

2025-11-26

有色产业服务中心

新能源专题——我国电力市场与电价体系

◆ 核心观点

新中国成立以来，我国电力体制经历多次改革，取得了令人瞩目的成就。目前，我国正深入推进电力市场化改革，加快建设全国统一电力市场体系，以构建新型电力系统为战略目标，保障国家能源安全并推动能源绿色低碳转型。

电力市场纷繁复杂，涉及概念众多，本报告旨在梳理我国电力市场与电价体系，更全面、深刻地理解电力改革的未来走向。

公司资质

长江期货股份有限公司交易咨询业务资格：鄂证监期货字{2014}1号

研究员

 **汪国栋**

✧ 咨询电话：027-65777106

✧ 从业证号：F03101701

✧ 投资咨询编号：Z0021167

目录

一、我国电力体制改革	3
（一）1949–1977 年：高度集中、计划管控	3
（二）1978–1996 年：政企合一、集资办电	3
（三）1997–2001 年：政企分开、公司化改组	3
（四）2002–2014 年：厂网分开、主辅分离	3
（五）2015 年以来：管住中间、放开两头	4
二、我国电力市场	5
（一）电力市场	5
（二）电力市场基础规则体系	5
（三）电力市场成员	6
（四）电力市场双轨制	6
（五）电力中长期市场和电力现货市场	8
（六）新型电力系统	10
三、我国电价体系	11
（一）分段式电价	11
（二）上网电价	12
（三）输配电价	17
（四）销售电价	19
风险提示	28
免责声明	28

一、我国电力体制改革

我国电力体制改革经历了多个阶段，每一次改革都是对前一阶段的总结和提升，以更好地适应经济社会发展的需求。大体可以分为如下几个阶段：

（一）1949-1977 年：高度集中、计划管控

新中国成立初期，我国电力工业基础薄弱。国家成立燃料工业部，设立电业管理总局和东北、华北、华东、中南、西南、西北六个区域电管局，完成了新中国对电力工业的第一次集中管理。电力发、输、配、售由国家垄断，国家电力管理部门集中行业管理与企业生产经营多种职能。通过统一的电力管理体制，国家集中力量进行电力基础设施建设，初步建立了较为完整的电力工业体系。

（二）1978-1996 年：政企合一、集资办电

改革开放初期，我国经济快速发展，原有的高度集中、计划管控的管理模式已无法满足经济发展对电力的需求。通过集资办电，吸引了大量社会资本和外资进入电力行业，极大地增加了电力供应。

（三）1997-2001 年：政企分开、公司化改组

1997 年国家电力公司成立，1998 年国务院机构改革，撤销电力工业部，将原电力工业部的行政管理职能移交原国家经贸委，行业管理职能移交给中电联，国有资产经营职能和企业经营管理职能移交新成立的国家电力公司，中国电力工业实现政企分开。国家电力公司建立了现代企业制度，完成了公司化改组，为后续的厂网分开改革奠定了基础。

（四）2002-2014 年：厂网分开、主辅分离

2002 年，国务院批准《电力体制改革方案》，第一轮电改启动，电力市场化改革开始。2002 年 12 月，国家电力公司拆分为两大电网公司（国家电网公司和南方电网公司）和五大发电集团（华能、大唐、华电、国电、中电投），以及四大电力辅业集团（中国电力工程顾问集团、中国水电工程顾问集团、中国水利水电建设集团、中国葛洲坝集团）。由于改革不彻底和各方利益的博弈，2010 年、2011 年继续深化改革，重组了电网的省设计院、中国电力工程顾问集团公司、中国水电顾问工程集团公司、中国电力工程顾问集团公司和中国葛洲坝集团公司，形成了中国电力建设集团公司(中电建)和中国能源建设集团有限公司(中能建)两大央企。同时在发电企业市场化竞争的过程中，在五大发电集团的基础上，形成了国投电力、国华电力、华润电力、中广核这四小豪门，以及山东鲁能、浙江浙能、上海申能、广东粤能、北京京能等一些地方能源巨头。发电环节打破垄断、引入竞争，而电网企业专注于输电和配电业务，提高了电力行业的整体效率。

```

graph LR
    Root[中国电力系统  
(部分)] --- Main1[国家电网]
    Root --- Main2[南方电网]
    Root --- Main3[发电公司]
    Root --- Main4[中电建]
    Root --- Main5[中能建]
    
    Main3 --- Sub1[五大豪门]
    Main3 --- Sub2[四小豪门]
    Main3 --- Sub3[地方公司]
    
    Sub1 --- S1_1[国电投]
    Sub1 --- S1_2[国能投]
    Sub1 --- S1_3[大唐]
    Sub1 --- S1_4[华能]
    Sub1 --- S1_5[华电]
    
    Sub2 --- S2_1[国投电力]
    Sub2 --- S2_2[国华电力]
    Sub2 --- S2_3[中广核]
    Sub2 --- S2_4[华润电力]
    
    Sub3 --- S3_1[鲁能]
    Sub3 --- S3_2[申能]
    Sub3 --- S3_3[京能]
    Sub3 --- S3_4[浙能]
    Sub3 --- S3_5[.....]
  
```

数据来源：公开资料、长江期货有色产业服务中心

2015年3月，国务院印发《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号文件，简称9号文），按照“管住中间、放开两头”的思路，正式启动了新一轮电力市场化改革。

“管住中间”，主要涉及到输配电价改革，按照准许成本加合理收益原则，核定电网企业准许总收入和分电压等级输配电价。电网企业专注于输配电服务，收取过网费，不再以上网电价和销售电价的价差作为主要收入来源。政府对电网企业的输配电环节进行严格监管，确保电网公平开放和市场公平交易。

新一轮电力体制改革			
总体思路	管住中间 放开两头		
	实施路径	三 放 开	放开竞争性环节电价
放开配售电业务			
放开发用电计划			
一 独 立		交易机构独立规范运行	
		三 强 化	强化政府监管
强化电力统筹规划			
强化电力安全可靠			
配套落实	输配电价	电力市场	交易机构
	售电改革	发用电放开	燃煤自备电厂

数据来源：中国宏观经济研究院能源研究所、长江期货有色产业服务中心

“放开两头”，在发电侧和售电侧实行市场开放准入，引入竞争，放开用户选择权，价格由市场形成，充分发挥市场在资源配置中的决定性作用，主要涉及到发电侧改革、售电侧改革和用户侧改革等。

发电侧改革：放开发电侧市场，允许各类发电企业参与市场竞争，包括新能源发电企业，推动新能源发电成本下降，促进新能源装机容量增长，逐步提高新能源在电力供应中的占比。发电企业与用户或售电公司通过市场交易形成上网电价。

售电侧改革：放开售电市场，允许社会资本成立售电公司，为用户提供多样化的电力服务。售电公司可以代理用户参与市场交易，提供合同能源管理、综合节能和用电咨询等增值服务。用户可以根据自身需求选择不同的售电公司和电力套餐。

用户侧改革：逐步放开工商业用户参与电力市场交易。放开用户侧分布式电源建设，准许接入各电压等级的配电网络和终端用电系统。鼓励用户侧储能项目的发展，通过政策支持和市场机制创新，降低储能项目的运行成本。通过合理的电价和激励政策，引导用户调整用电行为，优化负荷曲线，实现削峰填谷。

本轮电改以来，电力现货市场建设加速，上网电价改革进一步深化，输配电价改革持续优化，分时电价、阶梯电价机制逐步健全，配售电业务加快放开，多元化市场主体参与的新格局正在形成。

二、我国电力市场

（一）电力市场

电力市场的概念分广义和狭义，广义的电力市场是指电力工业发、输、配、供电各环节形成的市场，包括电力现货市场、电力中长期交易市场、辅助服务市场、容量市场以及金融市场；狭义的电力市场是指电力现货市场和电力中长期交易市场。

图 3：电力市场环节



数据来源：公开资料、长江期货有色产业服务中心

近年来，我国电力市场不断发展，全国统一电力市场体系建设逐步推进。2022 年，国家发改委、国家能源局印发《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》，提出要在 2025 年初步建成全国统一电力市场体系，到 2030 年基本建成。

在构建全国统一电力市场体系的总体要求下，电力行业加速市场化转型，体制机制不断创新，多元竞争主体格局初步形成，市场化交易规模逐年扩大，市场配置资源能力持续提升，电力资源正逐步实现全国范围内的高效流动与优化配置。

（二）电力市场基础规则体系

2025 年，涵盖电力市场各品种各环节的“1+6”基础规则体系初步构建完成，从根本上解决了过去市场规则碎片化、差异化的问题，为电力商品自由流动统一度量衡。

1 项基本规则：《电力市场运行基本规则》，为全国统一电力市场体系建设提供基础制度规则遵循，为加快建设高效规范、公平竞争、充分开放的全国统一大市场提供探索实践。

3 项交易品种规则：中长期交易规则、现货交易规则、辅助服务规则，各自发挥作用又紧密协同，为电力更大范围内自由流动和优化配置提供坚实保障。

3 项支撑环节规则：信息披露规则、准入注册规则、计量结算规则，关乎市场运行关键环节，保障交易能够公平、高效、可信进行。

（三）电力市场成员

根据《电力市场运行基本规则》，电力市场成员包括经营主体、电力市场运营机构和电网企业等。其中，经营主体包括参与电力市场交易的发电企业、售电企业、电力用户和新型经营主体（含储能企业、虚拟电厂、负荷聚合商等）；电力市场运营机构包括电力交易机构、电力调度机构。

图 4：电力市场成员



数据来源：《电力市场运行基本规则》、长江期货有色产业服务中心

经营主体在履行市场注册程序后，参与电能量市场交易。发电企业出售自身生产的电能，电力用户可直接在批发市场向发电企业买电，或者找电网企业代理购电，也可以通过零售市场向售电公司买电，售电公司在批发市场向发电企业买电。新型经营主体中，储能企业通过在用电低谷时充电、高峰时放电，平滑电力负荷；虚拟电厂将分布式电源、柔性负荷、储能系统等聚合起来参与市场交易；负荷聚合商则通过整合分布式能源资源和可调节负荷，参与需求侧响应和辅助服务市场。经营主体应当按照有关规定履行交易结果，根据交易结果使用输配电网。

电力市场运营机构为买卖双方参与电力市场化交易提供平台服务。电力市场运营机构按职责负责电力市场交易、电力调度和交易结果执行，以及配套的准入注册、计量结算、信息披露等，维护电力系统的安全稳定运行。

电网企业应当公平开放输电网、配电网，根据交易结果为经营主体提供安全、优质、经济的输配电服务，根据结算依据向经营主体结算相关费用。严格执行国家规定的输配电价，并接受相关电力监管机构的监督检查。

（四）电力市场双轨制

2021 年国家发改委印发《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》，明确燃煤发电全部进入市场、工商业用户也全部进入市场，进而形成政府定价与市场定价并行的“全部煤电及部分其他发电由市场定价、其他发电由政府定价”和“所有工商业用电由市场定价、居民农业用电保持由政府定价”的双轨制。

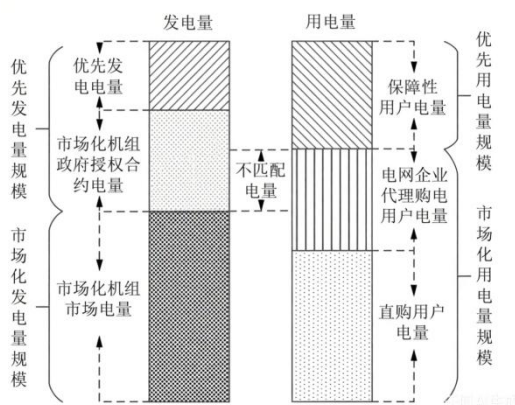
图 5：电力市场双轨制



数据来源：《电力市场运行基本规则》、长江期货有色产业服务中心

在双轨制并行情况下，发、用两侧计划电量及市场电量的不匹配会造成市场结算费用的不平衡，产生双轨制不平衡资金。其中，市场化主体需要承担资金平衡责任，而非市场化主体则不需要承担（山东例外）。

图 6：双轨制不平衡资金的产生机理



数据来源：《中国电力》、长江期货有色产业服务中心

双轨制不平衡资金产生途径主要有三种：优发优购偏差、电网企业代理购电和跨省跨区送电。

1、优发优购偏差 市场结构平衡费用

多数现货省份火电机组已无优发计划，还存在优先发电计划的发电企业多为新能源场站。因此优先发电曲线往往是新能源场站的发电出力曲线，如光伏为典型中午高企的钟型曲线，风光合并曲线依然中午发电功率极高。而优先购电的用户侧全部为居民、农业用户，他们的用电曲线通常是早晚峰高企的鸭子曲线或盆型曲线。优先发电和优先购电曲线不匹配、价格不匹配导致产生不平衡资金。

2、电网企业代理购电

各省在每月月底公布次月电网企业代购电价格，一般与各省月度交易的出清价存在一定关联。电网企业根据用户的历史用电数据预测未来的用电曲线，也有部分省直接使用统调典型曲线作为代购电交易曲线。电网企业在月度代购电交易中根据既定曲线和发电侧主体接受的价格购入代购电量。然而，用电量预测或统调典型曲线和代购电用户实际用电曲线之间难以避免出现偏差，这些偏差部分需通过现货市

场或实时市场由市场化发电机组提供补充电量或者向市场出售。电价固定的用户侧和电价浮动的发电侧之间的价格差异产生不平衡资金。

3、跨省送电

跨省跨区送电也有可能造成大量的双轨制不平衡资金。跨省送电过程中，不平衡资金的形成源于省间市场价格与省内市场价格的不一致，以及受端电网未承担资金平衡责任。尽管送端电网在输电通道关口完成交货，经济责任已经结束，但受端电网的购电计划与实际用户需求之间存在偏差，这些偏差部分的经济责任被转嫁到了受端省省内市场化主体身上，从而形成了不平衡资金。

值得注意的是，双轨制不平衡资金通常只在现货市场中出现，主要是因为传统的中长期市场按照总电量来结算，不涉及实际发用电曲线的逐时匹配。

（五）电力中长期市场和电力现货市场

电力市场交易类型包括电能量交易、电力辅助服务交易、容量交易等。电能量交易作为电力市场交易的核心，按照交易时间维度可分为中长期市场和现货市场（日前、日内、实时），层层递进保障电力供需平衡。在一个稳定健康的电力市场中，电能量的中长期交易是稳定器和压舱石，而现货交易是保障电力市场稳定运行的必要条件。

图 7：双轨制不平衡资金的产生机理

电能量市场类型	交易时间	作用
电力中长期交易	数年、年、月、周、多日	平衡长期供需，稳定市场预期
电力现货交易	日前、日内、实时调度前	发现实时价格、反映供需、实现系统调峰

数据来源：《电力市场运行基本规则》、长江期货有色产业服务中心

电力中长期交易是指对未来某一时期内交割电力产品或服务的交易，包含数年、年、月、周、多日等不同时间维度的交易。经营主体可将未履行的合同全部或部分通过合同转让交易转让给第三方，相关权责一并转让。绿电合同转让交易需相关各方协商一致。

电力现货交易是指通过现货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。4 月，国家发改委、国家能源局印发《关于全面加快电力现货市场建设工作的通知》，明确要求 2025 年底前基本实现省级电力现货市场全覆盖，目前这一目标已经提前实现。其中，山西、广东、山东、甘肃、蒙西、湖北和浙江七省（区）现货市场已转入正式运行。

电力中长期市场与现货市场之间并非孤立存在，而是存在着密切的衔接与互动关系。中长期市场为现货市场提供了价格参考和电量基础，而现货市场则通过实时反映市场供需关系，为中长期市场提供了价格发现和风险管理的手段。

图 8：电力中长期市场和电力现货市场

电能量市场类型	核心功能	功率-时间曲线
电力中长期市场	锁定中远期价格、规避现货价格波动、确定绝大部分交易电量（80%以上），是电力交易的基础盘	呈阶梯状，体现中长期交易对电量的框架性规划，覆盖 0-24 小时周期
日前现货市场	提前一天确定次日各时段的机组开机组合、发电出力曲线及电网安全约束，实现电力电量平衡	曲线更贴近实际用电的峰谷形态，在 0-24 小时内细化电力调度计划，为次日运行做精准安排
日内现货市场	在日前市场关闭后，为市场主体提供滚动修正计划的机会，应对新能源出力波动、负荷预测偏差等突发状况	曲线更加平滑，滚动调整未来 2-4 小时，对冲不确定性
实时现货市场	以最小化调频成本为目标，修正日前与日内计划的残余偏差，保证实时电量平衡，达成 99%以上交易电量（最终实现电力实时匹配）	曲线最平滑，通过实时调整和调频服务，弥合电力供需的瞬时差异，保障电网稳定

数据来源：网络公开资料、长江期货有色产业服务中心

中长期市场中的签约电量占绝大多数。中长期市场签约的电量不能被满足时，就需要通过现货市场对实际用电需求进行补充；中长期市场的电量有剩余时，则可通过现货市场进行销售。

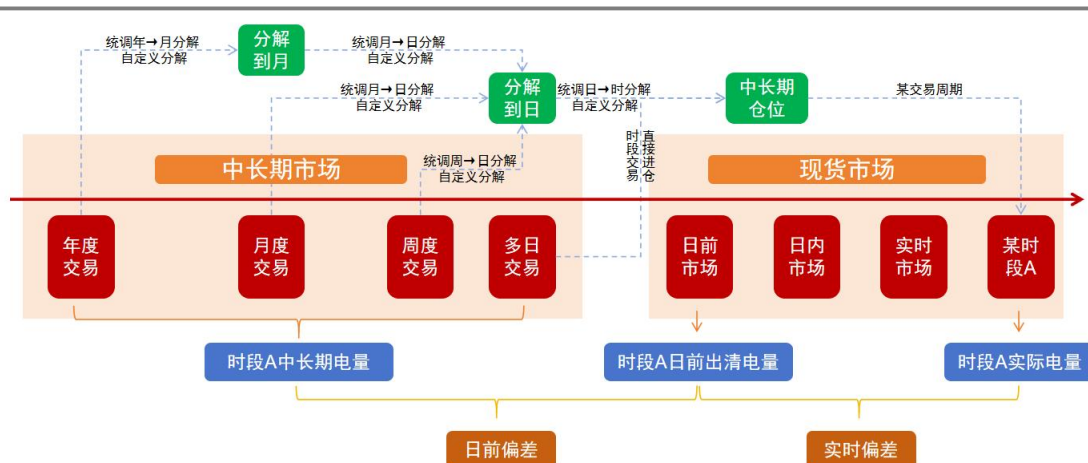
图 9：电力现货市场

维度	时间尺度	核心目标	价格形成	交易频率	风险属性
日前市场	T-1 日确定 T 日 96 时段计划	资源跨日优化	反映全天供需预期	每日 1 次	锁定基线，规避波动
日内市场	T 日滚动调整未来 2-4 小时	偏差修正	衔接日前与实时价格	每 15-60 分钟滚动撮合	对冲不确定性
实时市场	T 日交割前 5 分钟至 1 小时	秒级平衡	体现瞬时稀缺性与阻塞成本	每分钟连续报价	高风险高收益

数据来源：网络公开资料、长江期货有色产业服务中心

中长期市场和现货市场锚定的都是某一段运行时段，这个运行时段也叫做交易周期，比如每 15 分钟，那么每天就有 96 个交易周期。从时间轴上看，从中长期市场，到日前市场再到实时市场，越来越临近这个交易周期。不过就算是最后的实时现货市场，也并非完全意义上的现货。因为电力商品生产即消费，所以实时市场依然是一个事前市场，也就是市场交易完成，结果已经出清，对应的交易周期才到来。实时市场出清的价格相对于实际交易周期，就是事前价格。不过不论是哪个市场，我们交易的目标都是某个交易周期内的电量。

图 10：电力中长期市场和电力现货市场运行机制



数据来源：网络公开资料、长江期货有色产业服务中心

电能量交割方式方面，电力中长期市场的交割方式较为灵活，可以根据市场需求和双方意愿进行调整，可以物理执行，也可以采用差价合约等金融合同形式进行结算。电力现货市场的交割方式则要求物理执行，即交易双方必须在交易时点进行实际的电力交付和支付。这种交割方式确保了电力系统的实时供需平衡，提高了电力资源的配置效率。

电能量结算方面，根据时间先后的顺序，先进行中长期市场中日以上合约的全量结算，再进行日前及实时市场中的差量结算。

发电侧：中长期市场根据中长期合约分解电量，按照合约约定价格进行结算。日前市场根据日前市场出清电量与中长期合约分解电量的偏差电量，按照日前市场节点边际电价进行结算。实时市场根据实际上网电量与日前市场出清电量的偏差电量，按照实时市场节点边际电价进行结算。

用电侧：中长期市场根据中长期合约分解电量，按照合约约定价格进行结算。日前市场根据日前市场申报电量与中长期合约分解电量的偏差电量，按照日前市场统一结算点电价进行结算。实时市场根据实际用电量与日前市场出清电量的偏差电量，按照实时市场统一结算点电价进行结算。

（六）新型电力系统

2021年3月，中央财经委员会第九次会议指出，“十四五”是碳达峰的关键期、窗口期，要构建清洁、低碳、安全、高效的能源体系，深化电力体制改革，构建以新能源为主体的新型电力系统。

图 11：电力中长期市场和电力现货市场运行机制

时间	文件/会议	内容
2021年3月	中央财经委员会第九次会议	首次提出“构建以新能源为主体的新型电力系统”
2021年9月	《关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》	提出“构建以新能源为主体的新型电力系统，提高电网对高比例可再生能源的消纳和调控能力”。这是中央文件首次将新型电力系统作为实现“双碳”目标的关键举措之一
2021年10月	《2030年前碳达峰行动方案》	明确任务：“加快建设新型电力系统”，推动新能源占比逐步提高、电力系统调节能力大幅提升

数据来源：中国政府网、长江期货有色产业服务中心

新型电力系统是以确保能源电力安全为基本前提，以满足经济社会发展电力需求为首要目标，以最大化消纳新能源为主要任务，以坚强智能电网为枢纽平台，以源网荷储互动与多能互补为支撑，具有清洁低碳、安全可控、灵活高效、智能友好、开放互动基本特征的电力系统。

清洁低碳：形成以清洁为主导、电为中心的能源供应和消费体系。在生产侧，实现能源多元化、清洁化、低碳化，大力发展风能、太阳能等可再生能源，减少对化石能源的依赖；在消费侧，实现高效化、减量化、电气化，提高能源利用效率。

安全可控：新能源具备主动支撑能力，分布式、微电网可观可测可控在控。大电网规模合理、结构坚强，构建完善的安全防御体系，增强系统韧性、弹性和自愈能力，确保电力供应的稳定性和可靠性，有效应对各种故障和突发事件。

灵活高效：发电侧和负荷侧调节能力强，电网侧资源配置能力强。通过多源互补、源网协同等方式，实现各类能源互通互济、灵活转换，提升电力系统的整体运行效率，更好地适应负荷的随机波动和新能源的间歇性发电。

智能友好：高度数字化、智慧化、网络化，利用先进的“云-大-物-移-智-链”技术，实现对海量分散供用对象的智能协调控制，使源网荷储各要素能够友好协同运作。

开放互动：适应各类新技术、新设备以及多元负荷大规模接入，与电力市场紧密融合。各类市场主体广泛参与、充分竞争、主动响应、双向互动，形成更加开放、灵活的电力市场环境。

源网荷储是以电源、电网、负荷、储能为核心要素的新型电力系统协同运行模式，通过构建“四位一体”运行体系应对新能源接入引发的频率波动与电力保供等问题，被列为《加快构建新型电力系统行动方案(2024-2027 年)》核心任务，其核心技术包括电化学储能、智慧调度系统及轻量级光伏就地显示平台，并发展虚拟电厂、智能微电网等新业态。

三、我国电价体系

（一）分段式电价

传统电力系统包含四个环节，“发电--输变电--配电--用电”，对应的电价体系按照环节划分为“上网电价体系--输配电价体系--销售电价体系”三段式。

图 12：分段式电价

时期	电价	文件	内容
1984 年以前	一段式电价	电力体制和计划经济模式的自然延续	我国由国家独家办电，发电、输配电和售电一体化运营，未区分供电环节，因而执行一段式电，仅在电力销售环节体现价格
1985-2014 年	二段式电价	《关于鼓励集资办电和实行多种电价的暂行规定》(国发〔1985〕72 号)	为吸引资金投入，在发电环节逐步形成了独立的电价形式，即上网电价
		《关于印发电力体制改革方案的通知》(国发〔2002〕5 号)	启动“厂网分开、竞价上网”改革，二段式电价得以确立
2015 年至今	三段式电价	《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》(中发〔2015〕9 号)	按照“管住中间、放开两头”的体制构架推进电力市场化改革，明确提出“单独核定输配电价”“把输配电价与发售电价在形成机制上分开”等要求，三段式电价正式形成

数据来源：中国政府网、长江期货有色产业服务中心

我国电价体系由三个核心环节构成：上网电价（发电环节）、输配电价（输配环节）和销售电价（终端环节）。三者形成完整的电力价格链条。上网电价：电网企业向发电企业购电的结算价格。输配电价：电网企业提供电能输送、接入和销售服务的总费用。销售电价：终端用户实际支付的电价，包含前两者及附加费用。

（二）上网电价

上网电价按发电资源类型分为煤电、风电、光伏发电、核电、气电、水电、生物质发电、光热发电、抽水蓄能发电等上网电价。在电力市场环境下，上网电价按照功能分为电能量、容量和辅助服务（发电侧）等价格。其中，容量电价和辅助服务费用由电网代收。上网电价形成机制已从全面政府定价，转向以市场化交易为主、政府定价为辅的混合模式。

1、电能量电价

（1）煤电

我国煤电的上网电价先后经历了还本付息电价、经营期电价、标杆电价、市场化定价四个阶段。

图 13：煤电上网电价

时期	电价	文件	内容
1985-2000 年	还本付息电价	《关于鼓励集资办电和实行多种电价的暂行规定》（国发〔1985〕72 号文）	集资办电阶段，利用贷款建设的集资电厂或机组在还本付息期间，按照成本、税金、具有还本付息能力和获取合理利润的原则核定上网电价
2001-2003 年	经营期电价	《关于规范电价管理有关问题的通知》（计价格〔2001〕701 号）	按发电项目经营期核定平均上网电价
2004-2019 年	标杆电价	《关于建立煤电价格联动机制的意见》（发改价格〔2004〕2909 号）	第一轮电改启动，决定建立煤、电价格联动机制，按半年为一个调整周期、电力企业消化 30% 煤价上涨因素的方式测算调整上网电价和销售电价
		《关于深化电煤市场化改革的指导意见》（国办发〔2012〕57 号）	煤、电价格联动机制调整周期改为一年、消纳比例调整为 10%
		《关于完善煤电价格联动机制有关事项的通知》（发改价格〔2015〕3169 号）	明确以中国电煤价格指数 2015 年各省（价区）平均价格作为基准煤价，设立煤价波动启动点和熔断点，两点之间实行累退联动，即煤炭价格波动幅度越大，联动的比例系数越小
2020 年以来	市场化定价	《关于深化燃煤发电上网电价形成机制改革的指导意见》（发改价格规〔2019〕1658 号）	从 2020 年 1 月 1 日起取消煤电价格联动机制，将标杆上网电价机制改为“基准价+上下浮动”的市场化机制，基准价按当地现行煤电标杆电价确定，（国家发改委可根据市场发展适时对基准价进行调整），浮动幅度范围为上浮不超过 10%、下浮原则上不超过 15%，现货交易不受浮动限制
		《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》（发改价格〔2021〕1439 号）	燃煤发电电量全部进入市场，通过市场交易在“基准价+上下浮动”范围内形成上网电价；上下浮动原则上不超过 20%，高耗能企业市场交易电价不受上浮 20% 限制，现货交易不受浮动限制

数据来源：中国政府网、长江期货有色产业服务中心

(2) 风电

我国风电的上网电价先后经历了政府指导价、标杆电价、指导价、平价上网四个阶段。

图 14：风电上网电价

时间	电价	文件	内容
2006 年	政府指导价	《可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法》（发改价格〔2006〕7 号）	风力发电项目的上网电价实行政府指导价，电价标准由国务院价格主管部门按照招标形成的价格确定
2009 年	标杆电价	《关于完善风力发电上网电价政策的通知》（发改价格〔2009〕1906 号）	按风能资源状况和工程建设条件，决定将全国分为四类风能资源区，相应制定风电标杆上网电价
2014 年		《关于海上风电上网电价政策的通知》（发改价格〔2014〕1216 号）	区分潮间带风电和近海风电两种类型确定上网电价；鼓励通过特许权招标等市场竞争方式确定海上风电项目开发业主和上网电价，其上网电价按照中标价格执行，但不得高于同类项目上网电价水平
2019 年	指导价	《关于完善风电上网电价政策的通知》（发改价格〔2019〕882 号）	将陆上风电标杆上网电价改为指导价。新核准的集中式陆上风电项目上网电价全部通过竞争方式确定，不得高于项目所在资源区指导价。指导价低于当地燃煤机组标杆上网电价的地区，以燃煤机组标杆上网电价作为指导价。将海上风电标杆上网电价改为指导价，新核准海上风电项目全部通过竞争方式确定上网电价
2021 年	平价上网	《关于 2021 年新能源上网电价政策有关事项的通知》（发改价格〔2021〕833 号）	2021 年 1 月 1 日开始，新核准的陆上风电项目全面实现平价上网，国家不再补贴

数据来源：中国政府网、长江期货有色产业服务中心

风电的标杆电价及指导价经历多次下调，目前我国风电进入全面平价时代。

图 15：风电标杆电价和指导价变化

单位：元/(kW·h)(含税)

资源区	核准年份和电价						
	标杆价				指导价		
	2009—2014 年	2015 年	2016—2017 年	2018 年	2019 年	2020 年	2021 年
I 类	0.51	0.49	0.47	0.40	0.34	0.29	平价上网
Ⅱ类	0.54	0.52	0.50	0.45	0.39	0.34	
Ⅲ类	0.58	0.56	0.54	0.49	0.43	0.38	
Ⅳ类	0.61	0.61	0.60	0.57	0.52	0.47	
电价演变文件	发改价格〔2009〕1906号	发改价格〔2014〕3008号	发改价格〔2015〕3044号	发改价格〔2016〕2729号	发改价格〔2019〕882号		

数据来源：中国政府网、长江期货有色产业服务中心

(3) 光伏

我国光伏的上网电价先后经历了政府定价、标杆电价、指导价、平价上网四个阶段。

图 16：光伏上网电价

时间	电价	文件	内容
2006 年	政府定价	《可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法》发改价格〔2006〕7 号	太阳能发电项目上网电价实行政府定价，其电价标准由国务院价格主管部门按照合理成本加合理利润的原则制定。
2011 年	标杆电价	《关于完善太阳能光伏发电上网电价政策的通知》发改价格〔2011〕1594 号	参考太阳能光伏电站招标价格，以及我国太阳能资源状况，对非招标太阳能光伏发电项目实行全国统一的标杆上网电价。
2013 年		《关于发挥价格杠杆作用促进光伏产业健康发展的通知》发改价格〔2013〕1638 号	根据各地太阳能资源条件和建设成本，将全国分为三类太阳能资源区，相应制定光伏电站标杆上网电价。对分布式光伏发电实行按照全电量补贴的政策，电价补贴标准为每千瓦时 0.42 元；其中分布式光伏发电系统自用有余上网的电量，由电网企业按照当地燃煤机组标杆上网电价收购。
2019 年	指导价	《关于完善光伏发电上网电价机制有关问题的通知》发改价格〔2019〕761 号	将集中式光伏电站标杆上网电价改为指导价。新增集中式光伏电站上网电价原则上通过市场竞争方式确定，不得超过所在资源区指导价。采用“自发自用、余量上网”模式的工商业分布式光伏发电项目，全发电量补贴标准调整为每千瓦时 0.10 元；采用“全额上网”模式的工商业分布式光伏发电项目，按所在资源区集中式光伏电站指导价执行。能源主管部门统一实行市场竞争方式配置的工商业分布式项目，市场竞争形成的价格不得超过所在资源区指导价，且补贴标准不得超过每千瓦时 0.10 元。采用“自发自用、余量上网”模式和“全额上网”模式的户用分布式光伏全发电量补贴标准调整为每千瓦时 0.18 元。
2021 年	平价上网	《关于 2021 年新能源上网电价政策有关事项的通知》发改价格〔2021〕833 号	2021 年起，对新备案集中式光伏电站、工商业分布式光伏项目，中央财政不再补贴，实行平价上网。

数据来源：中国政府网、长江期货有色产业服务中心

光伏的标杆电价及指导价经历多次下调，目前我国光伏已进入全面平价时代。

图 17：光伏标杆电价和指导价变化

单位：元/(kW·h)(含税)

上网电价/度电补贴(元/度)			2014	2015	2016	2017	2018	2018 0531	2019	2020	2021	2022	2023
集中式电站 (标杆电价)	一类地区		0.9	0.9	0.8	0.65	0.55	0.5	0.4	0.35	不再 补贴	平价	平价
	二类地区		0.95	0.95	0.88	0.75	0.65	0.6	0.45	0.4		平价	平价
	三类地区		1	1	0.98	0.85	0.75	0.7	0.55	0.49		平价	平价
分布式电 站(度 电补 贴)	工商业	全额上网	0.43	0.42			0.37	0.32	同集中 电站	同集中 电站	不再 补贴	平价	平价
		余电上网							0.1	0.05		平价	平价
	户用	全额上网							0.18	0.08	0.03	不再 补贴	平价
		余电上网											平价

数据来源：中国政府网、长江期货有色产业服务中心

（4）水电

水电的上网电价正从传统的计划定价全面转向市场化交易。2001 年以前，水电上网电价基本实行还本付息电价，以成本加合理利润为原则定价，保障投资回报、吸引资金进入，但不利于企业自主控制成本，也不利于企业通过提升效率获得竞争优势。2001 年，国家计委印发《关于规范电价管理有关问题的通知》，实行经营期电价，以固定的电力项目经济寿命周期和先进企业的社会平均成本为基础核定平均上网电价，解决新建项目初期电价过高问题。2004 年，国家发改委印发《关于疏导华北、南方、华中、华东、东北、西北电价矛盾有关问题的通知》，针对水电较丰富的地区核定水电标杆电价。2009 年，由于国家对水电项目开发的移民安置补偿、土地补偿等方面政策做了较大调整，且不同调节性能的水电站投资成本差异悬殊，国家发改委发文取消了水电标杆电价政策。2014 年国家发改委印发《关于完善水电上网电价形成机制的通知》，其中对于 2014 年以后新投产的水电站，鼓励通过竞争方式确定水电价格。

抽水蓄能电站采用两部制电价。2014 年以前，抽水蓄能电站原则上由电网经营企业建设和管理，建设和运行成本纳入电网运行费用统一核定，不单独核定电价。2021 年，国家发改委印发《关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》发布，正式明确抽水蓄能电站实行两部制电价。

（5）核电

核电市场化交易比重正不断提升，基本占到一半。2013 年以前，核电基本实行“一厂一价”，以成本加合理利润为原则定价。2013 年，国家发改委印发《关于完善核电上网电价机制有关问题的通知》，新建核电机组实行每千瓦时 0.43 元标杆电价，超过所在地煤电标杆电价的，以煤电标杆电价为准。2019 年，国家发改委印发《关于三代核电首批项目试行上网电价的通知》，首批试行上网电价的三代核电项目，首批三代核电项目，设计小时数以内的电量（保障内电量）按照政府定价执行，以外的电量（保障外电量）按照市场价格执行。随着煤电市场化全面放开，核电电价进一步向市场化深入。

（6）政府定价

目前上网电价中存在的政府定价，主要是燃煤基准价，以及优先发电计划。燃煤基准价已不再是普遍执行的价格，而是作为市场化交易的价格锚和浮动基准，比如所有燃煤发电的市场化交易均在此基础上通过上下浮动形成。

优先发电计划包括：(1)省内发电资源：纳入规划的风能、太阳能、生物质能、水电、核电、余热、余压、余气、煤层气等电力资源，以及调峰调频电源。(2)跨省区交易计划电量：国家计划（如大型水电、核电）、地方政府间协议电量。其中，部分风电光伏仍为政府定价。136 号文发布后，在平价上网时代前投产的风电、光伏存量项目，仍享受由国家按资源区制定的固定电价补贴（即标杆电价），新增项目采用竞价上网（通过竞争性配置产生电价，通常低于基准价）。核电原则上执行由政府核定的核电标杆电价。部分水电执行由政府核定的“一厂一价”、省内标杆电价。

2、容量电价

容量电价又称为基本电价，是根据用户的用电容量或最大需量计算的固定费用，核心目的是补偿发电企业为维持可靠的发电容量而投入的固定成本。传统的单一制电能电价仅对实际发出的每度电进行补偿，主要覆盖发电的变动成本。在能源转型加速、可再生能源占比快速提升的背景下，传统化石能源发电机组的年利用小时数大幅下降，但其作为保障电力系统安全、应对高峰负荷和可再生能源出力波动的压舱石作用却愈发关键。如果仅依靠参与电能市场竞价，这些机组的固定投资将难以回收，可能导致大规模停机退役或投资意愿急剧下降，从而引发长期的系统性供电短缺风险。

2023 年 11 月，国家发改委、国家能源局印发《关于建立煤电容量电价机制的通知》，决定将煤电单一制电价调整为两部制电价，即煤电的上网电价由“电能量电价”和“容量电价”两部分组成。早期的容量机制只关注煤电，现在逐步将燃气机组、抽水蓄能、电化学储能等各类具备容量价值的资源纳入考量范围。在没有建立辅助服务市场的电力市场中，不同类型的发电机组在电网中的作用各异，成本也存在差异，因此按照发电机组的类型分类制定容量电价，以确保各类发电机组获得合理的成本补偿和投资回报。

根据 2020 年国家发改委印发的《容量成本回收机制工作指引》，容量成本回收机制主要分为稀缺定价机制、容量成本补偿机制和容量市场三类。目前，我国主要采用容量补偿机制，并已开始研究建设容量市场的可行路径。

3、辅助服务

电力辅助服务是指为维持电力系统安全稳定运行，保证电能质量，促进清洁能源消纳，除正常电能生产、输送、使用外，由发电侧并网主体、新型储能、可调节负荷等提供的服务。电力辅助服务分为有功平衡服务、无功平衡服务和事故应急及恢复服务。有功平衡服务包括调频、调峰、备用、转动惯量、爬坡等。无功平衡服务包括自动电压控制、调相运行。事故应急及恢复服务包括稳定切机服务、稳定切负荷服务和黑启动服务。从实践层面看，目前的电力辅助服务主要是有功平衡服务。

调峰服务是指经营主体为跟踪系统负荷的峰谷变化和可再生能源的出力变化，根据调度指令或出清结果调整发用电功率（包括设备启停）所提供的服务。在新能源占比高的系统中，调峰需求集中在午间光伏大发与晚间用电高峰的错配时段。电力现货市场将与调峰市场融合，电力现货市场运行的区域，调峰市场不再运行。

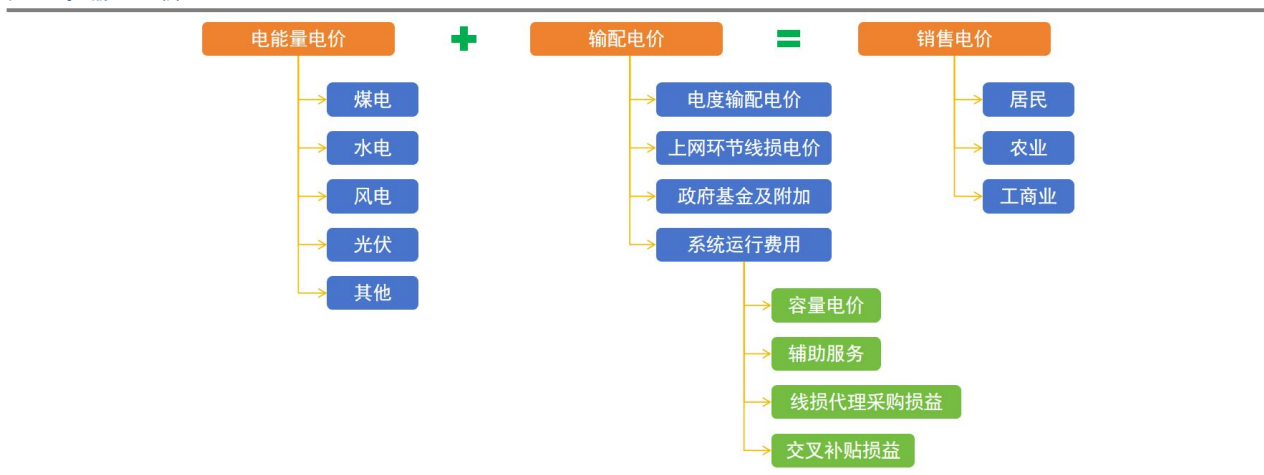
调频服务是指经营主体为减少系统频率偏差（或联络线控制偏差），通过调速系统、自动功率控制等所提供的服务。新能源机组因响应延迟，需搭配快速调频资源。

备用服务是指为满足系统安全运行需要，经营主体通过预留调节能力，并在系统运行需要时于规定时间内调整有功出力的服务。电网预留未使用的发电容量，用于应对发电机组故障或负荷突增。

（三）输配电价

输配电价包括电度输配电价、上网环节线损电价、系统运行费用、政府基金及附加。

图 18：输配电价



数据来源：长江期货有色产业服务中心

1、电度输配电价

输配电价是电网经营企业提供接入系统、联网、电能输送和销售服务的价格总称，由政府制定并实行统一政策、分级管理。

自 2015 年新一轮电改起，输配电价明确按照“准许成本+合理收益”（即准许收入）原则进行核定。这一原则旨在确保电网企业的成本得到合理补偿，并获得合理的收益。准许收入由准许成本、准许收益和税金三部分构成，其中准许成本和准许收益分别以有效资产、收益率、折旧率、人工成本等要素为基础确定。

输配电价通常以三年为一个核定周期，在准许收入核定的基础上，根据省级电网预估的未来三年内发生的用电量来核定输配电价， $\text{输配电价} = \text{准许收入} \div \text{预估用电量}$ 。由于用户侧电压等级不同（330 千伏、220 千伏、110 千伏、35 千伏、20 千伏、10 千伏和不满 1 千伏等），享受的输配电服务也不同，因此输配电价需要根据用户电压等级分别定价， $\text{各电压等级输配电价} = \text{该电压等级总准许收入} \div \text{本电压等级的预估电量}$ 。在三年核价周期内，由于实际用电量与预估电量通常存在偏差，电网企业的实际输配电收入与核定输配电收入可能存在差额。差额部分原则上计入下一监管周期进行统筹处理。因此，在计算未来三年输配电价时，需要考虑上一周期的损益或盈余。

2、上网环节线损电价

线损是电力从发电到用电过程中，在电能量的传输中所损耗的部分，通常包括线路损耗、变压器损耗以及其他电力传输设备的损耗。

2023 年 5 月，国家发改委印发《关于第三监管周期省级电网输配电价及有关事项的通知》，在新发布的分电压等级输配电价表中不再包含线损折价，而是将上网环节线损单列，按综合线损率计算用户应采购的线损电量，以实际购电价格承担线损费用。电力市场暂不支持用户直接采购线损电量的地方，

继续由电网企业代理采购线损电量。

上网环节线损电价按实际购电上网电价和综合线损率计算， $\text{线损电价} = \text{上网电价} \times \text{综合线损率} \div (1 - \text{综合线损率})$ 。上网环节线损电价由全体工商业用户来承担，不论是市场化交易还是电网代理购电。目前电网公布的线损电价虽然是依据代理购电价格得出的，但是由于市场化用户尚不能自行采购线损电量，所以不论是市场化交易还是电网代理购电暂时统一按电网公布的上网环节线损电价进行收费。

3、系统运行费用

系统运行费用是指电力系统在正常运行过程中所产生的各项费用，包括辅助服务费用、抽水蓄能容量电费、煤电容量电费、上网环节线损代理采购损益、交叉补贴新增损益等。

图 19：系统运行费折价

系统运行费用折合度电水平	8=9+10+11+12+13+14
其中：1.辅助服务费用折合度电水平	9
2.抽水蓄能容量电费折合度电水平	10
3.上网环节线损代理采购损益折合度电水平	11
4.电价交叉补贴新增损益折合度电水平	12
5.煤电容量电费折合度电水平	13
6.其他费用-独立储能容量电费折合度电水平	14

数据来源：国网浙江省电力有限公司、长江期货有色产业服务中心

线损代理采购损益：代理采购上网电力时，线路损耗预估和实际情况差异导致的收益或损失。

电价交叉补贴新增损益：交叉补贴通过工商业用户的输配电价，对居民和农业用户的供电成本进行补贴，包含基期交叉补贴和交叉补贴新增损益。基期交叉补贴是预估的，被包含在当期的输配电价中，交叉补贴新增损益则是实际情况和预估的差异导致的收益或损失。

系统运行费用通常基于预估电量进行折价计算，各项费用会根据预估的电量进行分摊和计算，最终汇总形成总价格。系统运行费折价按月测算，由全体工商业用户分摊或分享。

4、政府基金及附加

政府性基金及附加是按照政府核定标准执行的一类特殊财政资金，它专项用于支持特定公共基础设施建设和公共事业发展。目前主要包括重大水利工程建设基金、大中型水库移民后期扶持资金、可再生能源电价附加等。

重大水利工程建设基金：专项用于支持国家重大水利工程建设，如大型水库、堤防、灌区等，以提升国家的防洪、灌溉和供水能力。通常通过电价附加等方式筹集，由电网企业在收取电费时一并征收。

大中型水库移民后期扶持资金：用于解决大中型水库移民的后期扶持问题，包括生产生活补助、项目扶持等，以确保移民的基本生活和发展需求。资金由国家统一筹措，通过电价加价、财政拨款等方式筹集，并纳入中央财政预算管理。

可再生能源电价附加：专项用于支持可再生能源发电项目的补贴和奖励，以促进可再生能源的开发和利用。通过电价附加方式征收，并根据可再生能源发电项目的实际情况进行分配和拨付。

政府性基金及附加按月测算，由全体工商业用户分摊。

（四）销售电价

销售电价是电网经营企业对终端用户销售电能的价格。新中国成立以来，我国销售电价体系经历了多轮改革，从各地分别制定到集中统一管理，再从政府定价向市场化定价。

图 20：销售电价改革

时间	文件	内容
1959 年之前		销售电价由各地分别制定
1960 年	《全国电价目录》	对全国主要电网和工业较发达地区的电价进一步实行统一管理
1975 年	《电、热价格》(水电财字〔1975〕第 67 号)	在规定各省（区、市）目录电价水平的同时，对销售电价按用电类别规范为六大类
2013 年 5 月	《关于调整销售电价分类结构有关问题的通知》(发改价格〔2013〕973 号)	用五年时间，将销售电价分类逐步归并为居民生活、农业生产、工商业及其他用电价格三个类别，并明确了按供电成本和负荷特性计价的销售电价改革方向
2021 年 10 月	《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》(发改价格〔2021〕1439 号)	明确我国从 2021 年 11 月开始取消工商业用户目录电价，居民（含公益性事业用户）、农业用电仍执行目录电价
2023 年 5 月	《关于第三监管周期省级电网输配电价及有关事项的通知》(发改价格〔2023〕526 号)	明确工商业用户用电价格由上网电价、上网环节线损费用、输配电价、系统运行费用、政府性基金及附加组成

数据来源：中国政府网、长江期货有色产业服务中心

《电力法》第 41 条规定销售电价实行同一电网内同一电压等级、同一用电类别执行相同的电价标准的原则。

图 21：销售电价结构（以河北省为例）

国网河北省电力有限公司代理购电工商业用户电价表
(执行时间：2024年12月1日-2024年12月31日)

用电分类		电压等级	非分时电度电价 (元/千瓦时)	其中				分时电度电价 (元/千瓦时)				容（需）量用电价格		
				代理购电 价格	上网环节 线损电价	电度输配 电价	政府性基金 及附加	系统运行费 折价	尖峰	高峰	平时段	低谷	最大需 (元/千瓦·月)	变压器容量 (元/千伏安·月)
公式		—	1=2+3+4+5+6	2	3	4	5	6	7	8	9=1	10	11	12
工 商 业 用 电	单一制	不满1千伏	0.69541075			0.19500000			1.12773875	0.98640075	0.69541075	0.40442075		
		1-10千伏	0.67541075			0.17500000			1.10773875	0.96640075	0.67541075	0.38442075		
		35千伏	0.65541075			0.15500000			1.08773875	0.94640075	0.65541075	0.36442075		
		110千伏	0.65541075			0.15500000			1.08773875	0.94640075	0.65541075	0.36442075		
		220千伏及以上	0.65541075			0.15500000	0.02406875	0.04184200	1.08773875	0.94640075	0.65541075	0.36442075		
	两部制	1-10千伏	0.65371075	0.40960000	0.02490000	0.15330000			1.08603875	0.94470075	0.65371075	0.36272075	35	21.9
		35千伏	0.63371075			0.13330000			1.06603875	0.92470075	0.63371075	0.34272075	35	21.9
		110千伏	0.61371075			0.11330000			1.04603875	0.90470075	0.61371075	0.32272075	32	20
		220千伏及以上	0.59371075			0.09330000			1.02603875	0.88470075	0.59371075	0.30272075	32	20

数据来源：国网河北省电力有限公司、长江期货有色产业服务中心

1、目录电价和市场化电价

目前我国销售电价分为农业生产用电、居民生活用电、工商业及其他用电三类。

图 22：销售电价分类

农业生产用电	农业、林木培育和种植、畜牧业、渔业生产用电，农业灌溉用电，以及农业服务业中的农产品初加工用电
居民生活用电	城乡居民家庭住宅，以及机关、部队、学校、企事业单位集体宿舍的生活用电，还包括城乡居民住宅小区公用附属设施用电（不包括从事生产、经营活动用电）、学校教学和学生生活用电、社会福利场所生活用电、宗教场所生活用电、城乡社区居民委员会服务设施用电以及监狱监房生活用电
工商业及其他用电	除农业生产及居民生活用电以外的用电，包括工业用电和商业用电等

数据来源：国家发展改革委关于调整销售电价分类结构有关问题的通知、长江期货有色产业服务中心

居民生活和农业生产用电均采用目录电价，这是由政府制定的终端用户电力到户价格，包括上网电价、输配电价、政府性基金及附加。优先购电计划的目的：优先购电计划主要面向用户侧，着眼于保障居民、农业、重要公用事业和公益性服务等用电稳定，确保民生用电安全可靠。优先购电计划的定价方式：由电网企业按照政府定价向优先购电用户供电，不参与市场竞争，电网企业对优先购电用户按目录电价收取电费。

工商业及其他用电采用市场化电价，包括上网电价、上网环节线损费用、输配电价、系统运行费用、政府性基金及附加。农业生产用电价格相对最低，居民生活用电价格略高，工商业用电价格最高。

图 23：三类销售电价的购电方式

用电种类	购电方式
农业生产用电	目录电价
居民生活用电	目录电价
工商业及其他用电	直购电
	市场交易购电
	代理购电

数据来源：《电力现货市场基本规则》、长江期货有色产业服务中心

工商业购电分为直购电、市场交易购电和代理购电三种。

直接参与市场交易是指：用电量规模较小、议价能力较弱，但有意愿参与市场交易的用电企业，通过售电公司统筹聚合，由售电公司发挥中间聚合的桥梁作用，将多家用电企业的用电需求整合打包后，以整体规模优势与发电企业进行交易协商，进而提升企业群体的整体议价能力，获得更优惠的电价，降低企业用电成本。

直购电是直接参与市场交易的一种特殊形式。相较于其他用电企业，电力大户凭借自身庞大的用电量，在市场中拥有更强的议价能力。它们与发电企业直接对接，跳过中间环节，能更精准地控制购电成本。该模式下用户可结合自身用电需求与市场行情争取更优电价，实现资源的高效配置。

代理购电是指电网企业为暂未直接参与市场交易的工商业用户提供电力代购服务，用户无需自主参与电力市场交易。国网代理购电的电价会于上一个月的月底在由电网提前公示出来。代理购电是电网公司向电厂购买电力，再将其销售给用电客户，而直接参与市场交易和直购电则是用户直接与电厂进行交易，电网公司仅负责电力传输，用户按规定支付输配费用。

图 24：工商业及居民农业电价构成区别

电价构成	工商业用户电价	居民农业电价
上网电价	交易形成	保障性低价电源
输配电价	国家核定	国家核定
上网线损费	承担	不承担
系统运行费	全部承担	不承担
附加基金	承担	承担

数据来源：网络公开资料、长江期货有色产业服务中心

通常而言，直接参与市场交易和直购电的电价更具优惠。这是因为用户可直接与发电企业协商交易，在电力来源构成中能自主选择更高比例的新能源电力，相比电网代购电模式更具能源结构优势。由于市场竞价以及更多新能源电力的参与，电单价会比国网电价低 16%–28% 不等。代理购电需由电网企业提供电力转售服务，电价中包含了电网企业转售服务成本及相关费用，因此价格通常高于直接交易模式。

2021 年 10 月《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》出台，规定对于未直接参与电力市场化交易的工商业用户，电网企业按市场平均价代理购电。随后《关于组织开展电网企业代理购电工作有关事项的通知》补充规定，电网企业以“报量不报价”方式，作为价格接受者参与市场出清，保障交易公平高效。代理购电价格依据场内集中竞价或竞争性招标方式确定，电网企业月初公开当月代理购电价格。代理购电制度在电力市场化改革中起到过渡和兜底作用。

2、单一制电价和两部制电价

单一制电价，是一种仅根据客户实际使用的电量来计算电费的价格制度，目前适用于居民、农业和小型工商业用户。电费等于实际用电量乘以单一电价，没有固定费用的部分。单一制电价结构相对简单，易于理解和计算。

两部制电价，是一种将电价分为基本电价（容（需）量电价）和电度电价（电量电价）两部分的价格制度，目前只适用于大中型工商业用户。基本电价代表用户的固定费用，即容量成本，是电网企业为用户随时用电配备专门装备而耗用的费用。电量电价则代表用户的电能成本即变动费用，反映企业用电成本中的电能成本。电费由用电容量（或需量）乘以基本电价加上实际用电量乘以电量电价构成。

图 25：单一制电价和两部制电价的区别

	单一制电价	两部制电价
定义	仅按客户实际使用的电量来计算电费，没有固定费用的部分	将电价分为基本电价和电量电价两部分，其中基本电价代表电力企业的固定费用（即容量成本），电量电价代表电力企业的电能成本（即变动费用）
计费方式	电费=实际用电量×单一电价	电费=用电容量（或需量）×基本电价+实际用电量×电量电价
适用范围	适用于居民、农业和小型工商业用户，这些用户的用电量相对较为稳定，没有明显的用电高峰和低谷	适用于大中型工商业用户，这些用户通常用电量较大，且用电负荷波动较大，有明显的用电高峰和低谷
经济激励	缺乏固定费用的部分，无法直接反映电力设备的固定成本，也无法通过电价差异引导用户调整用电行为	通过基本电价和电量电价的结合，能够为用户提供更强的经济激励，促使用户优化用电设备、提高用电效率，并合理安排用电时间以降低峰时负荷
电价灵活性	电价结构相对简单，无法反映不同时间段电力的供需关系和价值差异	电价结构更加灵活多变，能够更好地反映电力市场的供需关系和价格信号，从而引导电力资源的优化配置

数据来源：网络公开资料、长江期货有色产业服务中心

两部制电价结构更为复杂，但能够更全面地反映电力企业的成本结构。

图 26：单一制电价和两部制电价的执行

居民生活用电		执行单一制电价
农业用电		执行单一制电价
工商业用电	用电容量在 100 千伏安及以下	执行单一制电价
	用电容量在 100 千伏安至 315 千伏安之间	可选择执行单一制或两部制电价
	用电容量在 315 千伏安及以上	执行两部制电价，现执行单一制电价的用户可选择执行单一制电价或两部制电价，选择执行两部制后不再变更

数据来源：网络公开资料、长江期货有色产业服务中心

两部制电价能够引导用户合理使用电力资源，降低成本，提高经济效益。通过鼓励用户提高设备利用率，减少空载和轻载运行时间，从而降低电力设备的固定成本。通过峰谷电价机制，鼓励用户在低谷期用电，从而平滑负荷曲线，降低系统峰值负荷，提高能源利用率，降低变动成本。

3、电压等级电价

我国目前的电压等级类型丰富，主要分为安全电压、低压、中压、高压、超高压、特高压这几种。这里的中压、高压、超高压、特高压严格来说都属于高压，为了特指而约定俗成地进行了区分。

图 27：电压等级

电压等级类型	具体电压值	应用场景	划分档次(按标准)
安全电压	42V、36V、24V、12V、6V	防止触电事故，适用于人体易接触的用电设备(如手持电动工具等)	通常为 36V 及以下，42V 安全电压适用于特别危险的环境
低压	220V(单相)、380V(三相)	居民用电、商业用电、小型动力设备(如家庭电器、商铺照明等)	1kV 及以下为低压
中压	6kV、10kV、20kV、35kV	区域配电，6kV 常见于油田、煤矿、发电厂等的厂用电系统，10kV 和 35kV 是城市配电网中常见的电压等级	1kV-35kV 为中压
高压	110kV、220kV	区域性电网输电，连接城市及城郊变电站，通常将 35kV 以上的电压线路称为输电线路	35kV-220kV 为高压
超高压	交流：330kV、500kV、750kV 直流：±500kV、±660kV	跨省、跨区域电力输送，构建长距离骨干电网，500kV 为省级主干网的电压等级	直流 ±800kV 以下为高压；交流 330kV-750kV 为超高压
特高压	交流：1000kV 及以上 直流：±800kV 及以上	超远距离、大容量电力输送(如“西电东送”工程以及特高压交流工程)	交流 1000kV 及以上、直流 ±800kV 及以上为特高压

数据来源：网络公开资料、长江期货有色产业服务中心

我们居民生活用电，农业生产用户的常见电压等级为 220V 和 380V，属于低压电力用户。一般工商业、大工业用户，常见电压等级为 10kV、35kV、110kV、220kV，属于高压电力用户。

低压用户享受末端配电服务，需承担更多设备投资与运维成本，高压用户直接接入骨干电网，单位电量分摊成本更低。220 千伏工业的高电压用户直接从高压电网取电，输电线路短、变压器级数少，而低压电需要经历“220 千伏→10 千伏→380/220 伏”的多次降压，每增加一级降压，就多一层变压器损耗和线路维护成本。此外，在电力传输过程中，电压等级越高，电流越小，输电线路的损耗也就越小。

4、分时电价

为深化电价改革、完善电价形成机制，充分发挥分时电价信号作用，服务以新能源为主体的新型电力系统建设，促进能源绿色低碳发展，2021 年国家发改委印发《关于进一步完善分时电价机制的通知》。

分时电价是按高峰用电和低谷用电分别计算电费的一种电价制度。高峰用电，一般指用电单位较集中，供电紧张时的用电，如在白天，收费标准较高；低谷用电，一般指用电单位较少、供电较充足时的用电，如在夜间，收费标准较低。

图 28：分时电价

分时电价	峰谷电价	尖、峰、平、谷、深
	季节性电价	月、夏季、冬季、丰水期、枯水期、重大节日、其余

数据来源：《电力现货市场基本规则》、长江期货有色产业服务中心

分时电价机制是基于电能时间价值设计，是引导电力用户削峰填谷、保障电力系统安全稳定经济运行的一项重要机制安排，具体分为峰谷电价机制、季节性电价机制等。峰谷电价机制是将一天划分为高峰、平段、低谷等时段，季节性电价机制是将峰平谷时段划分进一步按夏季、非夏季等作差别化安排。

图 29：各省分时电价执行情况

序号	类型	省份
1	夏或冬季执行“尖-峰-平-谷”，其余月份执行“峰-平-谷”	北京、天津、河北、冀北、山西、辽宁、吉林、安徽、福建、河南、湖南、广东、海南、重庆、四川、陕西、青海、上海、江苏、江西、浙江
	其中：重大节日执行“峰-平-深谷”	上海
	重大节日执行“峰-平-深谷”	
	重大节日执行“峰-平-谷-深谷”	江苏、江西、浙江
2	执行“峰-平-谷”	黑龙江、广西、贵州、云南、甘肃、宁夏
3	夏季“尖-峰-平-谷”，其余月份“尖-峰-平-谷-深谷”	山东
4	全年“尖-峰-平-谷”	湖北
5	丰水期“平-谷-深谷”，枯水期“尖-高-平”	西藏
6	1、11、12月份“尖-峰-平-谷”	新疆
	7月份“尖-峰-平-谷-深谷”	
	5、6、8月份执行“峰-平-谷-深谷”	
	5、6、8月份“峰-平-谷”	
7	夏或冬季执行“尖-峰-平-谷-深谷”，其余月份执行“峰-平-谷”	蒙东、蒙西

数据来源：网络公开资料、长江期货有色产业服务中心

电能无法大规模存储，生产与消费需要实时平衡，不同用电时段所耗用的电力资源不同，供电成本存在差异。在集中用电的高峰时段，电力供求紧张，为保障电力供应，在输配环节需要加强电网建设、保障输配电能力，在发电环节需要调动高成本发电机组顶峰发电，供电成本相对较高；反之，在用电较少的低谷时段，电力供求宽松，供电成本低的机组发电即可保障供应，供电成本相对较低。峰谷电价制度能充分发挥价格的经济杠杆作用，调动用户削峰填谷、均衡用电的积极性，峰谷电价的应用，缓和了电力供需矛盾，提高了电网负荷率和设备利用率，达到控制高峰负荷、充分利用电网低谷电量，充分挖掘发、供电设备的潜力，全面提高全社会的经济效益的目的；同时也达到了成本合理分摊的目的。

各省统筹考虑当地实际情况设置浮动比例，一般按照用户类型、电压等级、月份等方面划分浮动比例。大多数省份中，执行峰谷分时政策的用户尖、峰段上浮的比例和谷段下浮的比例全年保持一致，各类用户执行相同的上下浮比例。

图 30：各省分时电价时段划分

		各省峰谷分时时段划分																							
省份	月度	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
北京	7-8月份																								
	1、12月																								
	其他月份																								
天津	7-8月																								
	1、12月																								
	其他月份																								
河北	6、7、8月																								
	1月、2月、12月																								
	其他月份																								
湖北	6、7、8月																								
	1月、11、12月																								
	其他月份																								
山西	单一制(全年)																								
	大工业(其他月份)																								
	大工业(1、7、8、12月)																								
山东	1-5月、9-12月																								
	6-8月																								
	1-5月、9-12月																								
陕西	6-8月																								
	1月、7月、8月、12月																								
	2-6月、9-11月																								
吉林	1、7-8、11-12月																								
	2-6、9-10月																								
	全年																								
黑龙江	一般工商业及其他单一制用电																								
	一般工商业及其他两部制、大工业两部制用电：7月、8月																								
	一般工商业及其他两部制、大工业两部制用电：9月																								
上海	一般工商业及其他两部制、大工业两部制用电：1、12月																								
	一般工商业及其他两部制、大工业两部制用电：其他月份																								
	执行大工业用电价格的“五一”劳动节、国庆节、春节（如2月）的用户：																								
江苏	100千伏安及以上的工业：2-6月、9-11月																								
	315千伏安及以上的工业：7、8月																								
	315千伏安及以上的工业：1、12月																								
浙江	315千伏安及以上的工业用电：五一、十一、春节																								
	1、7、8、12月																								
	2-6月、9-11月																								
安徽	五一、十一、春节（以2月为例）																								
	7月、8月、9月（100千伏安及以上工商业用户）																								
	1月、12月（100千伏安及以上工商业用户）																								
安徽	其他月份（100千伏安及以上工商业用户）																								
	7月、8月（用电容量315千伏安及以上执行工商业两部制电价和峰谷分时电价的工业用电）																								
	1月、12月（用电容量315千伏安及以上执行工商业两部制电价和峰谷分时电价的工业用电）																								



尖峰时段根据前两年当地电力系统最高负荷 95%及以上用电负荷出现的时段合理确定，并考虑当年电力供需情况、天气变化等因素灵活调整；尖峰电价在峰段电价基础上上浮比例原则上不低于 20%。

为了促进资源节约型和环境友好型社会建设，逐步减少电价交叉补贴，理顺电价关系，引导居民节约用电，国家发展改革委制定了《关于居民生活用电试行阶梯电价的指导意见的通知》（发改价

格〔2011〕2617号）。

居民阶梯电价是指把用户均用电量设置为若干个档位，其用电价格随用电量增加呈阶梯状逐级递增的一种电价定价机制，主要是引导居民合理用电、节约用电。在电费标准中居民用电分为“合表”和“一户一表”，合表用户一般为物业代收电费，一户一表用户则是直接向供电公司缴纳电费。

图 31：居民生活电价表（以浙江为例）

单位：元/千瓦时（含税）

用电分类	电压等级		电度电价	分时电价		
				尖峰电价	高峰电价	低谷电价
居民生活用电	不满1千伏 “一户一表” 居民用户	年用电2760千瓦 时及以下部分	0.5380		0.5680	0.2880
		年用电 2761-4800千瓦 时部分	0.5880		0.6180	0.3380
		年用电4801千瓦 时及以上部分	0.8380		0.8680	0.5880
	不满1千伏合表用户		0.5580			
	1-10千伏及以上合表用户		0.5380			
	农村1-10千伏		0.5080			

数据来源：国网浙江电力有限公司、长江期货有色产业服务中心

在阶梯电价标准下，用电量每达到一个量级，则处于此量级区间里面的用电量就按照相应电价标准收费。居民阶梯电价的标准不是全国统一的，对于不同阶梯、不同地区、是否开通分时电价等情况，电价都有所不同。

目前居民阶梯电价的结算周期有两种：年周期和月周期。以年为结算周期执行：其中部分地区依照1月至12月为周期进行结算；部分地区依照7月至次年6月为周期进行结算。以月为结算周期执行：部分地区依照一个月为周期进行结算，部分地区依照两个月为周期进行结算。我国大多数地区都是以年为周期执行阶梯电价。

我们的优质服务

市场研判专业报告



产业调研一手资讯



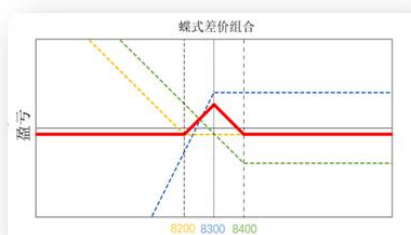
行情交流操作指导



仓单交割质押融资



套保期现期权设计



产业沟通资源对接



风险提示

本报告仅供参考之用，不构成卖出或买入期货、期权合约或其他投资标的的要约或邀请。在任何情况下，本报告中的信息和意见均不构成对任何个人的投资建议。任何形式的分享投资收益或者分担投资损失的书面或口头承诺均为无效。投资者应当充分了解报告内容的局限性，结合自己的投资目标和财务状况自行判断是否采用本报告所载内容和信息并自行承担风险，我公司及员工对投资者使用本报告及其内容而造成的一切后果不承担任何法律责任。

免责声明

长江期货股份有限公司拥有交易咨询资格。长江期货系列报告的信息均来源于公开资料，本公司对这些信息的准确性和完整性不作任何保证，也不保证所包含的信息和建议不会发生任何变更。本报告所载资料、意见及推测仅反映在本报告所载明日期的判断，本公司可随时修改，毋需提前通知，投资者应当自行关注相应的更新或修改。本公司已力求报告内容的客观、公正，但文中的观点、结论和建议仅供参考，不代表对期货价格涨跌或市场走势的确定性判断。报告中的信息或意见并不构成所述期货的买卖出价，投资者据此作出的任何投资决策与本公司和作者无关。本公司及作者在自身所知情范围内，与本报告中所评价或推荐的交易机会不存在法律法规要求披露或采取限制、静默措施的利益冲突。

本报告版权仅为本公司所有，未经本公司书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制、发布、引用或再次分发他人，或投入商业使用。如征得本公司同意引用、刊发，需在允许的范围内使用，并注明出处为“长江期货股份有限公司”，且不得对本报告进行有悖原意的引用、删节和修改。本公司保留追究相关责任的权利。

联系方式

地址：武汉市江汉区淮海路 88 号 13、14 层

邮编：430000

电话：(027) 65777106

网址：<http://www.cjfc.com.cn>