算[24]。

（2）省内输电价格

省内输电价格按照省级电网输配电价执行，按邮票法向所有参与市场交易电力用户收取。

3. 用户电价

市场用户电能量结算价格由电能量市场价格、输配电价（含线损及交叉补贴）、政府基金及附加、不平衡资金费用等构成。现货电能量市场中，用户侧以统一结算点的综合电价作为现货电能量市场价格。全市场统一结算点[25]是指中长期交易合约的交割节点。日前电能量市场中，中长期合约根据合同约定价格和该结算点日前电能量市场价格的差异作差价结算，该结算点的日前电能量市场价格为相应时段全市场节点的加权平均综合电价。

4 西北区域现货市场促进新能源消纳的特色交易运营机制

4.1 交易品种

西北新能源装机比重大，发用电侧市场主体类型多，开展以下三种交易品种，促进西北地区新能源消纳，同时保证火电的市场收益：1）开展新能源优先调度的电能交易；2）开展新能源与火电机组发电权交易、与大用户直接交易以获取发电空间；3）积极开展深度调峰辅助服务，用市场手段激励火电机组参与灵活性改造，提高常规火电企业等市场主体参与现货市场的积极性。

西北区域内新能源发电企业与电力批发用户（包括电采暖、蓄冷等电力用户和电能替代用户）、售电公司开展电力直接交易[26-27]；

西北区域内新能源发电企业与常规能源发电企业（包括自备电厂）开展发电权替代交易[28]。

4.2 电能量交易

西北区域新能源发电企业在落实西北区域各类中长期分解计划交易后，可组织开展新能源电能量现货交易，包括日前、日内和实时三个阶段。

（1）日前电能量交易

以政府间框架协议、国家分电计划等形式向外省送电，综合考虑年度合同、省间市场化交易结果、新能源消纳需求以及电网安全运行要求，作为西北区域现货日前电能量

市场交易的边界条件。

日前电能量市场采用同时申报、集中优化出清的方式开展。具体交易流程如 3.2.1 所述，每 15 分钟为一个交易出清阶段。竞价日内，新能源发电企业、售电公司与批发用户进行申报，并通过日前电能量市场出清形成运行日的交易结果。新能源企业借助边际成本低的优势，实现优先调度。

参与市场的新能源发电机组在日前电能量市场中申报运行日的报价信息，售电公司和批发用户在日前电能量市场中申报运行日的用电需求价格曲线。电力调度机构综合考虑统调负荷预测、母线负荷预测、外送售电曲线、发电机组运行约束条件、电网安全运行约束条件等因素，以社会福利最大化为优化目标，采用安全约束机组组合算法进行集中优化计算。电力调度机构在日前阶段开展日前电能量市场出清和调度计划，出清得到运行日的机组开机组合、分时发电出力曲线以及分时区域电价。

（2）日内电能量交易

由于西北区域新能源装机容量大，随着新能源的参与市场，日前新能源预测的误差量较大，日内交易为市场提供一个调整日前交易计划的平台，主要用于解决日内与日前电力平衡出现较大的偏差、需要日内调用快速启停机组开停机的问题。日内交易按照固定的时间窗口滚动组织，在日前市场关闭后开始，每 15 分钟滚动出清未来 2-4 小时的日内市场，直至实时运行前一个小时。在日内电能量交易中，引入滚动修正修订过程，优先新能源发电企业调整电量报价方案，然后根据发电企业修改的报价方案、用电负荷预测变化及电网运行状态的改变，滚动更新调整交易计划并公布。

（3）实时电能量交易

在电网实际运行中，由于天气变化、风光新能源及用电负荷的波动等不确定因素，实时阶段与日前所确定的发用电曲线会产生一定偏差。开展实时平衡市场有利于保证含高比例新能源电力系统的实时供需平衡，提高系统运行效率。

实时电能量交易每 15 分钟组织未来 15 分钟的实时交易，主要用于解决实时平衡偏差调整问题。实时市场采用发电侧单边报价，新能源发电企业可在实时市场开始之后申报实时市场报价，并可在实时市场关闸前进行修改。在实时运行时，电力调度机构基于实时市场中新能源发电机组申报的信息，根据超短期负荷预测等电网运行边界条件，以及日内机组启停状态的优化决策，作为实时电能量市场出清的边界条件。实时电能量市

场以社会福利最大化为优化目标，采用安全约束经济调度优化算法进行计算，出清得到各新能源发电机组需要实际执行的发电计划和实时偏差调整电价。

电力调度机构在系统实际运行前 15 分钟开展实时电能量市场交易出清。具体交易流程如 3.2.3 所述。实时交易中，可对新能源和火电报价分别添加罚函数或者设置报价限制出力，以保证新能源出力优先上调，火电优先下调，进一步增加新能源消纳。

实时电能量交易采用 3.3.2 所述分区电价定价机制。实时电能量市场出清形成每 15 分钟的区域电价，每小时内 4 个 15 分钟的区域电价的算数平均值，记为该区域每小时的平均区域电价。实时电能量市场采用事前定价方式，即结算价格为实时电能量市场的事前出清价格，结算电量为实际发、用电量。

（4）电能量交易在两阶段市场发展过程中的说明

在西北区域现货电力市场的两阶段发展过程中，参与日前市场的电能量交易与中长期的合同性质有关。

具体来讲，在分散式市场中，以 15 分钟为周期开展偏差调整竞价，竞价模式为部分电量竞价，市场出清结果优化结果为竞价周期内的发电偏差调整曲线、电量调整结算价格等，次日发电计划由交易双方约定的次日发用电曲线、优先购电发电合同分解发用电曲线和现货市场形成的偏差调整曲线叠加形成，实际执行发电计划曲线与中长期交易合同相同的部分按照中长期交易价格结算，偏差部分按照现货交易中形成的偏差调整价格结算。

在集中式市场中，以 15 分钟为周期开展竞价，竞价模式为全电量竞价，优化结果为竞价周期内的发电曲线、结算出清价格等，次日发电计划由发电企业、用户和售电主体通过现货市场竞价确定次日全部发用电量和发用电曲线形成；在交易结算时，已签订的中长期合同电量采用差价合约方式进行结算。在全电量竞争市场中，新能源与传统机组的全部电量参与市场，进行充分竞争，市场出清结果最优。

4.3 发电权替代交易

为了实现节能减排、促进供给侧改革，新能源发电企业与常规能源发电企业和燃煤自备电厂开展的发电权交易，是一种促进节能减排的市场化交易工具，并可以在实际工作中发挥重要作用。通过发电权替代交易，可以降低整个社会的发电成本，提高社会效率的同时，实现新能源消纳的环保目标。

发电权替代交易具有一定方向性，由能耗高的电厂企业转让给能耗低的电厂企业。西北区域开展新能源发电企业分别与常规能源发电企业、自备电厂的发电权替代交易，替代原则是更清洁机组替代次清洁机组，低成本的机组替代高成本机组，即新能源发电替代火电机组发电。市场交易中，火电企业为出让发电权方，新能源发电企业为受让发电权方。

各省（区）结合其省内配额指标完成情况，当新能源具备富余发电能力时，在中长期交易合约曲线基础上开展发电权替代交易。西北区域发电权替代交易由西北电力交易中心统一组织，开展日前发电权交易。发电权替代交易采用出受双方集中报价、撮合交易的模式[29]，出受双方双向申报（交易时段、电力电量、价格等）信息，火电企业作为出让发电权方，申报出让价格和出让电量；新能源作为受让发电权方，申报受让价格和受让电量。出让价最高的交易单元与受让价最低的交易单元最先匹配，当出让方报价大于等于受让方报价时，撮合成交，出清价格为出让方报价和受让方报价之和的平均值，依次类推，得到出清结果。经电力调度机构安全校核确认后，确定最终成交的发电权替代交易成交对、交易时间段、成交电力电量和价格。双方替代交易报电力调度机构组织执行，并报电力监管机构备案。

发电权替代交易在目前电力市场刚起步、交易机制不完善的情况下，一方面可以通过该交易将剩余发电能力转给新能源机组，通过市场化解决方案促进新能源消纳，另一方面是作为对即将退役或者低效的火电机组回收固定成本的一种途径，延缓这些低效机组的淘汰，在保证低效火电机组的固有收益的同时，也可逐渐引导小火电机组退出市场，而不需要强制性关停小火电机组，减少火电效益亏损的程度。因此，发电权替代交易是市场发展过渡期中十分需要的品种。当交易机制足够完善，直接交易体系完整，合约市场机制完备，发电权交易将因发电权交易量减少以及被合约交易消化吸收，逐渐退出现货市场。

4.4 调峰辅助服务交易

近年来，西北地区电力行业尤其是新能源发展迅猛，区域电网规模持续扩大，系统运行管理的复杂性随之大大增加，对系统安全稳定运行提出了更高要求。此外，西北地区电力供应能力大大富余，煤电机组利用小时数呈逐步下降趋势，弃风弃光、系统调峰和供暖季电热矛盾等问题突出，现行辅助服务机制难以满足实际需求。为进一步完善和

深化西北地区电力辅助服务补偿机制，推进电力辅助服务市场化，提出在现货市场中开展辅助服务交易。

辅助服务分为基本辅助服务和有偿辅助服务[30]。基本辅助服务指为保证电力系统安全、稳定运行和电能质量需要，根据并网调度协议规定的技术性能要求必须无偿提供的辅助服务，包括发电机组一次调频[31]、基本调峰、基本无功调节等。有偿辅助服务指基本辅助服务之外提供的其他辅助服务，主要包括二次调频（自动发电控制 AGC）[32]、有偿调峰、备用有偿无功调节[33]、黑启动[34]、需求侧响应[35]等。

考虑到西北地区主要是送端电力市场，拥有大量火电和新能源装机，热电矛盾较为突出，冬季低谷调峰困难，下调峰需求较大，因此在第一阶段先期建设集中竞价的西北区域调峰辅助服务市场，通过市场化方式确定辅助服务的调用和价格，激发发电企业、电力用户和售电主体参与辅助服务的积极性，提高新能源消纳水平。有秩序开展包括有偿实时深度调峰、启停调峰交易、跨省调峰支援、虚拟储能模式等多品种的调峰辅助服务市场：

（1）有偿调峰交易是指分中心直调火电机组和水电机组按调度要求参与市场提供调峰服务。发电企业在日前提交有偿调峰辅助服务报价，同时需对报价设置区间限制，通过报价的高低来确定次日各电厂提供有偿调峰辅助服务的先后顺序；日内调度遵循“保证电网安全前提下的按序调用”的基本原则，根据电网安全运行的实际情况适度调整调峰辅助服务的调用次序。

（2）实时深度调峰有偿辅助服务是指火电厂调峰率大于 48% 时所提供的调峰辅助服务。依据火电机组调峰深度的不同，采用“阶梯式”补偿及分摊机制，结算价格为各档实际出清价格，即当日单位统计周期内实际发生调峰补偿的最高报价。按照非线性比例“多减多得”的原则加大经济奖励力度，以激励发电企业提供调峰辅助服务的意愿。

（3）启停调峰交易是指有启停调峰能力的火电机组根据最小运行方式核定的启停方案，按照电力调度指令在规定时间内完成启停机所提供的调峰辅助服务。启停调峰有偿辅助服务的界定按“仅在最小开机方式以下的应急调峰计为有偿启停调峰”，实行一次性定额补偿，按月进行统计和结算，火电机组启停调峰补偿价格为实际出清价格，实际发生启停调峰机组的补偿费用在其它发电企业间根据实发电量比例分摊。

（4）跨省调峰有偿辅助服务是指为减少风电机组弃风，通过日内调整省区间联络线

计划进行的跨省有偿调峰支援。西北区域电网内，若某省区因调峰原因出现弃风时，按照规定西北电网可以根据其他省区调峰情况，组织跨省调峰辅助服务。跨省调峰辅助服务由西北电网调度中心统一进行计算和发布。

跨省调峰辅助服务仅对支援省提供深度调峰有偿辅助服务部分进行补偿和分摊。当跨省调峰辅助服务费用不大于提供跨支援省区的省内深度调峰补偿总额时，跨省调峰辅助服务费用全额结算；当跨省调峰辅助服务费用大于提供支援省区的省内深度调峰补偿总额时，跨省调峰辅助服务费用按提供支援省区的省内深度调峰补偿总额进行结算，其余部分为无偿支援。

（5）虚拟储能是指在不新增储能设施的情况下，将网内自备企业、直流配套电源等独立控制电源作为虚拟储能提供商，在新能源大发且面临限电时，通过减少机组发电出力储存新能源电量；在新能源小发且系统有消纳空间时，增加机组发电出力实现新能源电能的支取。虚拟储能仅开展日前市场，按照光伏优先、风电部分纳入的原则进行新能源电能的储存，其余时段视情况增大机组发电曲线以支取新能源电能。原则上新能源企业利用虚拟储能存取电量应实现月度平衡。

有偿辅助服务提供者主要为并网常规能源发电企业，鼓励储能设备、需求侧参与提供辅助服务，允许第三方参与提供辅助服务，逐步建立电力用户和独立辅助服务提供者参与的辅助服务费用分摊共享机制。

调峰辅助服务采用技术支持系统集中竞争方式确定电力辅助服务提供者。电力调度机构根据系统运行需要，确定调峰服务总需求量，各主体通过竞价的方式提供辅助服务。市场化竞争排序充分考虑辅助服务保证系统安全的特殊性，采用综合考虑申报价格、辅助服务调节性能等因素的竞价规则。适时启动备用辅助服务市场[36]，与调峰辅助服务市场和现货电能量市场有效衔接。

调峰辅助服务市场采用集中竞价、同电能量市场联合出清的组织方式[37]，市场出清分为日前预出清和实时出清。各个价区主辅市场电力价格在市场出清时同步公布。具体交易流程如下：

（1）每日 12：00 前，电力调度机构发布调峰市场信息，包括但不限于：可参与调峰市场的调峰服务提供者；次日 24 小时各时段调峰容量的需求值（MW）；调峰市场报价上线；调峰市场申报开始、截止时间；调峰市场其他要求等；每日 13：00 前，发电单

元申报次日调峰价格及调峰容量；

（2）日前市场中，辅助服务与电能量联合出清，并根据预出清结果，修改相应发电单元的出力上、下限；

（3）日内实时运行中，电力调度机构根据系统实际运行情况组织正式出清，正式出清应在实际运行时段起始时间点的 30 分钟前完成。

辅助服务在维持电力系统的安全可靠性、提高系统运行质量等方面具有重要作用。在西北区域现货市场中，有偿辅助服务贯穿于现货市场的各个交易时段，与电能量同步报价、联合优化、同时出清，联合优化结果决定了每台发电机组在能量市场和调峰辅助服务中的出清量。

相较于电能量与辅助服务独立运行，两者联合优化、统一出清的市场可实现在同时满足能量平衡和备用要求的前提下，以最小的发电与辅助服务成本实现电量平衡。一方面可以修正现货市场出清结果与实际运行之间的偏差，提高电力系统运行质量，为电力用户节省用电成本；另一方面，联合优化可以经济合理地发挥各类发电机组的特长，使机组得到更为有效利用，有利于新能源和传统能源发电企业之间的利益均衡，保证市场的有序健康发展。

探索建立新能源发电企业参与辅助服务交易机制，通过市场交易方式向煤电等常规发电企业购买辅助服务，激励西北区域煤电机组进行灵活性改造，提升调峰能力，增加火电机组收益的同时，为新能源机组释放现货市场空间。随着辅助服务市场的逐步完善和成熟，后期开展调峰、调频、黑启动、有偿无功补偿等多类型辅助服务交易，适时开展容量市场建设。

4.5 西北区域现货市场与其他市场的配合

4.5.1 与中长期交易市场的衔接

与中长期交易市场衔接的协调运行主要体现在时序衔接和功能衔接两个方面。在时序方面，中长期交易在现货市场开市前进行，交易双方可签订年度、月度、周度等多种合约；调度机构将中长期合约电量分解为日发用电曲线，作为现货市场组织边界条件。在功能方面，中长期市场锁定大部分电量和电价，保证电力市场稳定；现货市场交易偏差电量，保证发用电平衡。

在区域现货市场开展第一阶段，中长期合约类型为物理合同，则参与现货市场的竞争电量为预测短期负荷曲线减去优先保障电量及合约发电计划后的剩余部分，为部分电量竞争。日前市场的调度交易计划是在考虑年度、月度、周合约市场交易计划、日前预测负荷、检修计划电网安全约束以及市场成员的报价数据等约束条件基础上做出的最优决策方案。

在区域现货市场开展的第二阶段，中长期合约是以差价合约为代表的金融合约，无需物理执行，则参与现货市场的竞争电量为预测短期负荷曲线减去优先保障电量后剩余的全电量，为全电量竞争。日前市场的调度交易计划不考虑合同电量约束，已签订的中长期合同电量采用差价合约方式进行结算。

4.5.2 与配额机制的配合

为解决新能源弃风、弃光问题，国家发展改革委、国家能源局等有关部门陆续出台了《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》、《可再生能源电力配额及考核办法（征求意见稿）》等系列通知，保障新能源发电的持续健康发展。西北区域现货市场建设需要考虑与行政手段有效衔接的相关机制，通过市场与行政的有效配合打破省间壁垒，进一步提升新能源消纳水平 [38-39]。

《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》合理确定适用于各省市场的新能源保障性收购利用小时，保障省级市场中新能源发电企业的部分利益，鼓励新能源富余电量参加电力市场交易，促进新能源的优先消纳。在中长期交易市场中，优先签订新能源发电企业的电量合同并优先分解新能源发电曲线，确保完成新能源的保障性收购利用小时；在现货市场中，利用新能源边际成本较低的优势对其进行优先交易和调度，发挥新能源机组的市场优势，实现资源的优化配置。

《可再生能源电力配额及考核办法（征求意见稿）》规定市场相关主体承担相应的新能源消纳配额，并按照一定的时间周期对市场配额指标进行考核，未完成指标的市场主体可以通过购买证书完成任务，或者接受惩罚，有利于打破省间壁垒，促进新能源大范围配置消纳，保证新能源发电的持续发展。在中长期交易中，市场主体可以通过发电权交易、自备电厂和购买证书等方式完成自己的新能源消纳配额；在现货市场中，可以与新能源发电企业进行发电权交易，完成偏差配额。

5 西北区域现货市场与全国统一电力市场的衔接

西北建设区域现货市场，实现区域内现货交易统一平台、统一规则，需要考虑与全国统一电力市场体系的有效衔接。在“统一市场、两级运作”的基础上，结合西北区域的源网结构和供需形势，综合考虑各省具备开展现货电力市场的条件，将西北省内和省间现货交易以区域市场的形式进行集中优化，充分发挥西北资源互济互补、长期统一调度的优势，促进西北区域更多电量参加现货交易，逐步打破电力流动的省间壁垒。

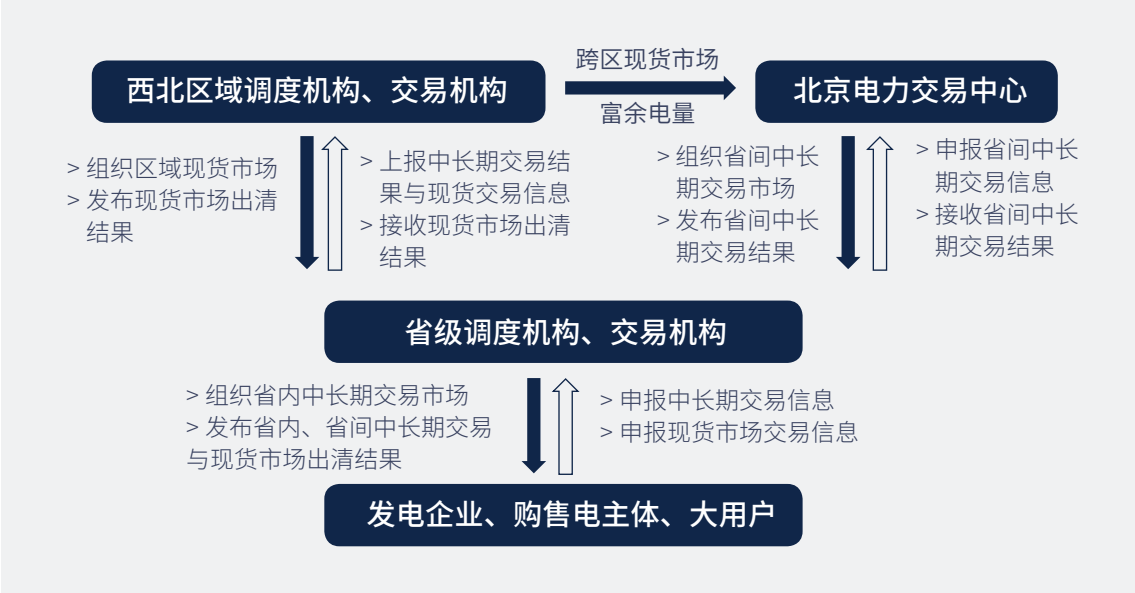

图 4 区域现货市场与全国统一电力市场的衔接运行

5.1 与西北省级电力市场的衔接

各省级电力市场主要开展省内中长期交易和申请省间中长期交易，由各省调度机构实施平衡调度；区域现货市场主要组织各省区的发用电主体在区域现货交易平台开展日前、日内和实时市场交易。在中长期交易市场，各省级电力市场自主组织省内中长期交易和直接交易，保障省内市场的主体利益；代理其省内发用电主体，向北京电力交易中心申报省间中长期交易信息，向区域电力交易中心上报中长期交易结果。在现货交易市场，各省级电力市场向区域电力交易中心申报现货交易信息，区域电力市场负责组织区域现货交易，分解中长期交易电量作为区域现货市场的边界条件，组织开展区域现货市场并发布市场出清结果。

若省级电力市场已开展现货交易，则日前市场由区域市场统一负责组织，进行全区域资源优化出清；日内市场和实时市场由省级市场自主开展交易，保障实时交易时的电力平衡。以甘肃省为例，作为现货交易试点省份之一，甘肃省具有新能源装机过大远超用电负荷、网络阻塞问题严重、现货市场空间有限等特点，单独开展现货交易难以完全解决新能源消纳等问题。因此建议甘肃省现货市场建设与西北区域现货市场结合：空间上，发挥区域市场资源优化的优势进行日前市场出清，利用省级市场快速灵活的特点保障实时市场平衡；时间上，以省间现货交易形成的电量、电价等交易结果作为省内现货交易的边界条件，优化资源配置的同时规避价格风险。

区域现货市场建设初期，中长期交易物理执行电量较大，电网调度能够用于平衡和调整的电力电量空间较小。为更好地促进新能源消纳，西北区域现有的主控区置换方式（只置换电量）在一定时间内仍然存在。在当前现货市场规则下规定：日前置换在现货的日内市场开始前完成，不影响日内现货交易；日内置换结果对日内现货交易的影响为：置换结果为送出时，将置换电量分配到新能源电厂并按日前市场价格结算，置换结果为购入时，等量取消日前现货市场出清结果，无结算关系。在区域现货市场建设成熟后，主控区机组将作为一般市场主体参与市场竞争。

5.2 与全国统一市场的衔接

全国统一市场主要组织开展省间中长期交易和针对富余电量的西北跨区现货交易。在中长期交易市场，西北各省通过北京电力交易中心交易平台签订年度和月度合同，通

过集中竞价、双边协商和挂牌交易等方式参与跨区跨省交易，有利于落实各省的新能源配额任务，保障国家计划安排的优先发电计划，有效利用输电通道的剩余可用容量，促进资源在全国范围内的优化配置，并且将形成的电量、电价等交易结果提供给各省作为省内交易的边界条件。

在现货交易市场，为满足新能源的外送需要，北京电力交易中心在省间中长期合约曲线的基础上组织跨区增量交易。西北各省参加区域现货交易后，若新能源仍有富余发电能力，预计产生的弃风、弃光电量可参与全国统一市场进行跨区域现货交易[40]。

5.3 区域和省级调度与交易机构的职能

两级调度中心和交易中心在区域电力现货市场中以“统一调度、分级管理、区域为主、省级为辅”的原则协调工作。交易中心主要负责与电力市场交易密切相关的环节，组织符合市场参与条件的市场成员开展交易，在设计电力市场机制、提供市场平台、管理成员注册、交易组织结算、接收发布市场信息等方面提供服务，并与调度、财务等系统对接；调度中心主要负责与电力市场运行安全密切相关的环节，并侧重参与现货市场与辅助服务市场的相关工作。

5.3.1 区域电力调度中心

区域调度中心主要负责组织区域现货交易。区域调度中心与区域交易中心协同配合，组织各省市场参与者有序参与区域电力现货市场。

区域调度中心在市场设计中，配合政府侧重制定区域电力现货市场整体设计与交易规则编制。

区域调度中心在市场组织交易中，接收来自区域交易中心的现货交易申报信息与中长期交易信息，在确保电网安全运行的前提下组织现货市场，保证现货市场的稳定、经济运行。

区域调度中心在市场安全校核中，安全校核与市场出清一并运行，形成考虑安全约束的发用电计划曲线。

区域调度中心在市场服务中，协助交易中心开展现货交易中的市场分析、信息发布、监督运行等工作（因电力调度机构自身原因造成实际执行与交易结果偏差时，由调度机构所在电网企业承担相应的经济责任）。

5.3.2 区域电力交易中心

区域电力交易中心主要负责接收西北电网现货交易申报信息和中长期交易信息，协助区域调度中心开展区域现货市场交易。

区域电力交易中心组织市场管理，处理市场成员向电力交易平台的注册申请和交易信息，负责建设、运营和维护区域现货交易平台及相关配套技术系统。

区域电力交易中心在市场交易结算中，根据区域现货交易、辅助服务的交易结果与执行情况等，提供结算依据。

区域电力交易中心在市场服务中，监视和分析市场运营情况，建立市场主体信用评价体系，按规定披露和发布信息等。

5.3.3 省级电力调度中心

省级调度中心主要负责提供电力市场相关信息以及对市场交易进行安全校核，保证电力市场安全运行。

省级调度中心在市场组织交易中，提供省间输电通道可用输电能力，作为开展市场交易的边界条件。

省级调度中心在市场安全校核中，对于中长期交易合同，按照一定的校核时间对市场成员的交易电量进行安全校核。

5.3.4 省级电力交易中心

省级电力交易中心主要负责组织省内中长期交易，接受和发布省间中长期交易和现货交易信息。

省级电力交易中心除在市场管理、市场服务、交易结算等方面的工作以外，在市场设计和规则编制中，主要负责编制中长期交易规则、中长期交易市场衔接与交易结算规则等内容。

省级电力交易中心在市场组织交易中，组织省内市场主体按照双边协商、集中竞价等方式完成省内中长期交易。

省级电力交易中心在市场交易申报中，代理本省有关发电企业、购售电主体和经注册的大用户参与区域现货市场和中长期交易市场，将本省市场成员的售电报价、机组当前运行计划、自提供辅助服务、购电报价、省电网负荷曲线等信息汇总后统一转报至相应交易平台。

6 市场监管机制及配套机制

6.1 市场监管

市场监管是指电力监管机构根据有关法律、法规和规章，遵循市场规律对市场主体、电网企业和市场运营机构及其行为进行的监督和管理[41]。电力具有实时平衡和需求弹性小的特点，这决定了电力市场容易受到市场力和操纵行为的影响，因此市场规则必须被有效执行以保障电力系统可靠性。电力市场监管机制能够有效防止市场主体操纵市场交易价格、损害其他主体利益，对保障电力市场有效、公平运行有着重要意义。

6.1.1 监管与电力市场化改革

十八届五中全会“十三五”规划建议中再次明确要“推进能源革命，加快能源技术创新，建设清洁低碳、安全高效的现代能源体系。”电力市场化改革是能源革命中的重要环节。电力市场化改革主要围绕三个方面展开。一，界定电网企业的功能、明确电网企业的市场属性和电力的商品属性。二，重整电力市场结构，构建有效竞争的市场结构。三，发挥价格机制的调节作用，逐步让市场在资源配置中发挥决定性作用，同时加强和完善政府的监督管理作用。

由于电力商品的垄断属性、电力行业本身强烈的外部性特征以及电力行业是由政府引导与支持的技术密集型行业，因此在电力市场化改革中，政府需要对电力市场主体和市场运行管理进行社会性监管，从而将制度成本降到最低。

6.1.2 市场监管的内容

根据不同的监管机制所针对的行为不同，可分为两类：市场化行为监管和常规监管。

市场化行为监管主要针对于市场配套机制中的市场力管理机制、信用管理机制以及信息披露机制。独立的电力市场监管机构需在市场力管理机制执行中监测不正当竞争行为，并且完善事前、事中、事后监管机制。事前监管主要针对市场准入条件的设置和审核，可对进入市场时的市场力进行评判，限制每个市场参与者的份额，或对报价进行限制，根据机组类型，核定每类机组的报价上下限；事中监管机制主要针对市场行为监管，如市场成员是否拥有市场力、是否利用了市场力、市场成员利用市场力危害市场有效竞争的程度等；事后监管机制主要针对非正常交易价格波动责任主体的认定和处罚，通过对市场结果分析来判断市场成员是否行使市场力。

针对信用管理机制，电力市场监管机构需监督交易中心对各市场成员的信用评分、信用评级。此外，在交易过程中，监管机构应着重关注于各市场成员是否存在合同履行异常等违规行为，并应当严加处理。

针对信息披露机制，电力市场监管机构应当对辖区内全部市场成员的信息披露情况进行监督，评估各类信息发布的及时性以及准确性，并对于违规的信息披露情况（如：信息发布错误、信息发布延迟等）进行处理。

常规监管则包括电能质量监管、调度交易监管、安全监管以及针对市场干预和应急处理的监管和协助工作。

针对市场干预机制，监管机构应当在市场干预结束后评估市场干预的效果，并对市场的稳定性做出评价。针对应急处理机制，监管机构应协助交易中心对交易进行有序削减，并按照优先用电的原则保障相关用户的用电。

6.1.3 监管的组织体系

由于发、用电侧的市场结构不同以及高电压等级的输电网络和低电压等级的配电网络的特点不同，监管机构应当建立分级分层监管的组织体系。发电市场和高电压等级的输电网络由中央监管为主，以保证市场的公平性以及区域、全国范围内的资源优化配置。电力销售市场以及低电压等级的配电网络应当由地方管理为主，从而发挥因地制宜的优势，以提高工作效率、降低管理成本。因此，电力监管应包括国家监管机构、区域监管机构、

省级监管机构、省以下监管机构四个层次。

由于电力市场与国民经济各个部分的关系都很密切，因此各监管主体应当理顺和其他相关政府部门的关系，明确各自职能，并加强合作，以达到各司其职的效果，避免职能重复和缺失。

图 5 监管机制和市场配套机制结构图

6.2 市场力管理机制

市场力指在非完全竞争的市场中，由于一些市场成员在市场中所占的市场份额相对较大，因此产生的可能采用某些方式操纵市场价格的能力，此能力即称为该市场成员具备的市场力 [42]。

在电力市场中，市场成员可利用自身具备的市场力，对电能的价格或产量产生持续影响，导致电价偏离正常竞争性水平而获利。市场力因素会对电力市场的稳定性、交易积极性、电力安全性产生影响。

西北地区发电侧产业集中度较高，所以对市场成员具备的市场力进行实时监控和完善相关抑制市场力的措施十分必要。

市场力的缓解措施主要包括：市场力事前筛选、发电侧报价限制、市场价格上限约束、市场力事后调查和惩罚机制等。在西北区域电力现货市场建设初期，考虑到监管机构的工作难度和相关工作人员经验的不足，可采用市场力事前中短期筛选的方法，即每季度、每月或每周进行预测和筛选，找出系统中可能出现的关键节点（位于该节点的发电商由

于其所处的位置而具有市场力）。由监管机构定期对该类发电商和大用户进行市场力筛选。若此类成员数目过多，则可采取对市场交易报价采取统一价格上限的措施，从而预防其使用市场力扰乱市场秩序。市场建设初期采取“市场统一价格上限”的措施可有效缓解市场力，且便于监管机构实施。值得注意的是，此处所设置的“市场统一价格上限”高于供求平衡时的交易电价（称为均衡价格），此时，此价格上限在经济学中属于非限制性价格上限。非限制性价格上限对正常情况下的市场运营没有影响，市场力量会自然而然地使经济向均衡变动，而不会产生由于价格上限导致的对于价格和交易总量的影响。因此，在实际的电力市场运营中，正常的运营状态下“市场统一价格上限”并不影响交易进行，也不对上网电价起到指导作用。当市场交易中存在参与者或多个参与者的联盟试图凭借自身的市场力而恶意提高电价时，“市场统一价格上限”才发挥作用，将该参与者的报价限制在合理范围内。同时，根据分析报价即可确定滥用市场力的主体。总的来说，“市场统一价格上限”的作用是限制市场主体使用市场力的程度在合理范围内，防止市场秩序受到影响，而非刻意限制各主体的利润。

当西北区域电力现货市场建设逐步完善时，可采取准实时筛选的方式。在日前市场中按照小时筛选，从而判断出不同时段、不同负荷水平下的关键节点。由监管机构对相应的市场成员进行监控。监管机构可通过对不同容量水平的机组采取不同的价格上限，使得在缓解了市场力的同时达到了优化系统整体效率的目的。

另外，在交易进行时，监管机构应对市场价格和各成员的市场行为进行记录、分析，事后筛选是否有滥用市场力的行为发生。若出现了不在预期之内的高价格，监管机构将进一步确认该成员的行为。一旦认定有滥用市场力行为发生，监管机构将会对该成员进行惩罚。

6.3 市场主体信用管理机制

在电力市场交易日益频繁、市场主体逐渐增多的背景下，不完善的市场交易规则以及尚未健全的市场制度使得电力市场环境变得日趋复杂。因此，作为电力市场运营机构的电力交易中心面对的风险也不断加大。加强电力市场成员的信用管理工作是电力交易中心降低市场运营风险的有效手段。同时，完善的市场成员信用管理体系将有效推动市场监管能力的提升、市场信用环境的改善、市场交易成本的降低，并为电力市场化改革带来新的动力。

由于现有市场主体可能对于电力市场化交易规则的理解不成熟，因此西北区域电力市场的信用管理的机制的建设建议分两阶段进行。

在西北区域电力现货市场建设的第一阶段，应维持较高的电力市场准入门槛，确保在初期进行市场化交易的成员均具有良好的企业经营情况和社会信用指标，能够应对电力市场化交易的潜在不确定性和风险。电力交易中心和第三方信用评价机构将对市场成员的财务状况和社会信用指标进行评估，根据相应的评价确定市场成员进入电力市场初期所具有的初始信用评价。第一阶段中，对市场成员的场内评价应着重于规则遵守、服从管理、维护电力市场的秩序等方面，而对其运营情况适度放宽标准，从而达到培育市场主体的目的。

当西北区域电力现货市场的建设逐步完善后，可适度降低电力市场准入门槛，逐步放开场外评价的标准，以增加市场成员数目，从而达到激励电力市场活跃程度的目的。在本阶段，当成员通过基本的场外评价后获得了相应的初始信用额度后即可参与市场化交易。场内评价体系会根据成员参与市场化交易的记录对其初始信用额度进行增减。场内指标可按照市场主体在电力市场中的行为分为两类：运营能力评价指标和违规行为评价指标。其中，运营能力评价指标评估市场成员参与市场化交易的能力，主要包括：经营能力、交易管理、合同管理、运行管理、结算管理、信息公开程度等。违规行为评价指标评价市场成员的比较严重的违法违规及扰乱电力市场运行秩序的行为，包含交易管理中的不正当竞争、合同管理中的不履行交易结果以及信息公开中的散布虚假信息等恶性行为。在电力市场建设的第二阶段，电力交易中心应重点考核市场成员的场内能力，鼓励初始规模小但拥有良好经营思路的企业参与市场，从而带动市场的优胜劣汰，最终使市场安全性、稳定性、交易效率得到提高。

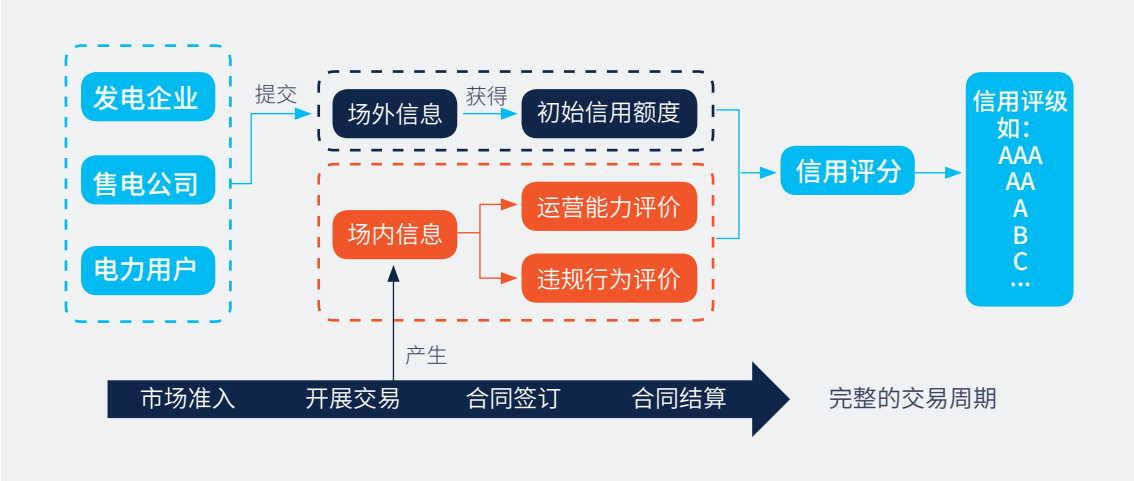

图 6 信用管理机制时序图

6.4 信息披露机制

信息披露是指根据电力市场运营规则的要求，市场主体和市场运营机构互相为对方提供相关的数据和信息，同时向社会公众和电力监管机构发布和提供必要的数据和信息[43]。完备的信息披露机制能够有效促进资源的优化配置，显著提升市场交易的透明度与公平性，抑制日前市场上的盲目报价与恶性竞争，提高市场流动性和市场监管效果。

电力市场中的信息可分为五类，即关键基础设施信息、机密信息、私有信息、公开信息以及公众信息。关键基础设施信息应由相关政府能源部门界定，与电力供应的安全性密切相关，属保密信息。机密信息的内容涉及主体隐私、市场公平等方面，应由市场管理委员会和市场监督机构共同定义。私有信息涉及相关主体业务、运行及隐私，同市场机制紧密相关，保障了市场的正常运转。例如市场主体交易结果、结算清单以及中标情况等信息。公开信息指的是在电力市场中向市场成员披露但对社会公众保密的信息。包括：发电机组停运及检修计划、输电网络停运及检修计划、详细输电网络拓扑结构和线路可用容量等信息。市场主体需提前签订保密协议。公众信息及由电力交易中心向社会公众披露的信息，包括系统运行信息（预测的、实际的发电量、负荷以及跨省输电量，系统运行概要等），能量市场信息（日前市场和实时市场的阻塞情况以及分区电价情况），辅助服务市场信息（辅助服务调用历史纪录以及各辅助服务的出清价格和出清量）以及历史报价数据（发电机组报价数据、日前需求报价数据、日前增量 / 减量报价数据）。其中，

历史报价数据信息应延迟一段时间（如一季度、半年等）后发布。

区域现货市场的信息披露主要由西北区域调度、交易机构负责，主要披露电力市场运行情况、价格数据、市场结构信息等。信息披露需遵循充分、易得、准确、及时、对称的原则。

其中发电企业从市场中获取市场供求状况及必要的价格信息，并向市场发布自身的售电信息；电力用户获取供求状况及必要的价格信息，并向市场发布自身的购电信息；电网经营企业通过西北区域调度、交易机构发布输电费用及网损等信息；电力监管机构及时、准确地向市场发布市场监管和评估指标信息。

6.5 市场干预机制

市场干预是指在特定的情况下和确定的短时间内，由电力交易中心进行的对部分或全部市场交易的临时管制 [43]。

当市场主体滥用市场力、多个市场主体联合串谋、合同未能履行等导致市场秩序受到严重扰乱的行为发生时，电力交易中心应及时介入市场进行干预，以维持市场的稳定运营。

电力交易中心在进行市场干预时，可根据事故的严重程度选择相关的干预手段。其中包括：改变市场交易时间、暂缓市场交易，更改市场主体报价上下限，调整市场交易电量等手段。

6.6 应急处理机制

应急处理指的是在重大事故发生的情况下，由电力交易中心在监管机构的监督和协助下，对事故造成的一段时间内的影响进行紧急处理的机制 [43]。

当面临严重的电力市场供不应求等影响现货市场交易正常进行的情况时，电力交易中心可按照相关程序终止西北区域电力现货市场交易，依照用电的优先原则重新组织市场主体进行有序交易、有序用电。

当由于特殊原因导致的输电通道容量紧张情况出现时，电力交易中心应在相关监管机构的监督下对交易进行有序削减。交易削减的顺序为：按照交易达成顺序的逆序，优先削减现货市场中达成的交易，再削减中长期合约达成的交易，直至满足输电通道容量要求。

当市场运营规则不适应电力市场交易需要、电力市场运营所必须的软硬件设施发生重大故障导致交易长时间内无法正常进行等情况发生时，电力交易中心应及时上报监管机构，并按照安全第一的原则处理事故和安排电力系统的运行

当出现台风、地震等重大自然灾害、突发事件影响电力供应安全时，监管机构应及时介入并协助电力交易中心按照事故的严重程度关闭电力现货市场乃至整个电力市场，实施临时发用电计划管理。

在紧急情况结束后，电力交易中心应彻查事故发生原因，并确定责任方。此外，电力交易中心还应对相关市场机制进行改进，以更好的应对各种可能发生的情况。

7 研究发现和政策建议

7.1 研究发现

1 现货市场对资源的优化配置对促进新能源消纳具有重要的作用

现货市场是电力市场体系的重要环节，对于电力市场的开放、竞争、有序运行起到了基础性的支撑作用，也是协调市场交易与系统安全的关键所在。现货市场通常专指商品即时物理交割的实时市场。电力现货市场是通过交易平台在日前及更短时间内集中开展的日前、日内至实时调度之前电力交易活动的总称，交易标的物包括电能量、辅助服务、发电权等。

现货市场可以以集中出清的手段促进电量交易的充分竞争，实现电力资源的高效、优化配置；能够发挥新能源边际成本低的优势和灵活的特点，促进新能源消纳。为市场成员提供修正其中长期发电计划的交易平台，减少系统安全风险与交易的金融风险；为电力系统的阻塞管理和辅助服务提供调节手段与经济信号。现货市场能够反映电能在时间尺度和空间尺度的稀缺性，以市场化手段推进需求侧响应，有效引导电网投资。

区域现货市场有利于促进电量交易充分竞争，实现能源在更大空间内进行地域性互补与资源优化配置，促进新能源充分消纳。

2 构建西北区域电力现货市场是解决西北弃风弃光问题的重要措施

西北区域装机容量过剩，电源发展无序，弃风弃光严重，西北区域迫切需要市场化的机制来促进新能源在区域范围内的消纳。随着新能源的大范围、高比例接入，新能源

与常规火电企业利益协调不均，目前缺乏相应机制以市场化的分工协调新能源与常规火电电源的利益，释放更多红利。此外，新能源的间歇性、随机性和波动性限制了新能源在区域市场中长期市场的交易规模，且难以发挥低边际成本优势，需要较短交易周期的市场化调节手段实现电力电量平衡，通过电力市场发现价格，进一步促进全区域电量实时平衡互补，优化区域资源配置。

3 西北地区具备构建区域电力现货市场的良好条件

西北区域五省区资源禀赋各异，经济结构和能源分布之间、用电需求和发电装机之间、用电负荷季节特性和一次能源供应自然特性之间存在比较强的互补性。西北区域各省（区）的主体意识较为明确，西北电网省际联络线传输能力强，省间联系紧密，有着“团结治网”的优良传统，多年的统一调度、统一运行为建设区域现货市场提供了良好的基础。

西北区域具备一定的市场经验。在交易方式方面，西北电网开展跨区域电力交易、区域内跨省交易、区域内省间互济交换、省内大用户直接交易等多种形式；在新能源消纳方面，西北电网综合利用技术、管理、电网规划，在市场化层面开展新能源发电权交易、新能源与火电打捆省间交易、区域内新能源参与的电力现货交易。上述条件为实现西北区域现货市场的调度运行奠定了良好的基础。

4 西北区域电力现货市场建设是构建完善的电力市场体系的关键

尽快**建立健全中长期交易与现货交易相结合、电能量市场和辅助服务相互补充的完整电力市场体系**，从而在保证电力供需平衡和电网安全运行的同时，通过电力市场发现价格，促进电量交易充分竞争，实现能源在更大空间内进行地域性互补与资源优化配置，促进新能源充分消纳。

5 西北区域现货市场的建设需要经历一个循序渐进过程

西北区域电力市场目前仍处于初级发展阶段，市场主体参与意识还有待提高，市场的支撑技术和制度尚不成熟，市场各环节的实施很可能难以适应实际情况，机制的设置需要一定适应的过程。直接开展全电量竞争的电力市场难以调动市场主体参与竞争的积极性和有效性，难以实现预期效果。为降低现货市场机制尚不完善时出现的价格波动、电网安全运行和用户用电安全的风险，在保证电力市场建设的稳定、有序、有效开展基础上，可以分阶段开展现货市场的发展建设，逐步放开市场竞争环节，逐步完善市场机制，培育市场主体竞争意识，最终建立区域现货市场，实现区域电力市场的全面开放。

7.2 政策建议

1 分阶段建设区域现货市场

第一阶段建设“中长期物理合同 + 部分电量竞价”的分散式市场模式，为防范价格和交易风险，大部分电量通过签订中长期物理合约完成交易，现货市场（包括日前、日内和实时市场）采取部分电量竞价，通过有限电量竞争的方式，培育市场主体竞争意识。

随着现货市场电量有序竞争、市场主体意识充分培养、市场各环节充分衔接、监管和配套机制完善后，现货价格将趋于稳定，交易费用将逐渐降低，相比中长期市场双边交易的协商、物理合约校核等麻烦，市场成员将更倾向于现货市场中购电，现货电量比例会进一步提升，市场范围将不断扩大，为现货市场全电量竞价和中长期金融市场的形成提供了充分的条件。

待市场发展成熟、条件完善后，将适时从第一阶段过渡到第二阶段。第二阶段建设“中长期金融合同（以差价合约为主）+ 全电量集中竞价”的集中式区域电力市场模式，现货市场（包括日前、日内和实时市场）采取全电量竞价，以体现电能实时价值，实现电力系统整体经济优化调度，满足西北地区高比例新能源消纳的主观需求和市场价格发现和引导对于优化资源配置的客观需要，充分发挥西北地区的资源空间互补优势，最大程度解决弃风弃光问题。

2 区域现货市场分为日前、日内和实时市场

以日前形成交易计划、日内滚动修正、实时平衡调度为原则开展现货市场。考虑到新能源参与现货市场带来的不确定性及负荷的实时波动等因素，日前市场为下一个运行日安排电能和辅助服务，让市场参与者可以规避实时市场价格波动的风险。日内市场为市场主体应对日内的各种预测偏差及非计划状况提供保障，为不确定性新能源参与市场竞争提供机制支持。实时市场为保障系统的实时平衡，为电力系统的阻塞管理和辅助服务提供调节手段与经济信号，真实反映系统超短期的资源稀缺程度与阻塞程度。

3 区域电力现货市场按电价价区对电网分区，采用分区边际电价

由于西北电网的网架庞大，节点数多，包含若干省区，地理面积广阔，在电力市场的改革中，直接实现节点电价模式难度大。因此，可以引入区域电价模式作为价格机制向节点电价模式转变的过渡模式。在西北区域现货市场采取分区边际电价，既考虑了电力系统对电能传输的限制，也一定程度上简化了节点边际电价的网络计算，体现时间和

空间两方面的实际供电成本，释放出具有引导意义的价格信号，以实现高效的阻塞管理，提高电力资源使用效率，优化资源配置。

就西北地区的现状来说，各省（区）发、用电情况差异较大，输电通道阻塞严重。如陕西以火电为主，甘肃以火电和风电为主，青海以水电和光伏发电为主。此外，各省（区）的新能源电源的空间分布呈现出集中式的特点。按照目前电网运行实际，考虑资源类别（I 类 \II 类风区或光区），建议西北划分 8 个价区，陕西分为陕北、陕西其他两个价区，青海分为海西、青海其他两个价区、甘肃分为河西、河东两个价区，新疆和宁夏各一个价区。

通过市场机制建设，进一步完善区域内省间输电价格，建立促进新能源消纳的价格机制，促进价格信号的进一步发挥。

4 西北区域开展新能源参与的现货市场交易机制

丰富新能源交易品种开拓消纳市场，交易标的为电能量、发电权交易和辅助服务。开展西北区域新能源与常规能源火电企业发电权替代交易，以及新能源与电力批发大用户、售电公司电力直接交易。加大电能替代实施力度，支持电能替代项目参与区域现货交易，开展新能源与虚冷式空调、蓄热式电采暖等替代电量的市场化交易。

新能源电能量现货交易在西北区域新能源发电企业落实西北区域各类中长期分解计划、交易后组织开展，包括日前、日内和实时三个阶段，具体交易流程如建议（2）所述。

发电权替代交易由西北电力调度交易中心统一组织，采用出受双方集中报价、撮合交易的模式，开展日前发电权交易。发电权替代交易具有一定方向性，新能源发电替代火电机组发电，出让发电权方为火电机组，受让发电权方为新能源。发电权替代交易可以作为目前电力市场从刚起步到发展为成熟电力市场的重要过渡品种，作为市场化解决方案促进新能源消纳，同时可以增加低效小火电机组利益，逐渐引导小火电机组退出市场，缓解火电企业亏损的程度。

进一步完善和深化西北地区电力辅助服务补偿机制，推进电力辅助服务市场化，在现货市场中开展辅助服务交易。考虑到西北地区主要是送端电力市场，拥有大量火电和新能源装机，热电矛盾较为突出，冬季低谷调峰困难，下调峰需求较大，因此在第一阶段先期建设集中竞价的西北区域调峰辅助服务市场。有偿辅助服务提供者主要为并网常规能源发电企业，有秩序开展有偿调峰、实时深度调峰、启停调峰交易、跨省调峰支援、虚拟储能模式等多品种的调峰辅助服务市场，逐步建立电力用户和独立的辅助服务提供

者参与的辅助服务费用分摊共享机制。调峰辅助服务市场采用集中竞价、边际出清、日前报价、日内出清的组织方式。调峰辅助服务市场同能量市场联合出清，市场出清分为预出清和实时出清。探索建立新能源发电企业参与辅助服务补偿交易机制，通过市场交易方式向为其提供调峰服务的煤电等传统机组进行利益补偿，以激励西北区域煤电机组进行灵活性改造，提升调峰能力，促进冬季供热新能源电力全额消纳和电力平衡。

通过在电能量市场优先调度、发电权交易市场竞争获得火电机组发电量以及火电机组提供的调峰辅助服务，新能源可以获得更多发电空间，有效促进西北电网新能源消纳，有效提高常规火电企业、大用户参与现货市场的积极性。

5 区域电力调度中心和电力交易中心、省级电力调度中心和电力交易中心相互配合，区域市场与省级市场在市场运行中相互联系又分工明确

省级电力调度交易中心负责组织省内电力市场中长期交易、申请省间电力市场中长期交易以及接受本省内发电企业委托参与区域现货市场与辅助服务市场竞争；区域电力调度交易中心负责组织全区现货市场与辅助服务市场，提供市场交易平台、发布市场统一出清结果。

在区域、省级交易中心和调度中心的相互配合下，组织、运营和管理现货市场，以实现区域统一市场规则和统一交易平台。各省（区）市场参与者向本省交易中心申报现货交易电量、电价，省级交易中心代理本省市场参与者参与区域现货市场，在区域交易平台统一竞价。区域交易中心将日前和实时的出清结果下发至省级，由省级调度交易中心执行本省的调度运行工作。当市场交易规则逐步完善，各市场主体参与意识较为明确时，可允许各省（区）市场参与者不经省级交易中心直接参与区域电力现货市场交易。

6 做好现货市场与中长期交易市场的衔接

中长期交易在现货市场开市前进行，交易双方可签订年度、月度、周度等多种合约，锁定大部分电量和电价，保证电力市场稳定。合约交易电量由调度机构分解为日发用电曲线，并作为现货市场边界条件，偏差电量通过区域现货市场交易，保证发用电平衡，实现与现货市场的有效衔接，逐步建立过渡到金融合约市场、现货市场、容量市场等各市场有机配合的成熟电力市场。

7 建立全方位的市场监管机制及配套机制，防止市场主体操纵市场交易价格、损害其他主体利益，保障电力市场有效、公平运行

实现监管机制规范化，需要完善事前、事中、事后监管机制。相关监管部门需履行对西北区域电力现货市场的监管职责，主要任务包括对市场参与方的行为和市场交易、调度中心的操作进行监控，对市场规则设计的缺陷提出建言，提出提高电力市场运行效率的建议，对操控市场的行为启动调查并惩处等。具体监管内容包括但不限于监管市场信息披露情况，监测不正当竞争行为，评估市场干预结果，监督、协助应急处理。

市场力管理机制考虑到西北区域电力现货市场的发展程度，分阶段执行：1）区域电力现货市场建设初期，考虑到监管机构的工作难度和相关工作人员经验的不足，可采用监管机构采用定期市场力事前中短期筛选的方法，即每季度、每月或每周进行预测和筛选，找出系统中可能出现的关键节点（位于该节点的发电商由于其所处的位置而具有市场力），由对该类发电商和大用户进行市场力筛选，采取“市场统一价格上限”的措施可有效缓解市场力，且便于监管机构实施；2）当西北区域电力现货市场建设逐步完善时，可采取准实时筛选的方式。在日前市场中按小时筛选，从而判断出不同时段、不同负荷水平下的关键节点。

市场主体信用管理机制，分两阶段实施：1）在西北区域电力现货市场建设的第一阶段，应维持较高的电力市场准入门槛，确保在初期进行市场化交易的成员均具有良好的企业经营情况和社会信用指标，能够应对电力市场化交易的潜在不确定性和风险。电力交易中心和第三方信用评价机构将对市场成员的财务状况和社会信用指标进行评估，根据相应的评价确定市场成员进入电力市场初期所具有的初始信用评价。2）在电力市场建设的第二阶段，电力交易中心应重点考核市场成员的场内能力，鼓励初始规模小但拥有良好经营思路的企业参与市场，场内评价体系会根据成员参与市场化交易的记录对其初始信用额度进行增减，场内指标按照市场主体在电力市场中的行为分为运营能力评价指标和违规行为评价指标。

此外，建立信息披露机制，主要披露电力市场运行情况、价格数据、市场结构信息等。信息披露需遵循充分、易得、准确、及时、对称的原则；建立市场干预机制，对多复杂因素导致市场交易严重不平衡的情况，市场运营方及时介入市场进行干预，以维持市场的稳定运营；建立应急处理机制，当重大事故发生时，在监管机构的监督和协助下，按照事故严重等级，对事故造成的一段时间内的影响进行紧急处理。

主要参考文献

[1] 中华人民共和国 , 美利坚合众国 . 中美气候变化联合声明 [Z]. 2014-11-12.

[2] 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）[Z]. 2015-03-15.

[3] 国家发展改革委办公厅 , 国家能源局综合司 . 关于开展电力现货市场建设试点工作的通知（发改办能源〔2017〕1453 号）[EB/OL]. (2017-08-28)[2018-10-27]. http://www.ndrc.gov.cn/gzdt/201709/t20170905_860117.html.

[4] 广东省经济和信息化委 , 广东省发展改革委 , 南方能源监管局 . 南方（以广东起步）电力现货市场实施方案（征求意见稿）[Z]. 2018-08-28.

[5] 浙江省人民政府 . 浙江省电力体制改革综合试点方案（浙政发〔2017〕39 号）[Z]. 2017-09-30.

[6] 甘肃省工业和信息化委员会 . 关于启动电力现货市场建设试点工作的通知（甘工信发〔2017〕593 号）[EB/OL]. (2017-12-18)[2018-10-27]. http://www.gsec.gov.cn/jingjiyunxing/20171218/1616539303eb8.htm.

[7] 山西省人民政府办公厅 . 关于印发山西省电力市场建设试点方案的通知（晋政办发〔2017〕94 号）[EB/OL]. (2017-08-16)[2018-10-27].

[8] 内蒙古经信委 . 蒙西电力现货市场建设试点方案（征求意见稿）[Z]. 2018-11-27.

[9] PJM. PJM.Working: 2017 PJM Annual Report[EB/OL]. (2018-04-23)[2018-10-28]. https://www.pjm.com/-/media/about-pjm/newsroom/annual-reports/2017-annual-report.ashx?la=en.

[10] 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.

[11] 包铭磊 , 丁一 , 邵常政 , 等 . 北欧电力市场评述及对我国的经验借鉴 [J]. 中国电机工程学报 , 2017,37(17):4881-4892+5207.

[12] Nordic Energy Regulators. About NordREG 2018[EB/OL]. [2018-10-28]. http://www.nordicenergyregulators.org.
[13] SIOSHANSI F P, PFAFFENBERGER W. Electricity market reform: an international perspective[M]. Amsterdam, the Netherlands: Elsevier Science, 2006: 205-234.
[14] 何永秀 , 陈倩 , 费云志 , 等 . 国外典型辅助服务市场产品研究及对中国的启示 [J]. 电网技术 , 2018,42(09):2915-2922.
[15] 刘丹 , 王丽萍 , 纪昌明 , 等 . 北欧统一电力市场的组成和运营模式介绍 (1) 物理市场 : 现货市场、平衡市场和实时市场 [J]. 国际电力 , 2003,7(03):4-7.
[16] 姚建刚 . 区域电力市场竞价交易结构与模式的探讨 [J]. 电力系统自动化 , 2003(22):23-25+55.
[17] 王永福 , 张伯明 , 孙宏斌 , 等 . 国外平衡机制介绍及建设我国实时平衡市场的建议 [J]. 电网技术 , 2003,27(09):10-13.
[18] 董超 , 黄筱曌 . 美国 PJM 电力市场及对广东电力改革的启示 [J]. 云南电力技术 , 2017(01):16-20.
[19] 程兰芬 , 张德亮 , 周保荣 , 等 . 电力市场环境下电能与调频联合优化出清建模与开发 [J]. 机械与电子 , 2017,35(03):29-32.
[20] 边伟 . 电力市场下辅助服务及其竞介模型研究 [D]. 太原理工大学 , 2005.
[21] 黎灿兵 , 康重庆 , 夏清 , 等 . 发电权交易及其机理分析 [J]. 电力系统自动化 , 2003(06):13-18.
[22] 汤慧娣 . 电力市场分区电价理论与应用 [D]. 华北电力大学（北京）, 2009.
[23] 宋嗣博 , 郭红霞 , 杨苹 , 等 . 基于节点边际电价的电力市场分区策略研究 [J]. 电力建设 , 2017,38(09):132-138.
[24] 国家发展改革委 . 省级电网输配电价定价办法（试行）[Z]. 2016-12-22.
[25] 广东省经济和信息化委 , 广东省发展改革委 , 南方能源监管局 . 广东电力市场运营基本规则（征求意见稿）[Z]. 2018.
[26] 刘妍 , 谭建成 . 南方区域大用户参与电力市场交易的现状及展望 [J]. 南方电网技术 , 2017,11(11):68-74.
[27] 冯义 , 张宝平 , 刘慧文 , 等 . 充电设施用电需求参与大用户直接交易模式 [J]. 中国电力 , 2018,51(04):175-179.
[28] 张显 , 耿建 , 庞博 , 等 . 发电权交易在中国节能减排中的应用及分析 [J]. 电力系统自动化 , 2014,38(17):87-90.
[29] 尚金成 . 基于节能减排的发电权交易理论及应用 (一) 发电权交易理论 [J]. 电力系统自动化 , 2009,33(12):46-52.
[30] 刘永奇 , 张弘鹏 , 李群 , 等 . 东北电网电力调峰辅助服务市场设计与实践 [J]. 电力系统自动化 , 2017,41(10):148-154.
[31] 陈达鹏 , 荆朝霞 . 美国调频辅助服务市场的调频补偿机制分析 [J]. 电力系统自动化 ,

2017,41(18):1-9.
[32] 高峰 . 电力市场下 AGC 辅助服务的研究 [J]. 山东工业技术 , 2018(20):248.
[33] 崔勇 . 电力市场环境下无功定价及无功优化模型研究 [D]. 华北电力大学（北京）, 2014.
[34] 李军徽 , 孔明 , 穆钢 , 等 . 电力系统黑启动关键技术研究综述 [J]. 南方电网技术 , 2017,11(05):68-77.
[35] 沈运帷 , 李扬 , 高赐威 , 等 . 需求响应在电力辅助服务市场中的应用 [J]. 电力系统自动化 , 2017,41(22):151-161.
[36] 杨萌 , 张粒子 , 杨巍巍 . 考虑可再生能源参与的调峰交易机制设计 [J/OL]. (2018-08-16)[2018-10-27]. http://kns.cnki.net/kcms/detail/32.1180.TP.20180816.1316.002.html.
[37] 李岩春 , 张化清 , 林伟 , 等 . 调峰辅助服务与电量协调优化的日内安全约束经济调度 [J/OL]. (2018-09-06)[2018-10-27]. http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.3265.TM.20180905.1052.002.html.
[38] 国家发展改革委 . 可再生能源发电全额保障性收购管理办法 [Z]. 2016-03-24.
[39] 国家能源局综合司 . 可再生能源电力配额及考核办法（征求意见稿）[Z]. 2018-03-23.
[40] 北京电力交易中心 . 跨区域省间富余可再生能源电力现货试点规则（试行）[Z]. 2017-08-15.
[41] 国家能源局综合司 . 分散式电力现货市场运营系统功能规范（征求意见稿）[Z]. 2018-04-17.
[42] 邓少平 , 许可 , 刘莉 . 电力市场中市场力形成原因及抑制机制综述 [J]. 通信电源技术 , 2018,35(01):129-131.
[43] 北京电力交易中心 . 北京电力交易中心跨区跨省电力中长期交易实施细则（暂行）[EB/OL]. (2018-08-30)[2018-10-27]. http://www.bj-px.com.cn/html/main/col14/201808/30/20180830102119626314055_1.html.

再生纸印刷

中国电力圆桌
POWER SECTOR ROUNDTABLE

自然资源保护协会（NRDC）
中国北京市朝阳区东三环北路 38 号泰康金融大厦 1706
邮编：100026
电话：＋ 86-10-5927 0688
www.nrdc.cn