

电力市场基本原理

BASIC PRINCIPLES OF ELECTRICITY MARKET

时间：2025年9月

目录

Contents

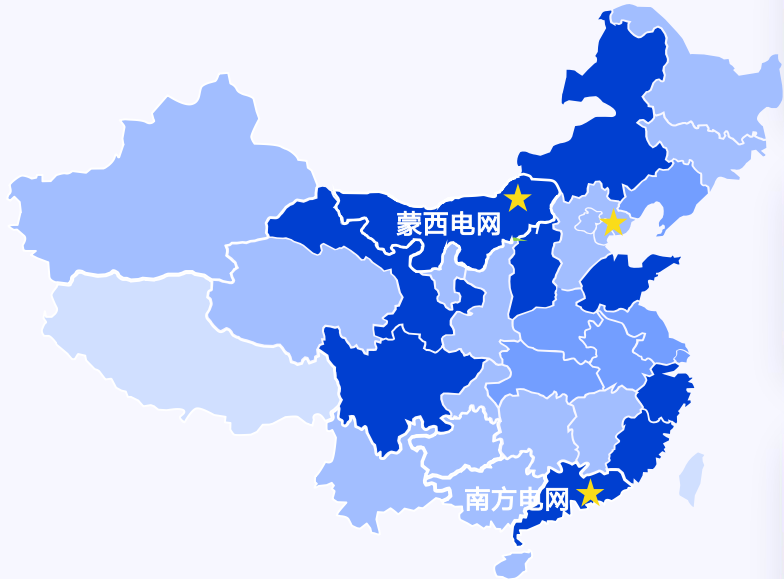
- 01. 电力市场建设进展
- 02. 电力市场基本概念
- 03. 电力市场组织体系
- 04. 电力中长期市场
- 05. 电力现货市场
- 06. 辅助服务市场
- 07. 省间现货市场

01

电力市场建设进展

现阶段全国电力市场建设情况

2024年总体开展情况



2017年

全国市场化交易电量
1.63 万亿千瓦时，
占比 26%

2023年

全国市场化交易电量
5.70 万亿千瓦时，
占比 61.4%

2024年

全国市场化交易电量
6.18 万亿千瓦时，占
比 62.7% [1]

首批8个省份/地区现货试点

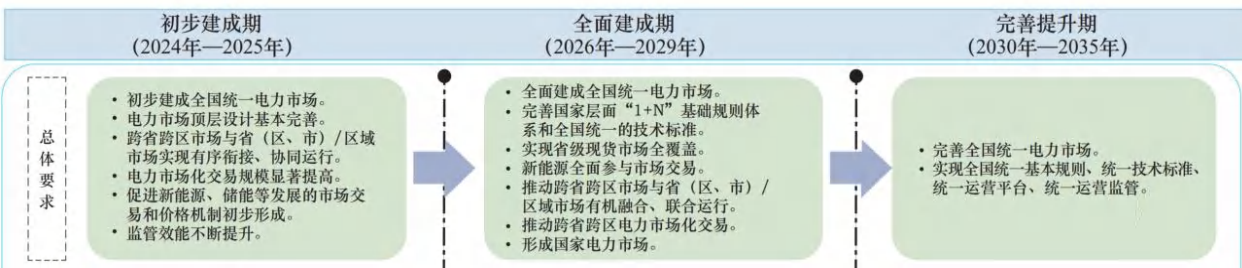
二批6个省份/地区现货试点

33个省份/地区均已开展电力直接交易

西藏已发布电力直接交易方案

■关键政策文件

- 2015年3月15日，《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）正式发布，拉开了新一轮电力市场改革的大幕。
- 2021年10月，国家发改委发布了《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），提出有序放开全部燃煤发电电量上网电价、扩大市场交易电价上下浮动范围、推动工商业用户都进入市场、取消工商业目录销售电价、保持居民和农业用电价格稳定等重要内容。
- 2022年1月，国家发展改革委、国家能源局正式印发《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》（发改体改〔2022〕118号），提出到2025年，全国统一电力市场体系初步建成。
- 2025年2月9日，国家发改委、国家能源局发布《深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136号），深化新能源上网电价市场化改革，推动新能源上网电量全面进入电力市场、通过市场交易形成价格。
- 2025年4月29日，国家发改委、国家能源局发布《关于全面加快电力现货市场建设工作的通知》（发改办体改〔2025〕394号），全面加快电力现货市场建设，2025年底前基本实现电力现货市场全覆盖，全面开展连续结算运行。



全国统一电力市场建设规划

一批电力现货试点：山西、广东、山东、甘肃、蒙西、省间现货、浙江已转入正式运行，福建进入连续结算试运行，四川预计2025年底进入连续结算试运行。

二批电力现货试点：湖北已转入正式运行。辽宁、江苏、安徽、河南、上海作为二批现货试点均已进入结算试运行。

其他地区：交易规则及交易系统基本已经启动，江西、湖南、陕西、宁夏、重庆、河北南网、南方区域（包括广东、广西、云南、贵州、海南）已于2025年内开展结算试运行。

“1+6”基础规则体系：

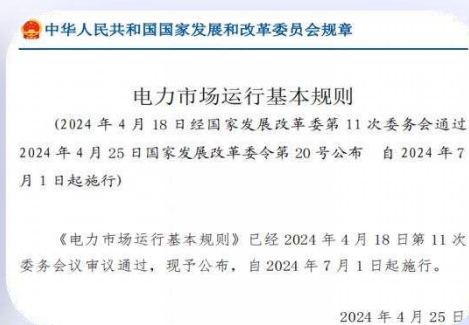
- 《电力市场运行基本规则》作为总纲，为整个市场提供了顶层设计和基本遵循。
- 三项交易规则（中长期、现货、辅助服务）构成了电力市场交易的“三驾马车”，覆盖了从长期到实时、从电能到安全服务的所有交易品种。
- 三项支撑规则（注册、信息披露、计量结算）则是保障市场能够公平、透明、高效运行的关键基础设施，维护着市场的秩序和信誉

1



6

《电力市场运行基本规则》



《电力中长期交易基本规则》

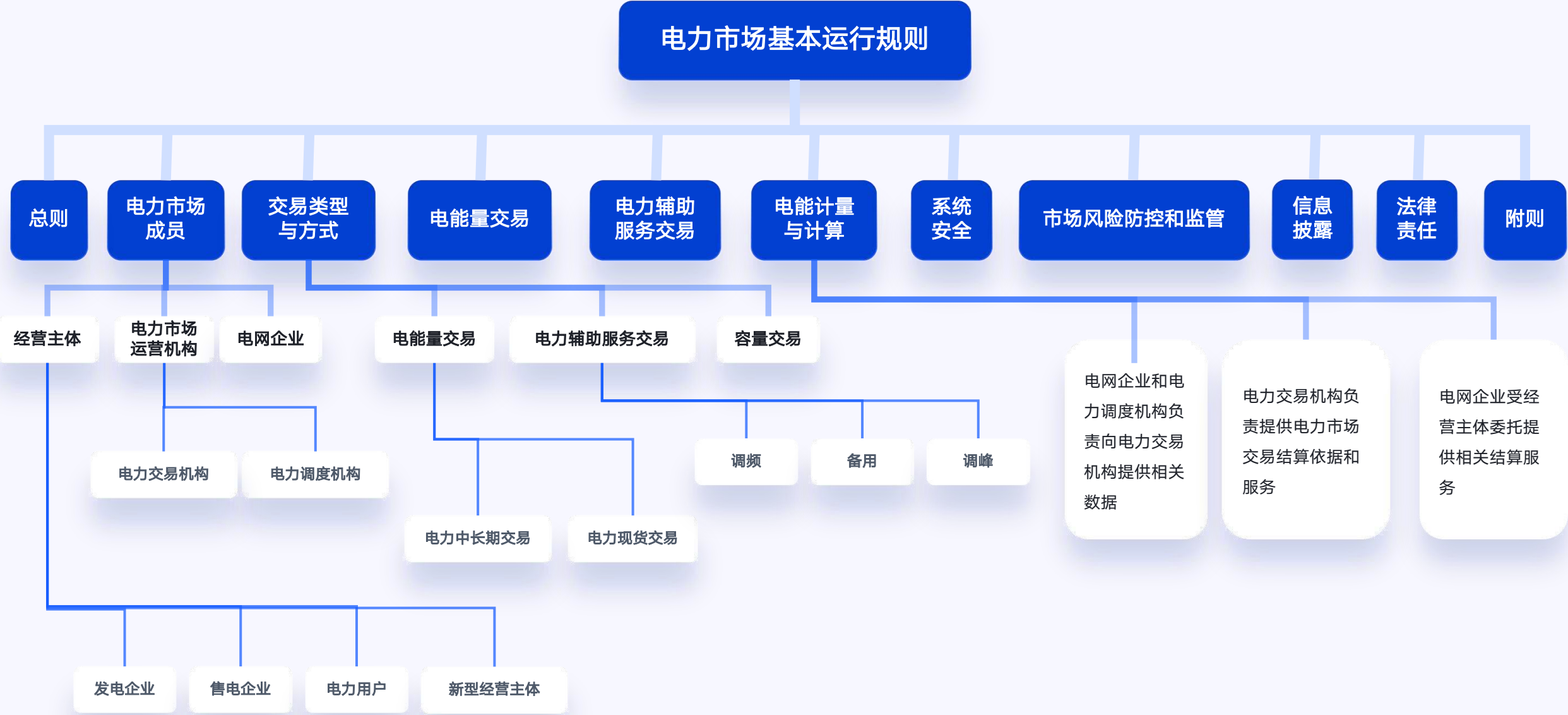
《电力现货市场基本规则》

《电力辅助服务市场基本规则》

《电力市场注册基本规则》

《电力市场信息披露基本规则》

《电力市场计量结算基本规则》





《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》

国家发展改革委和国家能源局于**2025年2月9日**联合发布了《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136号，以下简称“136号文”）。这一政策旨在推动新能源上网电价全面市场化，促进新能源行业的高质量发展，助力实现“双碳”目标。



核心改革内容

1.推动新能源上网电价全面市场化：

1. 新能源项目（风电、太阳能发电）的上网电量原则上全部进入电力市场，电价通过市场交易形成。
2. 完善现货市场和中长期市场交易规则，缩短交易周期，提高交易频次，实现周、多日、逐日开市。

2.建立新能源可持续发展价格结算机制：

1. 对纳入机制的电量，当市场交易价格低于机制电价时，给予差价补偿；高于机制电价时，扣除差价。这种“多退少补”的方式旨在稳定企业收益预期。
2. 机制电价、电量规模和执行期限由省级价格主管部门会同相关部门确定。

3.区分存量和增量项目分类施策：

1. 存量项目（2025年6月1日前投产）：电价与现行政策衔接，电量规模由各地根据实际情况确定，机制电价不高于当地煤电基准价。
2. 增量项目（2025年6月1日及以后投产）：机制电价通过市场化竞价方式确定，电量规模根据国家下达的消纳责任权重动态调整。



电力现货市场加速推进



中华人民共和国国家发展和改革委员会
National Development and Reform Commission

热门搜索：油价 能源 承装 十三

请输入关键字

首页

机构设置

新闻动态

政务公开

政务服务

首页 > 政务公开 > 政策 > 通知

关于全面加快电力现货市场建设工作的通知(发改办体改〔2025〕394号)

发布时间：2025/04/29 来源：体改司 [打印]

微博 微信

**国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于
全面加快电力现货市场建设工作的通知**

发改办体改〔2025〕394号

各省、自治区、直辖市、新疆生产建设兵团发展改革委、能源局，天津市工业和信息化局、内蒙古自治区工业和信息化厅、辽宁省工业和信息化厅、广西壮族自治区工业和信息化厅、重庆市经济和信息化委员会、四川省经济和信息化厅、甘肃省工业和信息化厅，北京市城市管理委员会，国家能源局各派出机构，中国核工业集团有限公司、国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司、中国华能集团有限公司、中国大唐集团有限公司、中国华电集团有限公司、国家电力投资集团有限公司、中国长江三峡集团有限公司、国家能源投资集团有限责任公司、国家开发投资集团有限公司、华润（集团）有限公司、中国广核集团有限责任公司、内蒙古电力（集团）有限责任公司，北京电力交易中心、广州电力交易中心、中国电力企业联合会：

为贯彻落实党的二十大和二十届二中、三中全会精神，围绕构建全国统一大市场要求建设全国统一电力市场，全面加快电力现货市场建设，2025年底前基本实现电力现货市场全覆盖，全面开展连续结算运行，充分发挥现货市场发现价格、调节供需的关键作用，现就有关工作通知如下：

一、湖北电力现货市场要在2025年6月底前、浙江电力现货市场要在2025年底前转入正式运行，安徽、陕西力争在2026年6月底前转入正式运行。2025年底前，福建、四川、辽宁、重庆、湖南、宁夏、江苏、河北南网、江西、河南、上海、吉林、黑龙江、新疆、蒙东、青海要启动现货市场连续结算试运行。

二、2025年底前，南方区域电力现货市场要启动连续结算试运行，京津冀电力市场要创造条件启动模拟试运行，省间现货市场要实现发电企业参与省间现货购电，并加紧研究售电公司、电力用户直接参与省间现货交易的机制。市场建设要充分考虑各地合理诉求，加快形成工作合力，更好促进资源大范围优化配置。

- 2025年4月29日，国家发改委、国家能源局发布《关于全面加快电力现货市场建设工作的通知》（发改办体改〔2025〕394号），全面加快电力现货市场建设，**2025年底前基本实现电力现货市场全覆盖，全面开展连续结算运行。**
- 湖北电力现货市场要在2025年6月底前、浙江电力现货市场要在2025年底前转入正式运行，安徽、陕西力争在2026年6月底前转入正式运行。2025年底前，福建、四川、辽宁、重庆、湖南、宁夏、江苏、河北南网、江西、河南、上海、吉林、黑龙江、新疆、蒙东、青海要启动现货市场连续结算试运行。
- 2025年底前，南方区域电力现货市场要启动连续结算试运行，京津冀电力市场要创造条件启动模拟试运行，省间现货市场要实现发电企业参与省间现货购电，并加紧研究售电公司、电力用户直接参与省间现货交易的机制。市场建设要充分考虑各地合理诉求，加快形成工作合力，更好促进资源大范围优化配置。
- 现货市场正式运行和连续结算试运行的省份，2025年底前要实现用户侧主体参与现货市场申报、出清、结算，并建立适应新型经营主体需求的准入要求、注册程序、报价方式、结算考核等机制。参与现货市场交易的经营主体中长期签约履约比例必须要符合国家能源安全保供要求。

第一批试点地区电力现货市场建设进展

第一批现货试点省份

第二批现货试点省份

甘肃 ★

2024年9月5日起转入**正式运行**

四川

预计2025年底开始连续结算试运行

广东 ★

2023年12月28日起转入**正式运行**

蒙西 ★

2025年2月24日转入**正式运行**

山西 ★

2023年12月22日转入**正式运行**

山东 ★

2024年6月17日转入**正式运行**

浙江 ★

2025年8月8日转入**正式运行**

福建

2025年底前开始连续结算试运行

第二批试点地区电力现货市场建设进展

第一批现货试点省份

第二批现货试点省份

辽宁

2025年3月开始连续结算试运行

河南

2025年9月进行整月结算试运行

湖北★

2025年6月6日转入**正式运行**

江苏

2025年9月开始连续结算试运行

上海

2025年5月进行了整月结算试运行

安徽

2024年12月31日开始连续结算试运行



电力现货市场建设进展

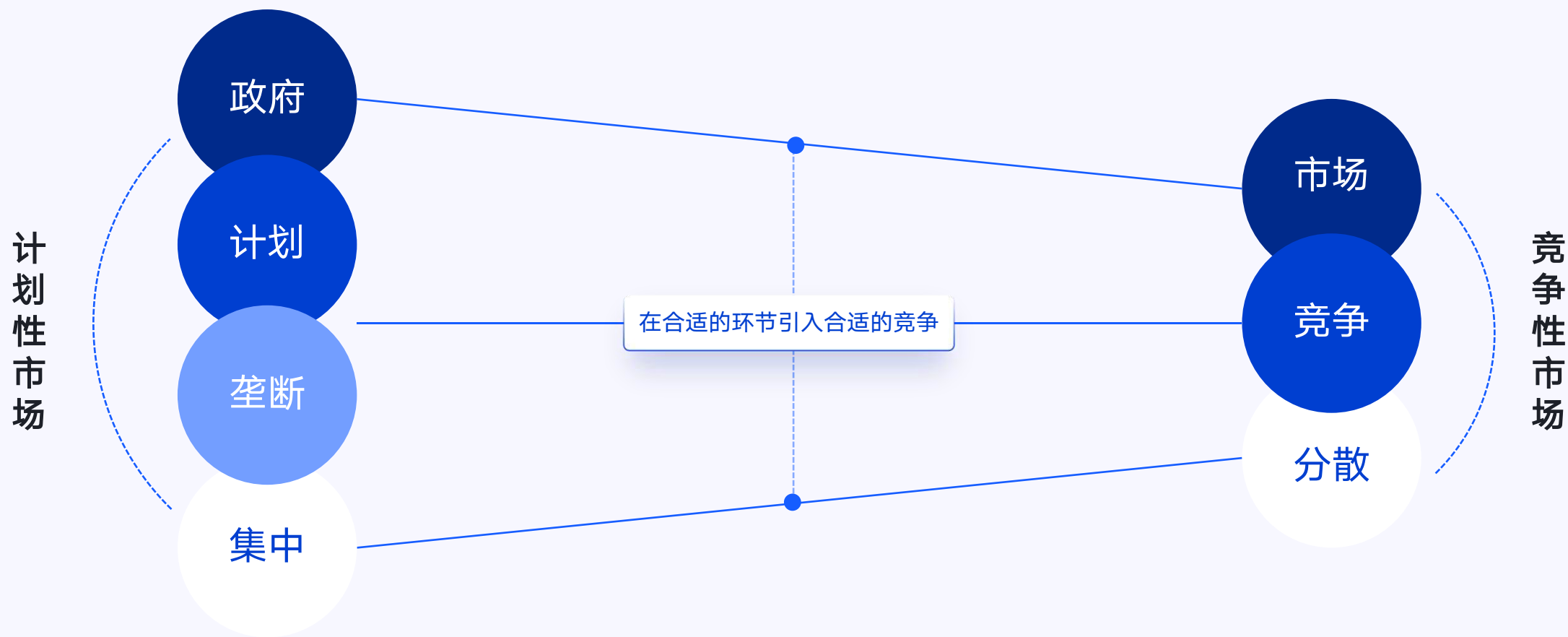
区域	省份	模拟/调电试运行	长周期结算试运行	连续结算试运行	正式运行
国网华北	北京				
	天津				
	河北南网				
	冀北				
	山东				
国网华东	山西				
	安徽				
	福建				
	上海				
	江苏				
国网华中	浙江				
	湖北				
	湖南				
	河南				
	江西				
国网东北	吉林				
	黑龙江				
	辽宁				
	蒙东				
	甘肃				
国网西北	宁夏				
	青海				
	陕西				
	新疆				
	四川				
国网西南	重庆				
	蒙西				
内蒙古电网	省间（国网、蒙西）				
南网	广东				
	广西				
	贵州				
	云南				
	海南				

02

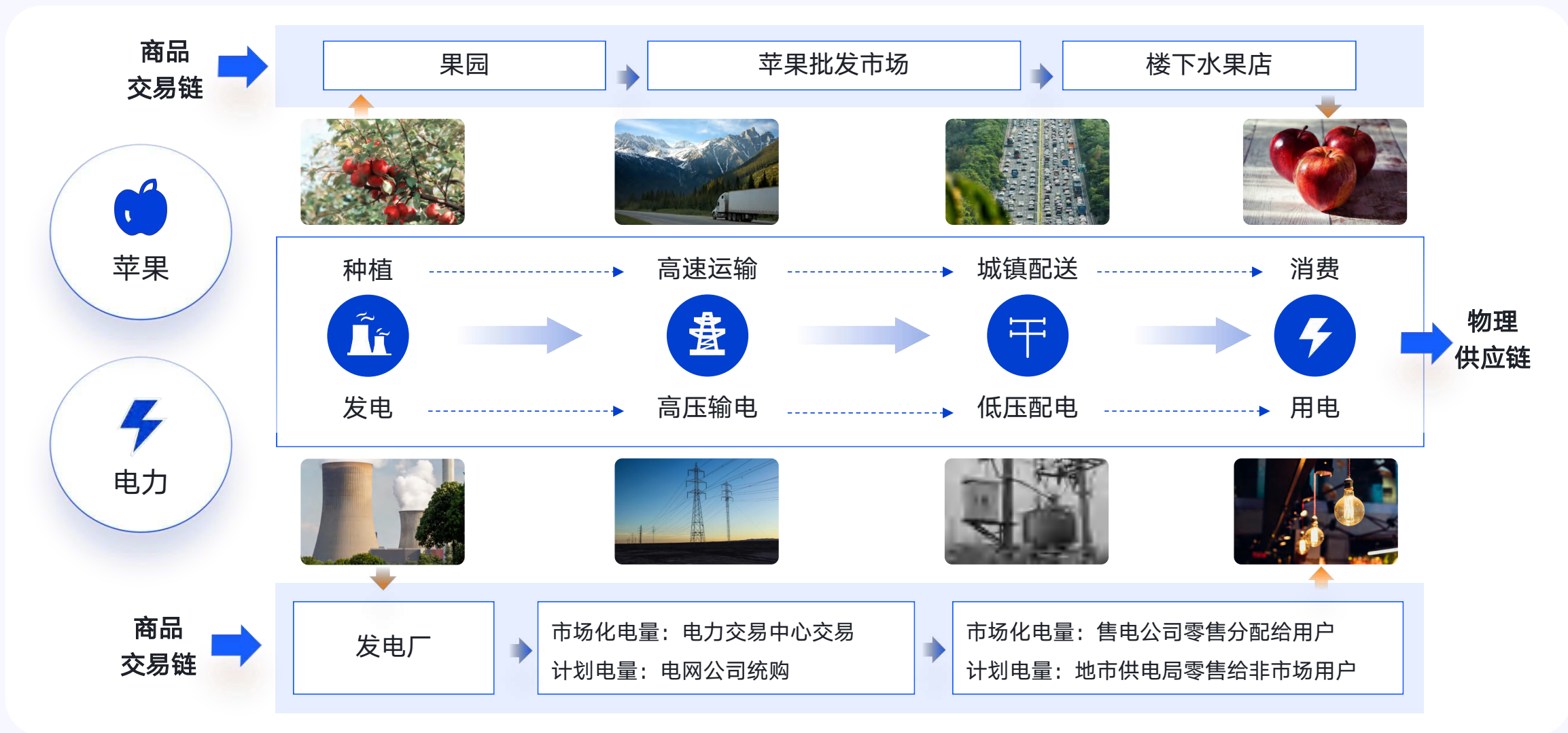
电力市场基本概念



什么是电力市场改革

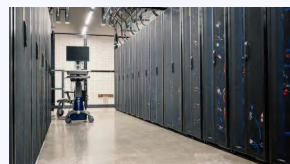
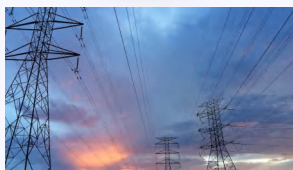


市场的目标——资源最优配置





电力生产流程与特点



生产和消费
同时发生

不能大规模储存

依赖于网络和
输变电设备

能量流动遵循
物理定律

具有时间价值和
空间价值



电力系统特点——实时平衡、不能大规模储存

□ 电力的生产和使用需要实时平衡相等

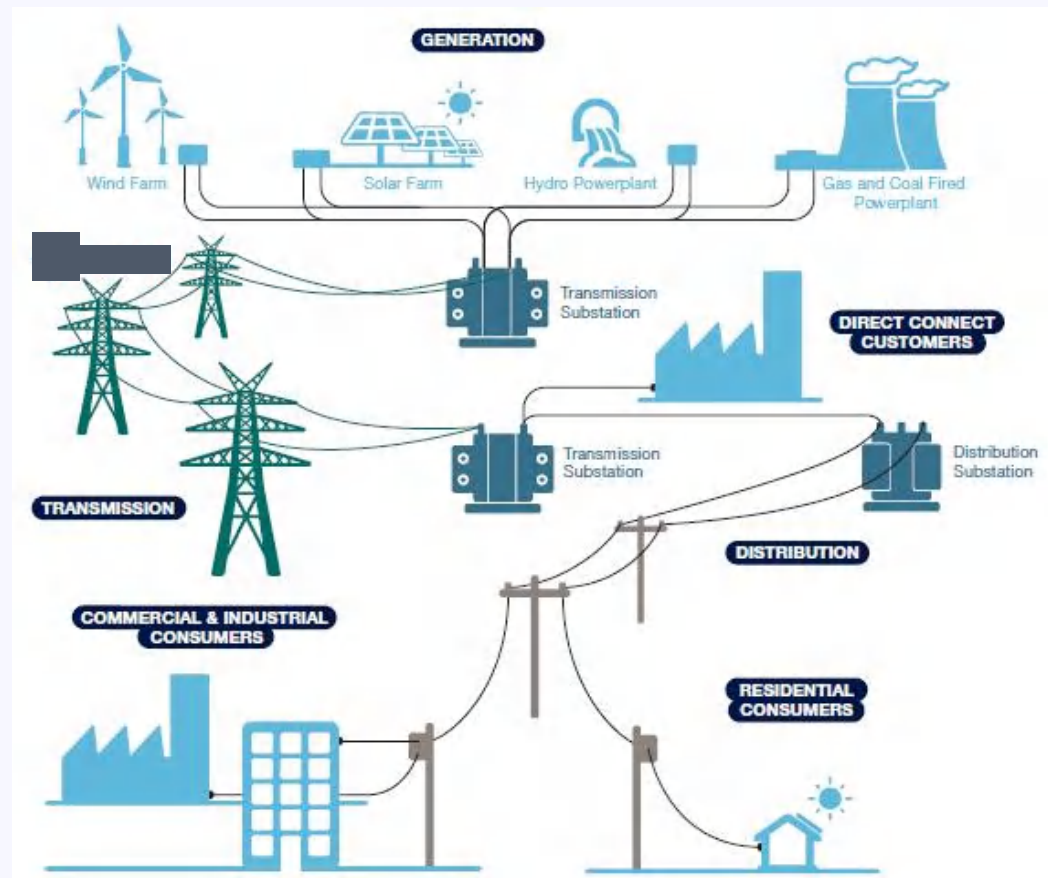
- 总发电功率-损耗=总用电负荷
- 不平衡会导致**频率、电压**偏离正常范围、影响电能质量和电力系统安全

✓ 需要由统一的集中调度机构统筹调度保障电力系统平衡

□ 电能量不能大量储存

- 现有储能技术不能满足大规模电能量储存
- 电能量储存和释放均有较大能量损耗

✓ 电能量的生产、运输和使用同时发生

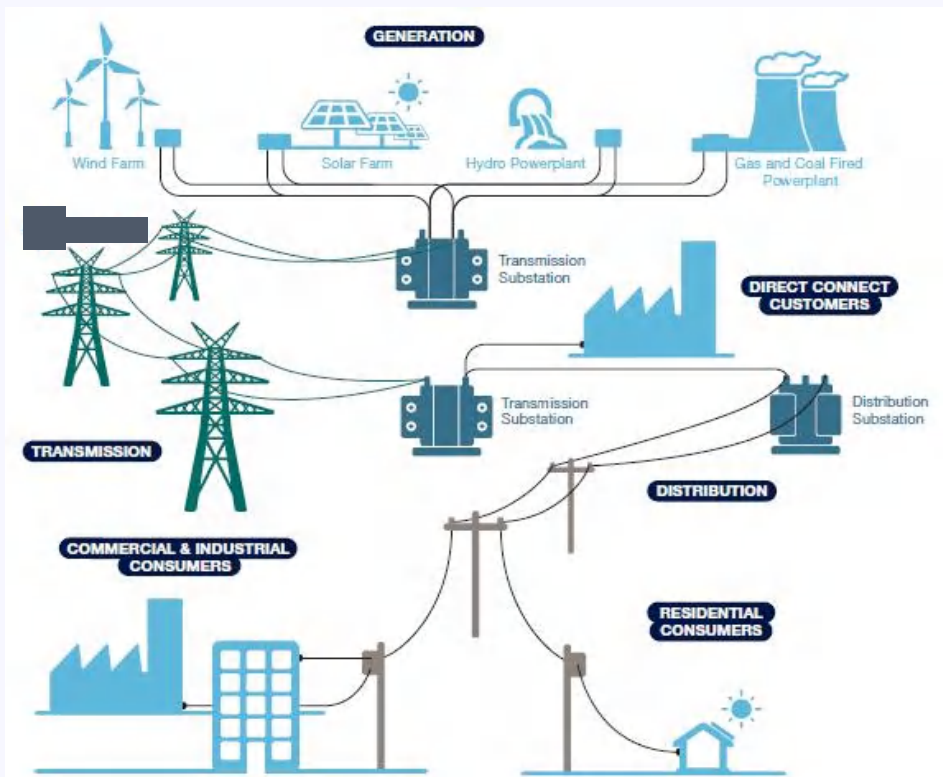




电力系统特点——依赖网络传输并遵循物理定律

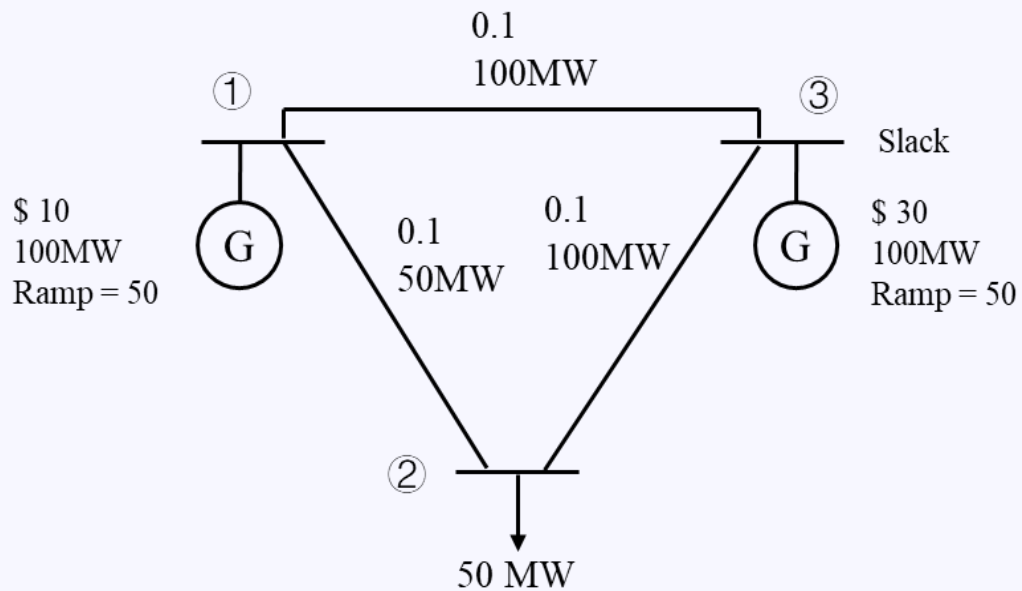
□ 电能量的网络传送附带损耗

- 网络传送损耗（网损）、变压器变压损耗



□ 电能量网络传送容量具有电气物理特点

- 不能简单加和，需要考虑电气物理特性



电力市场与普通商品市场的区别

◆ 与普通商品相比，**电力商品具有显著不同的特性**，主要表现在三个方面：

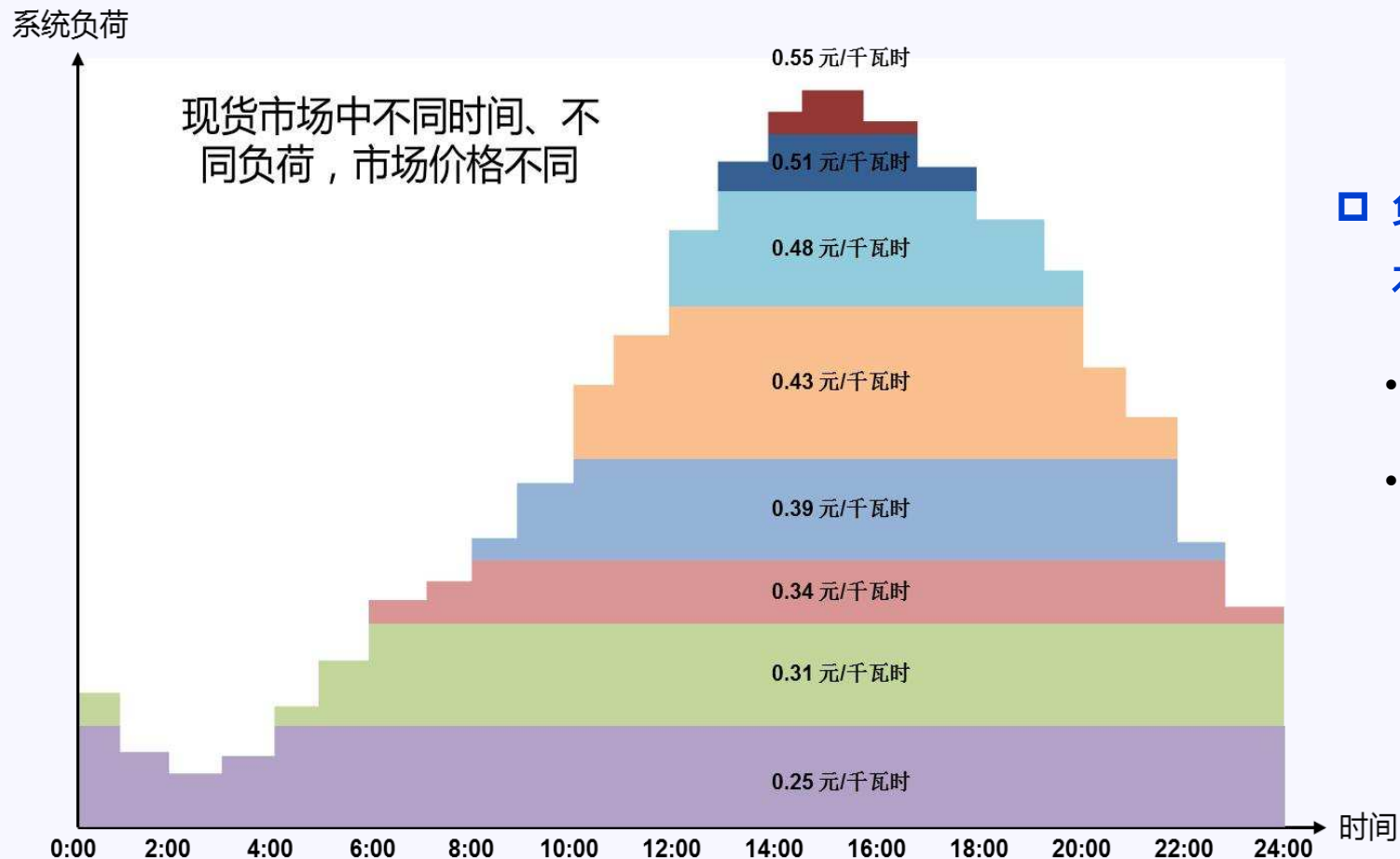
- 电以光速传送，并且不能大规模存储，发、输、配、用瞬时同步完成，因此电力现货交割必须确保**时刻保持供需平衡**。
- 电能输送不能超过电网最大送电能力，否则会导致设备损坏、电网失去稳定甚至崩溃，因此电力现货交割必须**时刻满足电网安全约束**。
- 电能一经上网输送，**量和路径由物理规律决定**，而不由合同决定，并不能“一对一”的实现总量匹配。

◆ 以上三个特性称之为**电力的特殊物理属性**，它决定了电力现货市场设计与普通商品现货市场有**显著差异**。





电力的时间价值

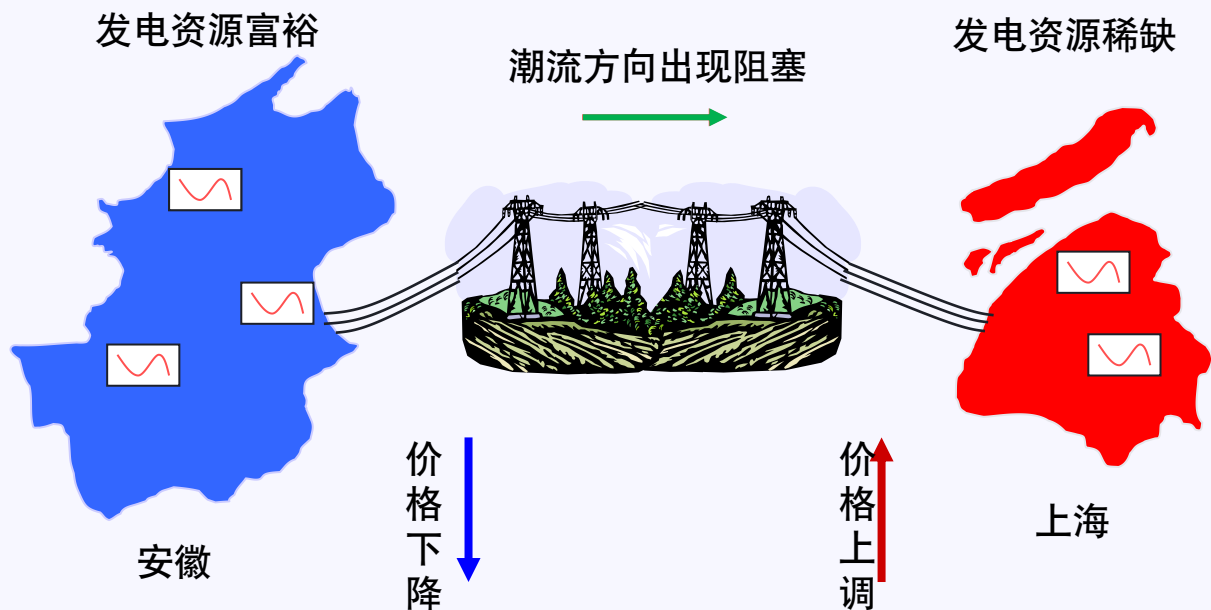


□ 负荷高的时刻发电成本高，负荷低的时刻发电成本低（国内外出现负电价），电力具有时间价值

- 一天内不同时刻负荷大小不同
- 分时电价反应不同时刻的边际机组发电价格



电力的空间价值



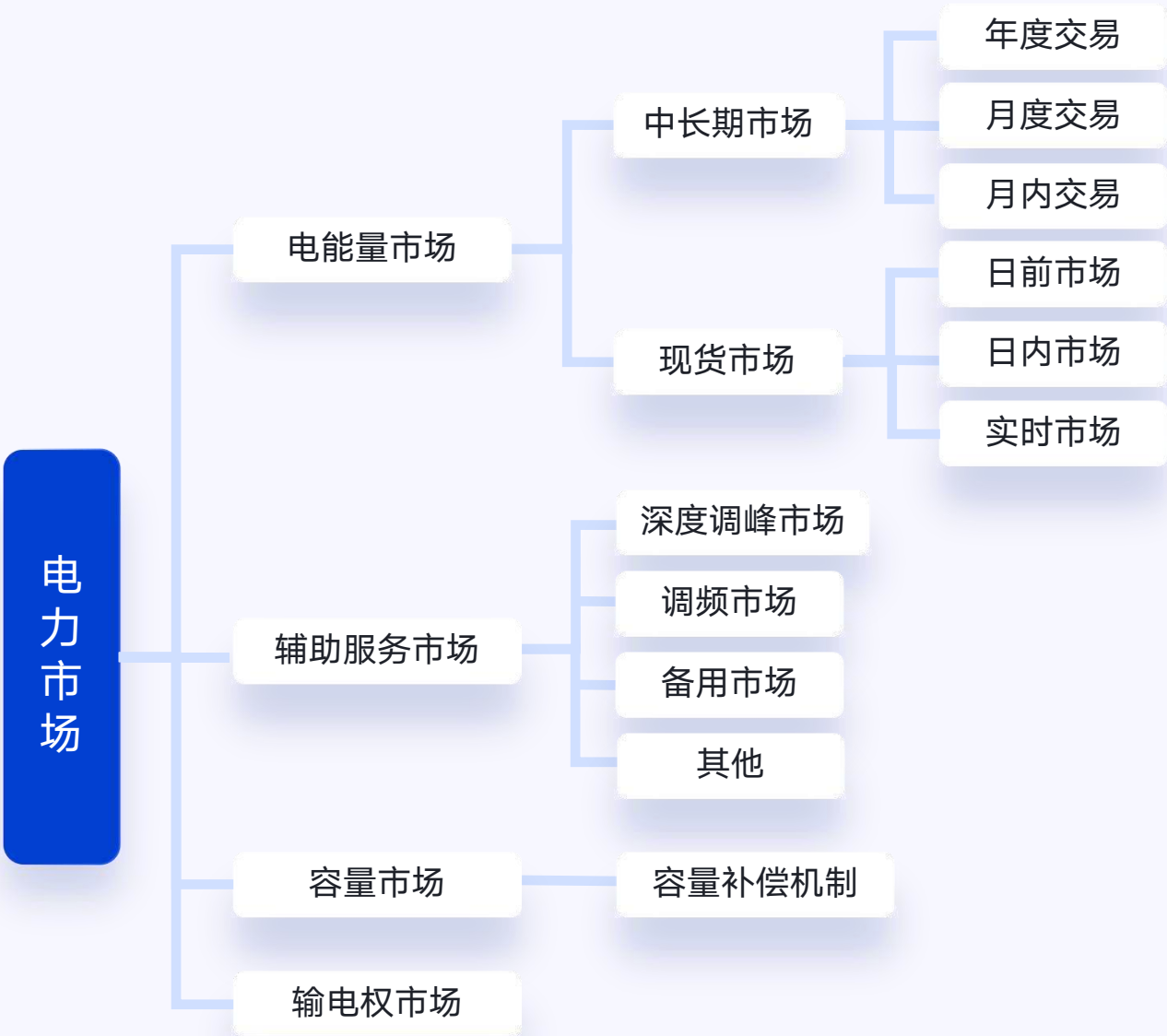
□ 负荷中心发电资源稀缺，发电成本高，电源中心发电资源富裕，发电成本低，电力具有空间价值

- 不同地区的电力资源供求关系不同
- 节点/分区电价反应不同地区的边际机组发电价格

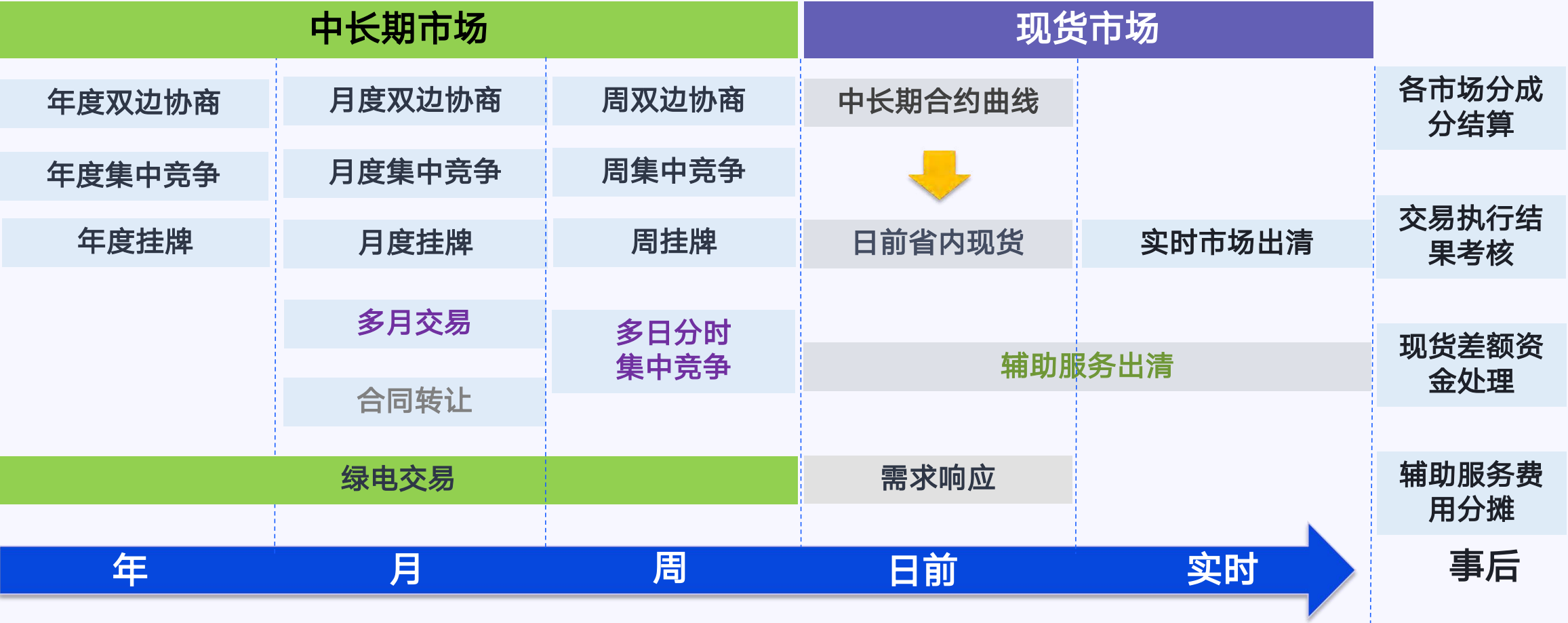
03

电力市场组织体系

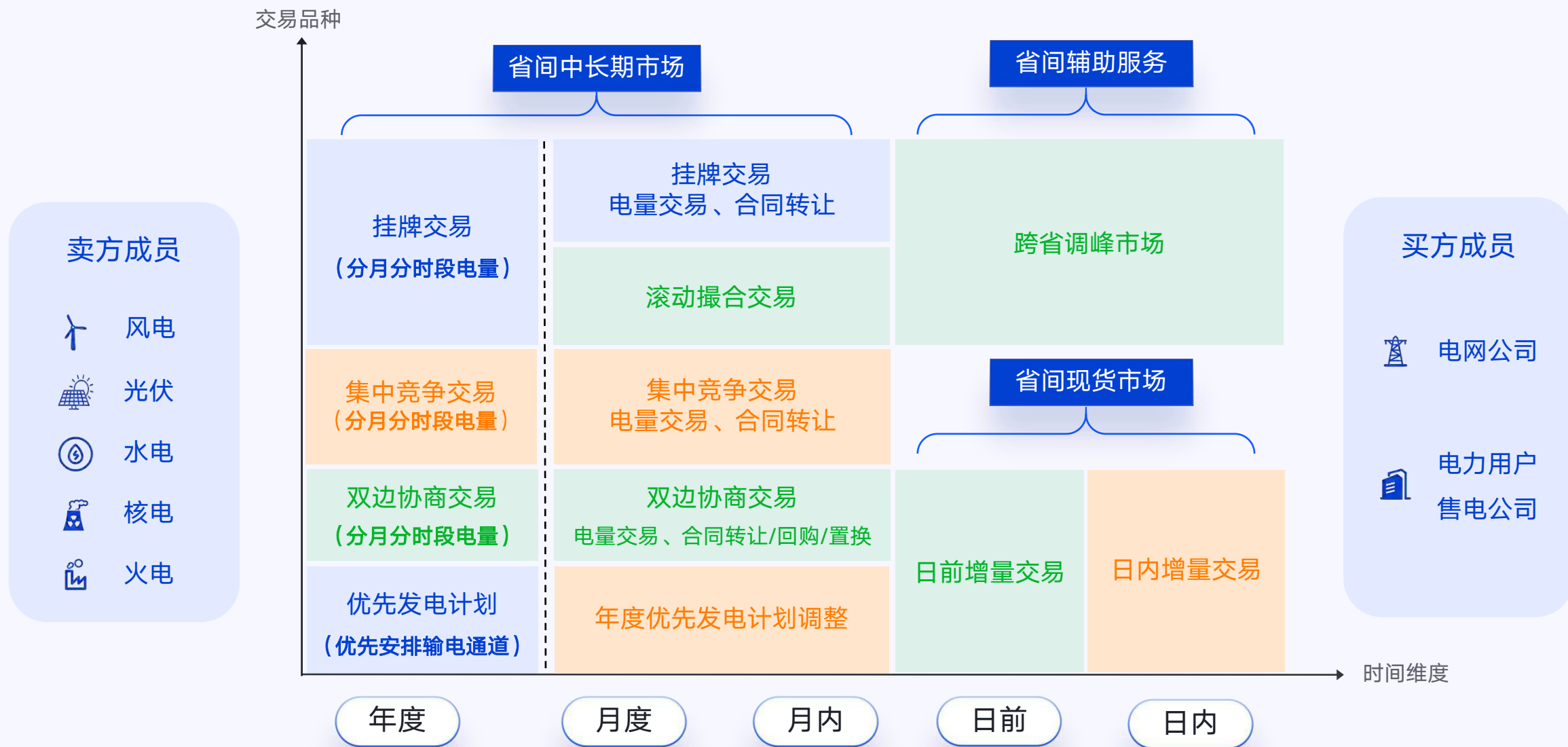
划分维度	细分市场
交易数量和额度	电力批发市场、电力零售市场...
市场性质	电力实物市场、电力金融市场...
交易品种	电能量市场、辅助服务市场...
时间	中长期市场、现货市场...
竞争模式	单边市场、双边市场

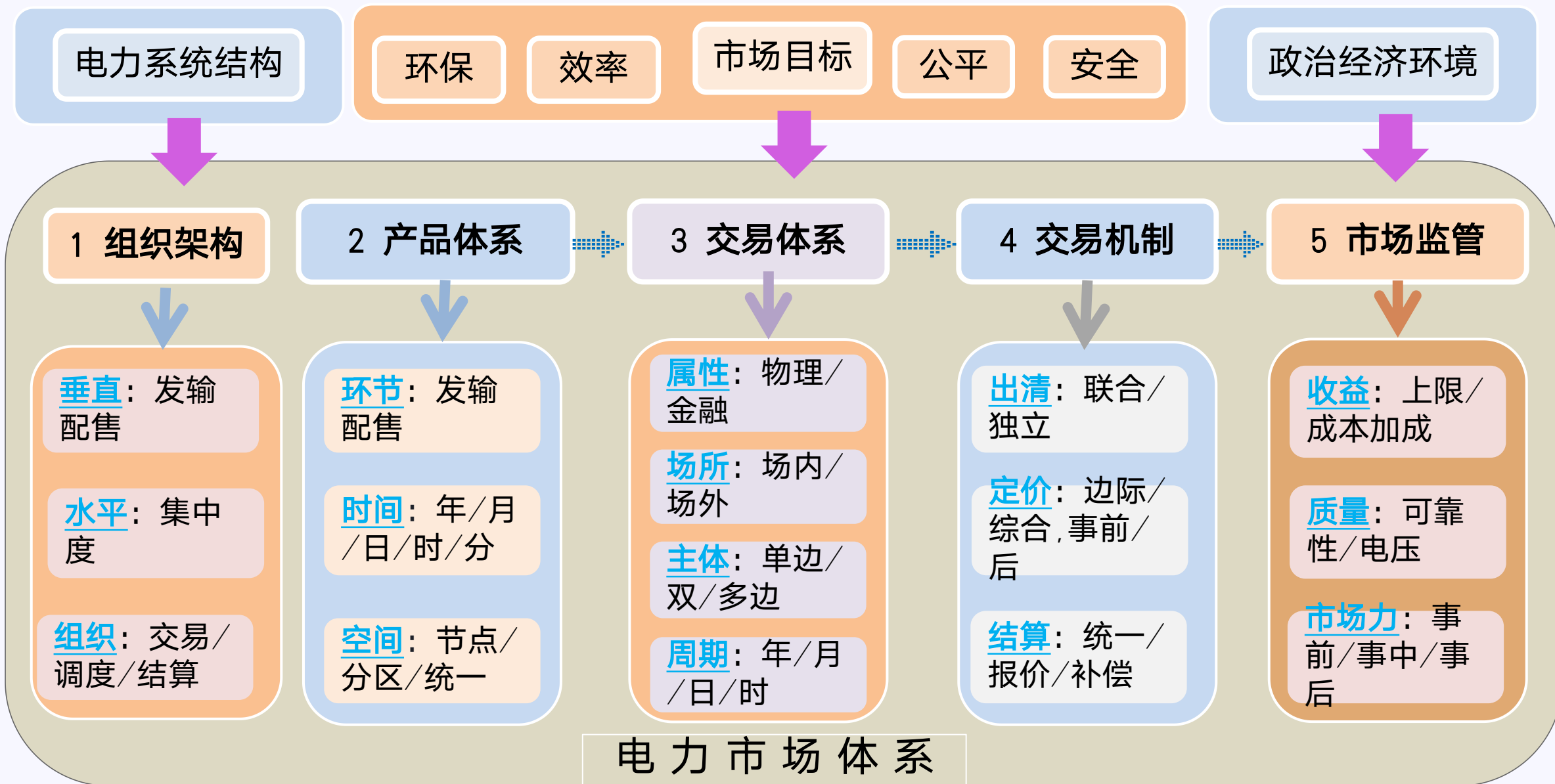


中长期市场与现货市场相对独立运行，但又有机结合。联系的纽带为分时电力曲线，耦合体现在结算环节。在集中式市场模式下，中长期合约不代表电量指标，只是一种约定的结算方式，用以对冲价格波动的风险。



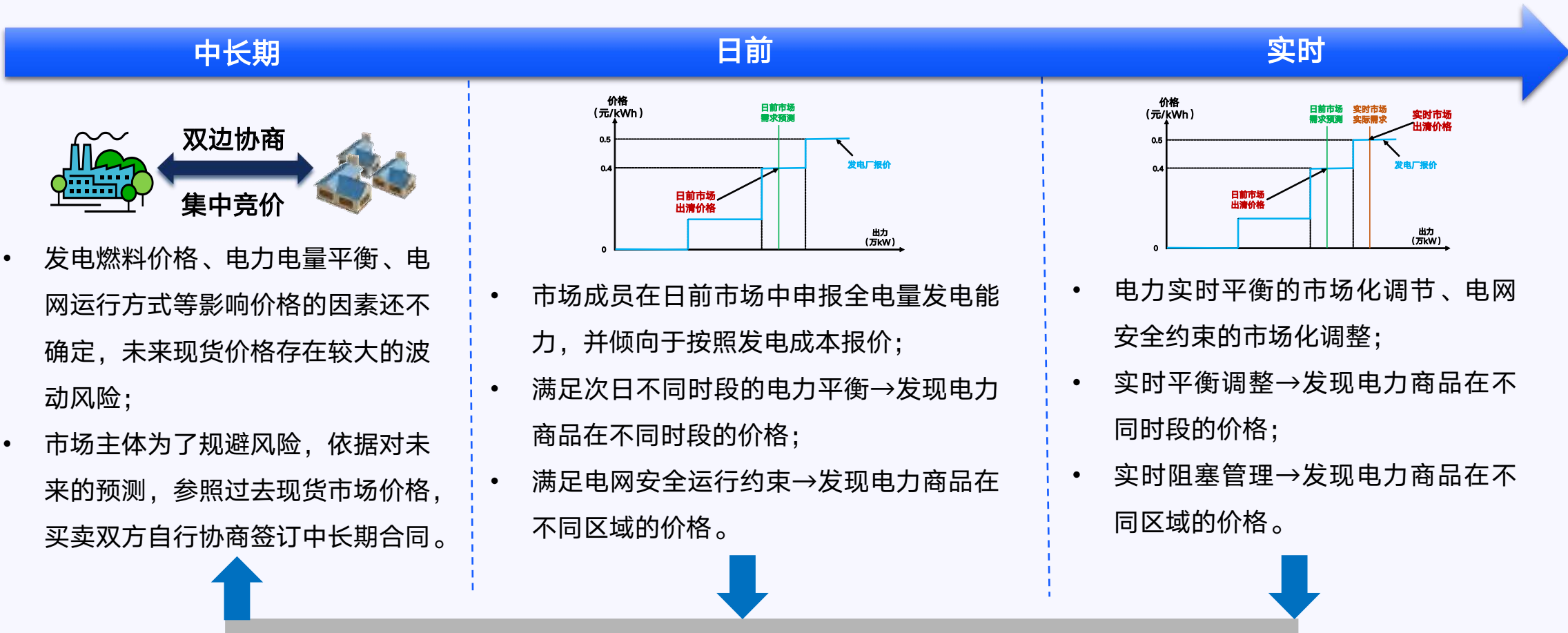
电力市场组织体系——省间市场







随着电力电量平衡逐步完善，发现电力商品在**不同时间、空间维度**的价值



现货价格能够为中长期交易价格提供参考
现货价格、中长期价格**逐渐趋同**，**动态平衡**

04

电力中长期市场

合约交易
时序安排

多年、年、季、月、周、日、日内、时前

合约交易
组织类型

双边协商

竞争谈判

拍买挂摘

集中竞价

连续竞价

合约交易
交易场所

发电
企业

合同协
议书

售电
企业

物理合约



金融合约

买方

交易
中心

买方

合约交易
合约类型

合约交易
标的要素

时间、对象、交易点、标的（电力、容量、输电权）、价格

标准化设计的“时间、对象、交易点、标的（电力、容量、输电权）、价格”

合约交易
定价机制

双方协商或竞争性谈判形成



根据交易撮合机制直接形成交易价格，或结算基准价



合约交易
结算方式

双边结算

发电
企业

结算
中心

售电
企业

委托结算

委托结算

现金结算

买方

交易
中心

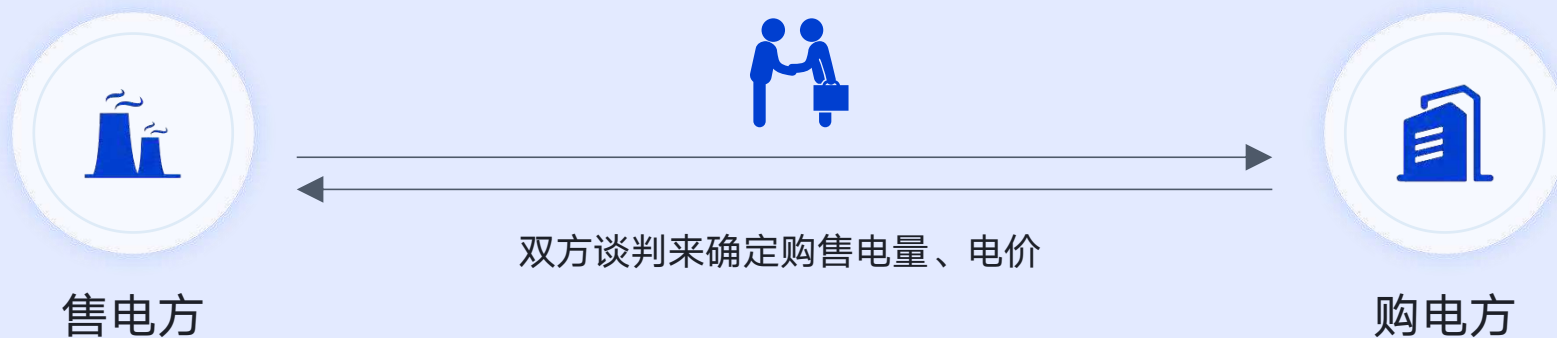
现金结算

买方

信用结算

信用结算

◆ 1.双边交易 没有第三方的交易方式。



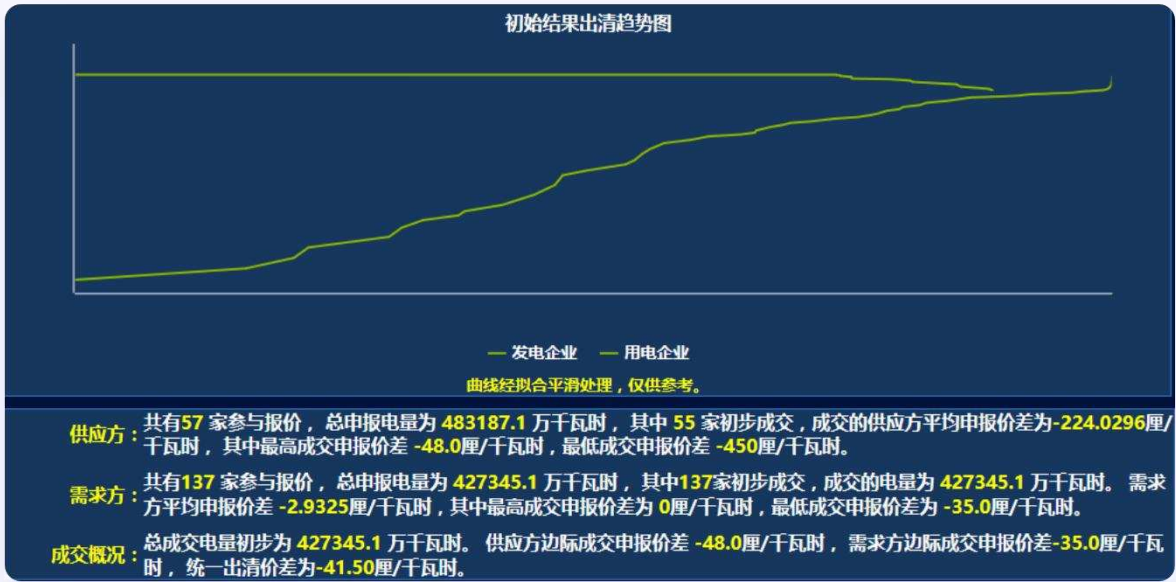
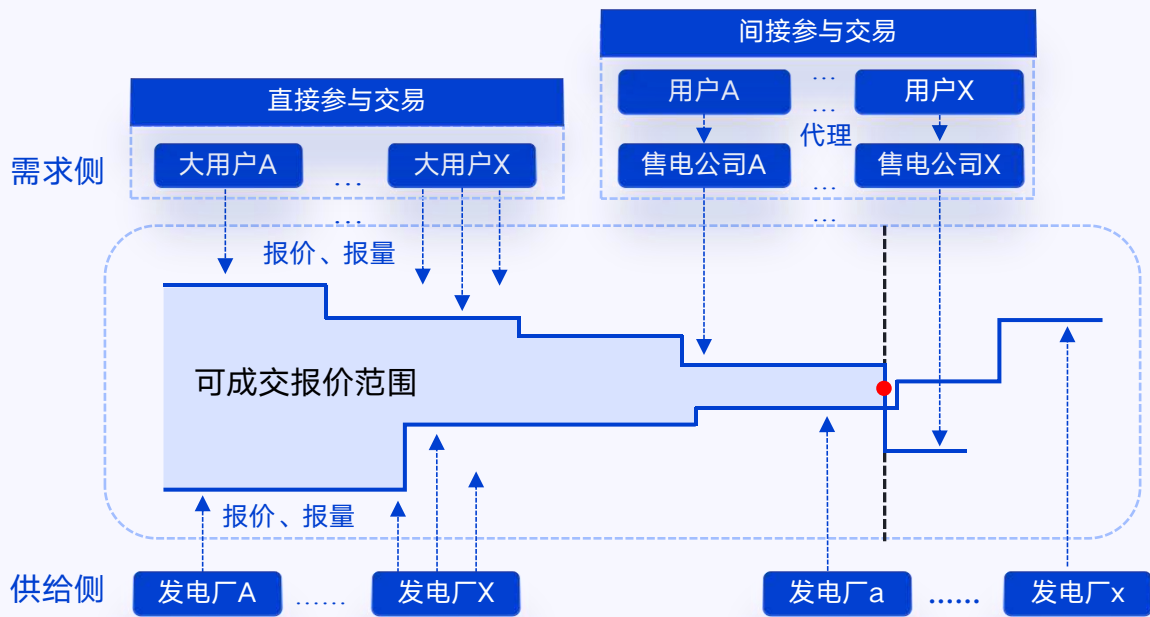
交易方式：市场主体之间自主协商交易电量（电力）、电价，形成双边协商交易初步意向后，经相关方确认并校核后形成交易结果。

交易周期：年度、月度、周等，或随时协商、规定时限内提交

◆ 2.场内交易-集中撮合

交易方式：市场主体通过电力交易平台申报电量、电价，市场运营机构进行集中出清，确定最终的成交对象、成交电量或容量与成交价格等。

交易周期：年度、月度、周、日前、实时等



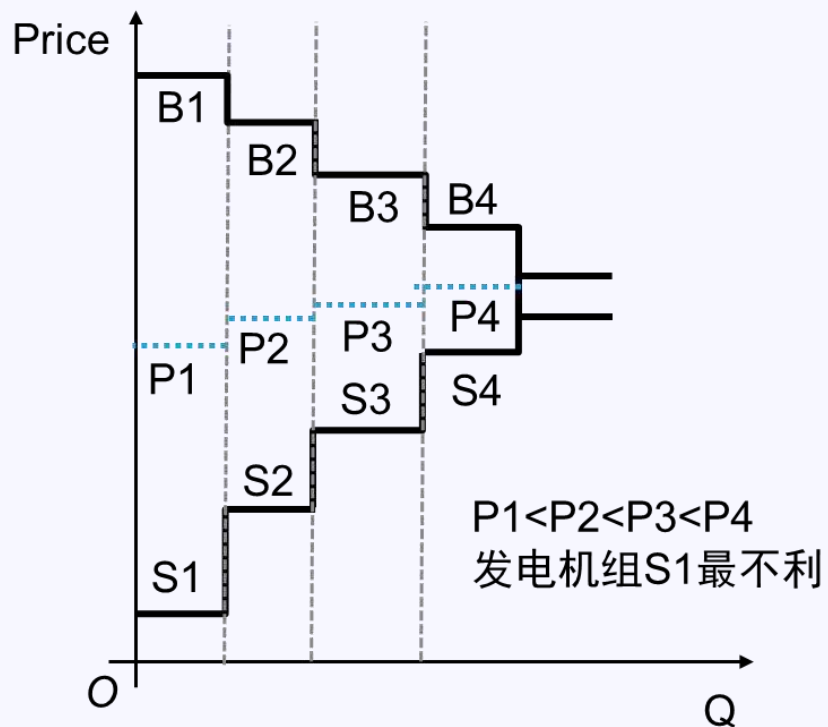
◆ 3.场内交易-挂牌交易



交易方式：市场主体通过电力交易平台，将意向交易电量的数量和价格等信息对外发布邀约（挂牌），由符合资格要求的另一方提出接受该邀约的申请（摘牌）。

交易周期：年度、月度、周等

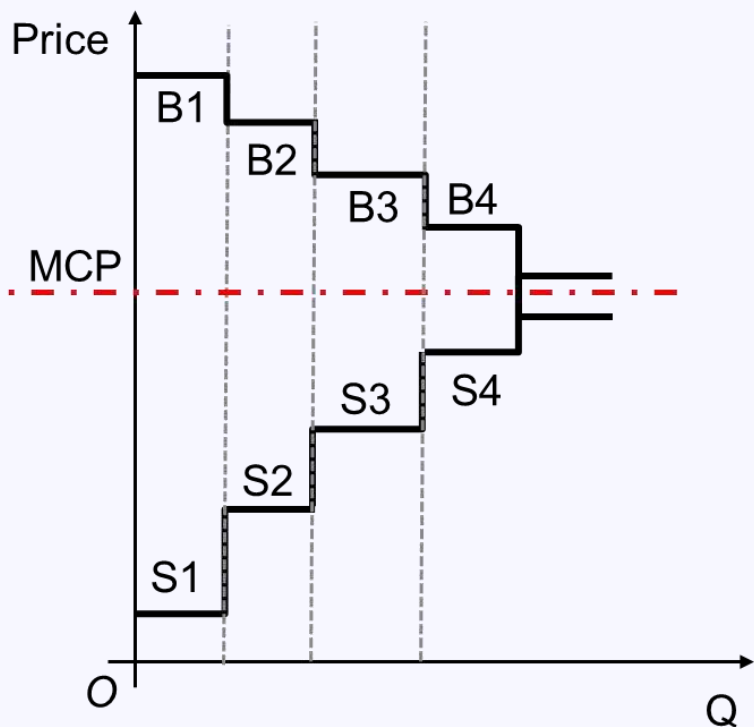
◆ 1. 以撮合对平均价格出清（PAB）



优点： 每个撮合对的价格由自身价格决定，无需考虑最后出清的边际机组情况；

缺点： 市场主体在报价时不仅要考虑自身的成本情况，更需要考虑与自己报价相近的其他机组情况，形成**博弈**，难以按真实成本报价，最终以所有市场主体**报价均趋向市场出清价格**为均衡结束；

◆ 2. 以市场边际价格出清 (MCP)



优点:

全系统具有统一价格，更能反应市场供需关系；

市场主体无需猜测其他市场参与者的动向，按自身成本报价即可，只要获得出清，出清价与自身报价无关，因此这种方式更有利于市场主体按成本真实报价；

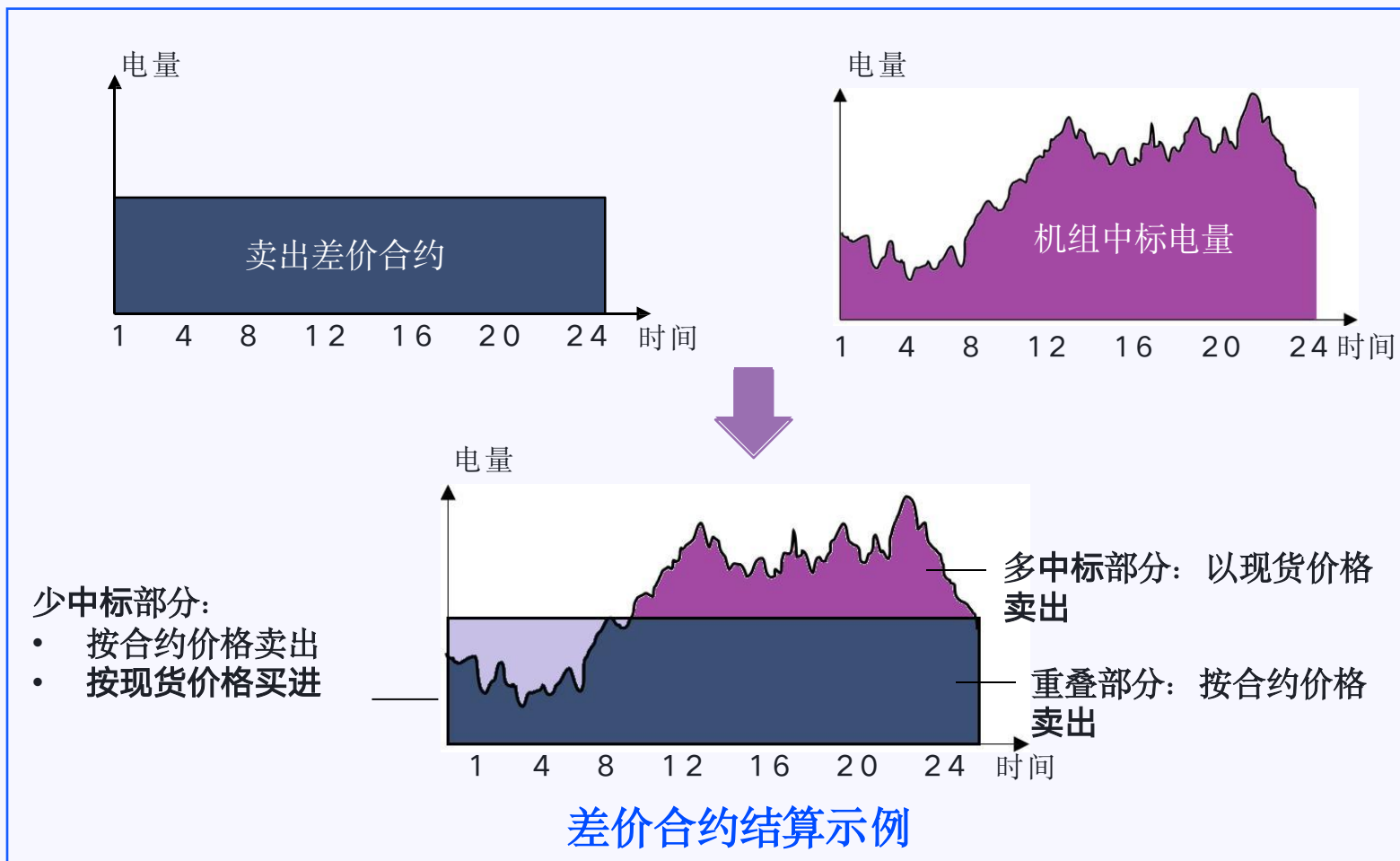
缺点:

市场出清价格仅由最后成交的边际机组决定，出清机组的报价情况对全系统的影响较大，市场主体的出清价难以自己控制。



中长期市场与现货市场的衔接

- ◆ 差价合约是目前是绝大部分现货省份的中长期合约类型。
- ◆ 差价合约的买卖双方根据**合约价格**与**现货价格**之间的差值进行现金流交换
- ◆ 在现货交易量与差价合约电量相等时，差价合约可完全规避价格风险



合约盈亏分析:

- ① 若现货价格低于合约价格，少中标的部分电量可以通过低买高卖实现套利；
- ② 反之，则会出现亏损。

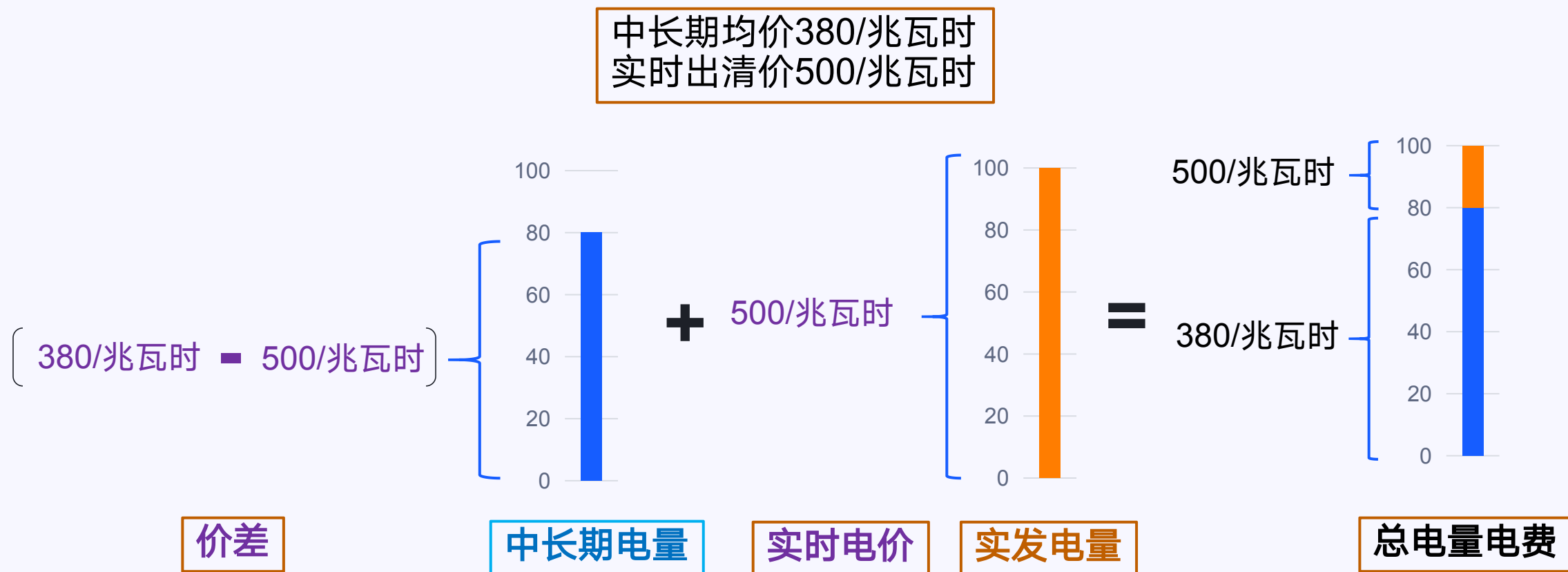
$$R_{\text{电能量}} = Q_{\text{中长期}} * P_{\text{中长期}} + (Q_{\text{日前}} - Q_{\text{中长期}}) * P_{\text{日前}} + (Q_{\text{实时}} - Q_{\text{日前}}) * P_{\text{实时}}$$



$$R_{\text{电能量}} = Q_{\text{中长期}} * (P_{\text{中长期}} - P_{\text{日前}}) + Q_{\text{日前}} * (P_{\text{日前}} - P_{\text{实时}}) + Q_{\text{实时}} * P_{\text{实时}}$$

◆ 变量说明: $Q_{\text{中长期}}$ 指中长期电量、 $Q_{\text{日前}}$ 指日前中标电量、 $Q_{\text{实时}}$ 指实时中标电量; $P_{\text{中长期}}$ 指中长期价格、 $P_{\text{日前}}$ 指日前价格、 $P_{\text{实时}}$ 指实时价格;

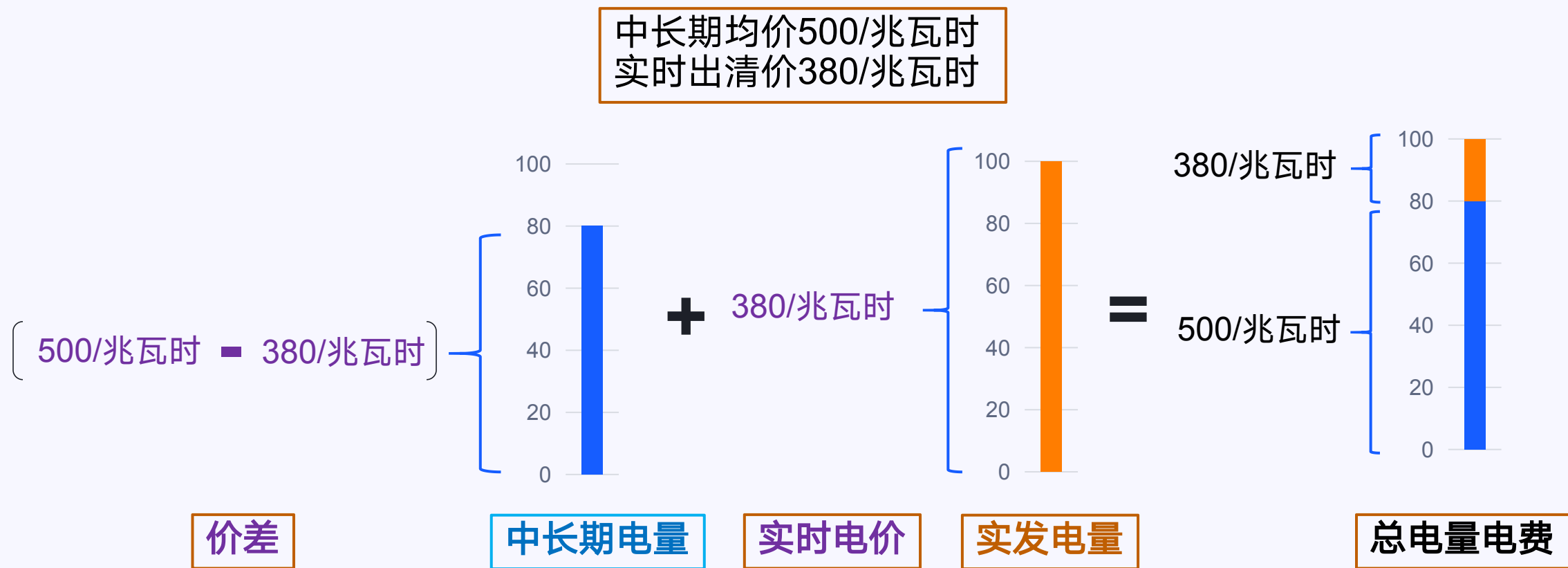
1. 中长期卖出量 < 实际发电量、中长期电价 < 实时电价（暂时忽略日前与实时价差）



$$\text{总电量电费} = \text{中长期价差损益} + \text{实时市场收入} = 80 * (380 - 500) + 100 * 500 = 40400 \text{ (元)}$$

$$\text{单价} = 40400 / 100 = 404 \text{ (元/兆瓦时)}$$

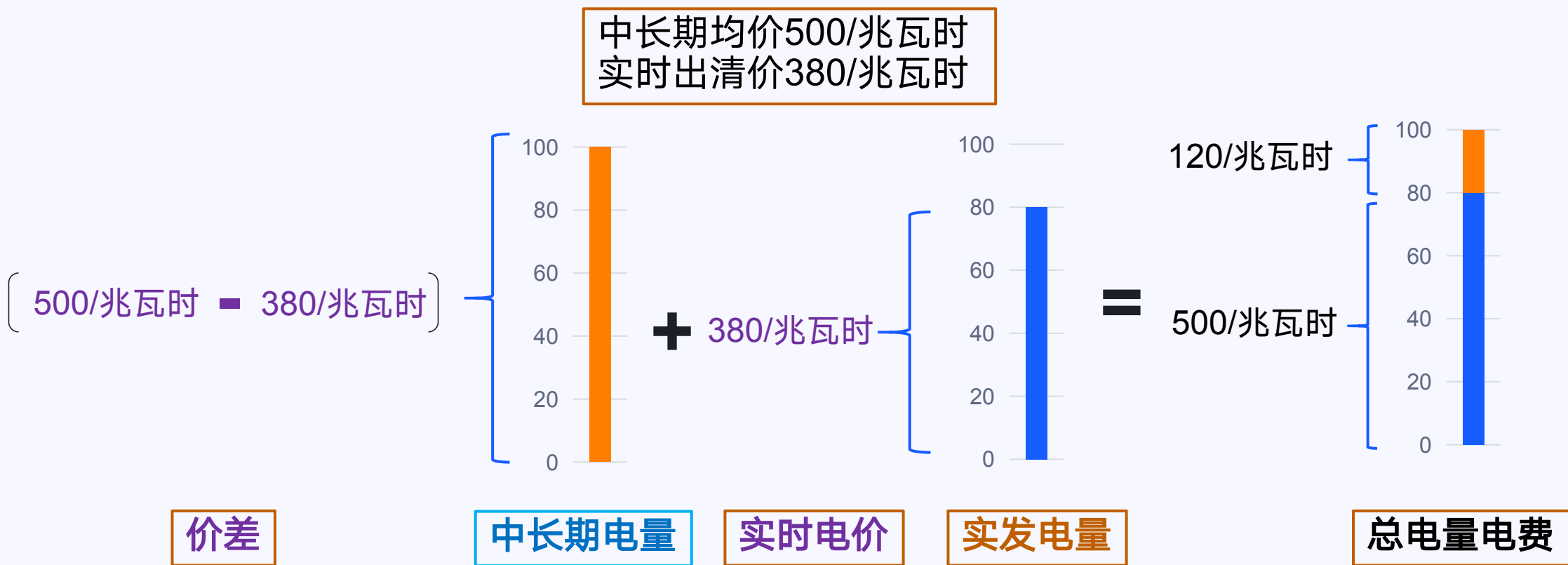
2. 中长期卖出量<实际发电量、中长期电价>实时电价（暂时忽略日前与实时价差）



总电量电费=中长期价差损益+实时市场收入=80*(500-380)+100*380=47600（元）

单价=47600/100=476（元/兆瓦时）

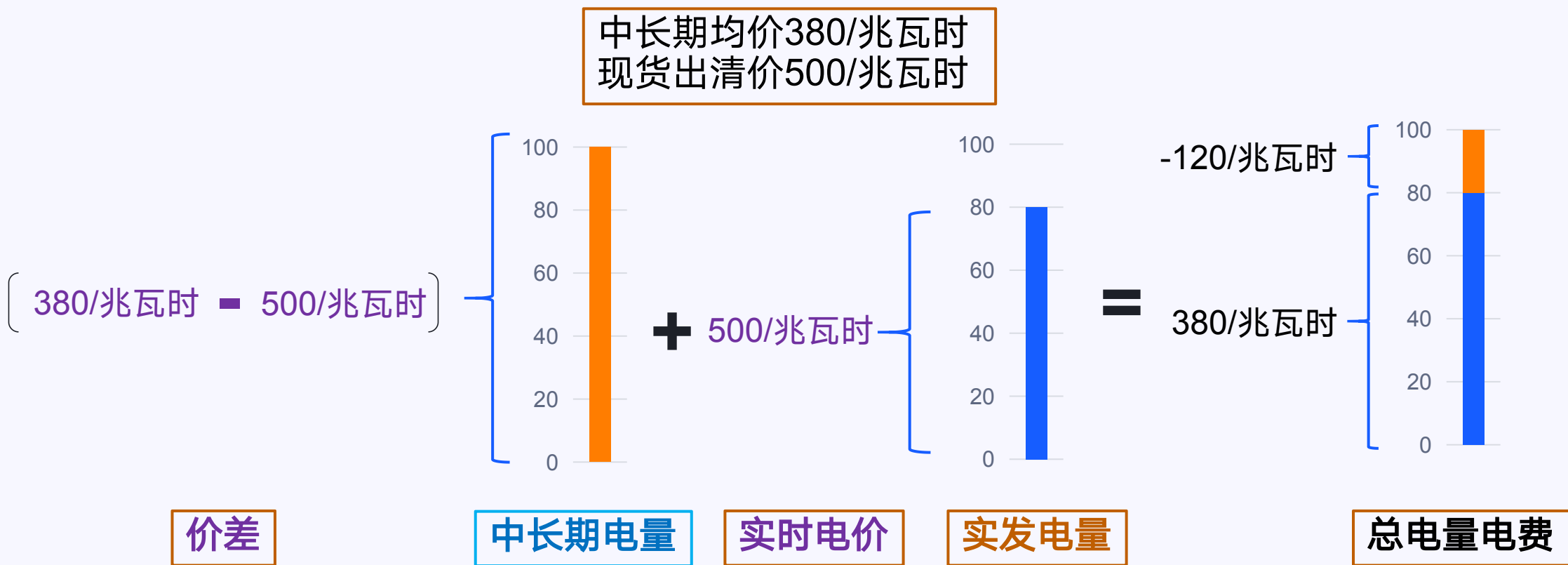
3. 中长期卖出量 > 实际发电量、中长期电价 > 实时电价（暂时忽略日前与实时价差）



总电量电费 = 中长期价差损益 + 实时市场收入 = $100 * (500 - 380) + 80 * 380 = 42400$ (元)

单价 = $42400 / 80 = 530$ (元/兆瓦时)

4. 中长期卖出量 > 实际发电量、中长期电价 < 实时电价（暂时忽略日前与实时价差）



总电量电费 = 中长期价差损益 + 实时市场收入 = $100 * (380 - 500) + 80 * 500 = 28000$ (元)

单价 = $28000 / 80 = 350$ (元/兆瓦时)



05

电力现货市场



电力现货市场——节点边际定价概念

- ◆ “节点边际电价” 指在满足当前输电网络设备约束条件和各类其它资源的限制的情况下，在某一节点增加单位负荷需求时的边际成本，简称“节点电价”。

$$\text{节点电价} = \text{系统边际价格} + \text{阻塞分量} + \text{网损分量}$$

节点电价是指在满足各类设备和资源的运行特性和约束条件的情况下，在某一节点增加单位负荷需求时的边际成本，即代表在某时间、某地点消费“多一度电”所需要增加的成本。

- 设备和资源：主要指发电机组和输电线路
- 运行特性和约束条件：包括电力负荷平衡、发电机组最大最小出力与爬坡、输电线路和断面在正常和故障状态下的传输能力等

节点边际电价
(LMP)



系统能量价格

反映全市场的电力供求关系



阻塞价格

反映节点所在位置的电网阻塞情况



网损价格

反映节点所在位置对电网传输损耗的影响程度

等于SCED模型最优解中，对应时段系统负荷平衡约束的影子价格

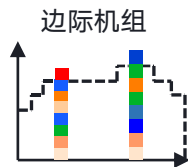
等于节点相关支路安全约束的影子价格与潮流灵敏度的乘积之和，反映节点增加单位负荷时维持相关支路潮流不越限的成本

输配电价核定已包含网损的情况下不考虑网损价格分量

◆ 价格形成机制分类

系统边际电价

- **优点：**价格形成机理简单，不涉及阻塞不平衡资金，便于市场主体理解；利益格局相对调整较小
- **缺点：**电力空间价值反映不充分，对发电侧存在过激励/欠激励导向
- 若边际电价 > 窝电区域机组报价，机组有增加出力动力
- 若边际电价 < 顶峰区域机组报价，机组有减小出力动力
- **适用场景：**电网阻塞问题不严重，几乎不存在阻塞断面



节点边际电价

- **优点：**能形成真实反映电力商品时空价值的价格信号，价格信号能有效引导发电侧调整出力
- **缺点：**市场主体初期理解较为困难，阻塞不平衡资金计算、分摊过程复杂；利益格局调整较大
- **适用场景：**电网阻塞复杂，无法明确分为相互独立的阻塞区



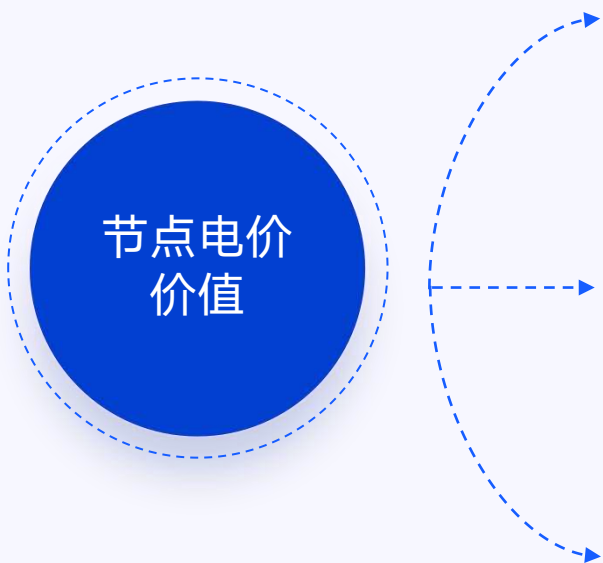
分区边际/平均电价

- **优点：**一定程度上反映了电网阻塞，阻塞不平衡资金计算简单
- **缺点：**如果阻塞区域划分不合理，存在系统边际电价面临的过激励/欠激励问题
- **适用场景：**电网存在阻塞，阻塞断面明显，能够将电网划分为几个明显的区域





◆ 节点电价的作用和价值



反应电力能源真实的价值

节点边际电价机制实现了电能商品的**经济属性**和**物理特性**的有机结合，通过价格信号真实的反映了电网物理资源的稀缺性，并基于最优化原理实现了对电网运行和市场运营的最优引导。

不同时间的价值

节点电价机制反映电能**在不同时间**的价值，引导用户合理规划用电时间，降低峰谷差。

不同空间的价值

节点电价机制反映电能**在不同地区**的价值，引导发电商在高价区新建电厂，用户在低价区用电，为电网投资新建输电设施提供参考的信息。

- 节点边际电价计算以保障电力系统安全运行的要求作为约束条件，是经济调度的副产物，保证全系统购电费用最小。



◆ 电力现货定价——单节点定价



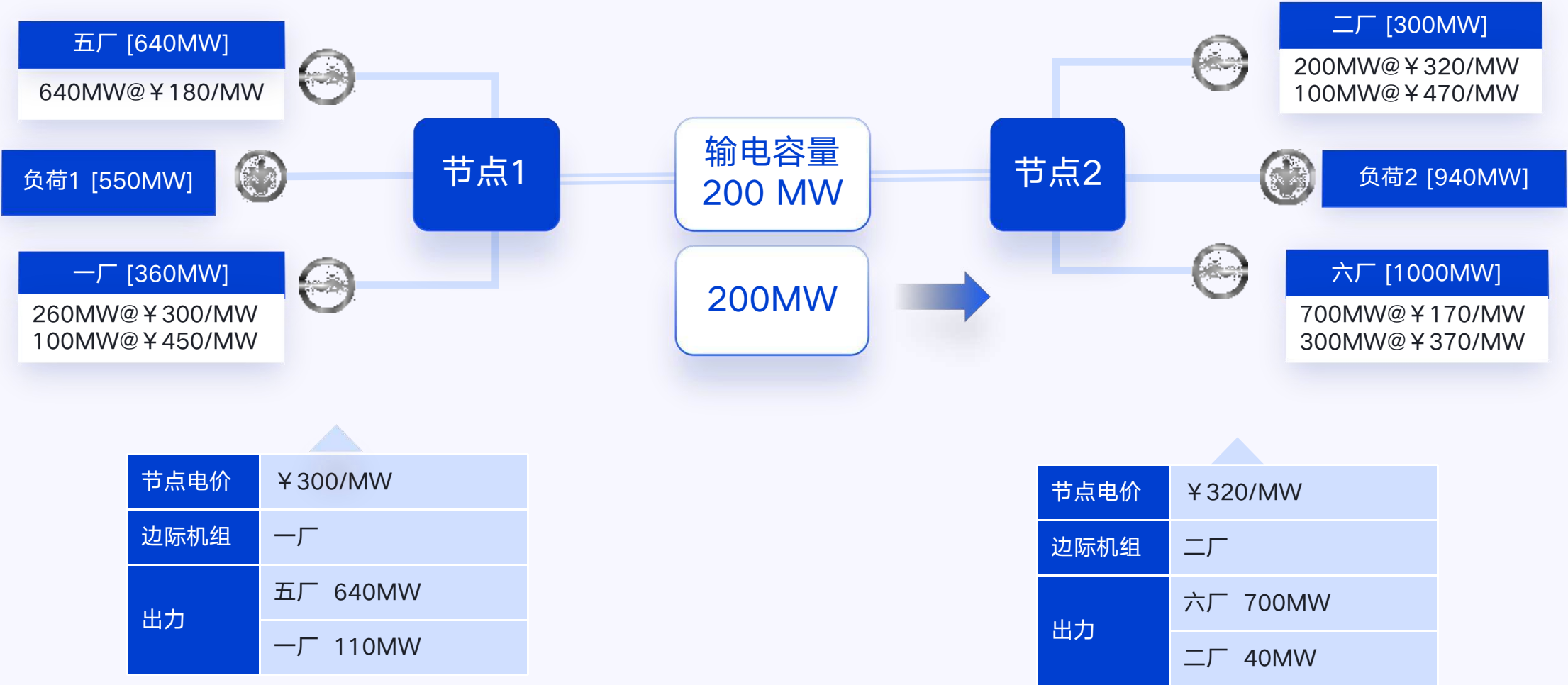
电力现货定价——多节点定价



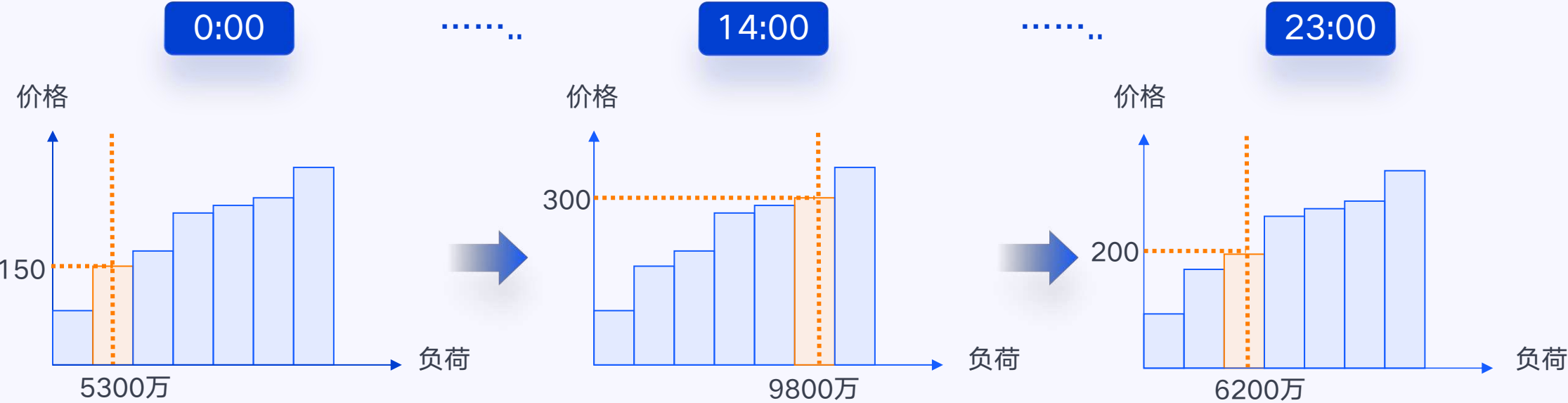
节点电价	¥ 300/MW
边际机组	一厂
出力	五厂 640MW
	一厂 150MW

节点电价	¥ 300/MW
边际机组	一厂
出力	六厂 700MW
	二厂 0MW

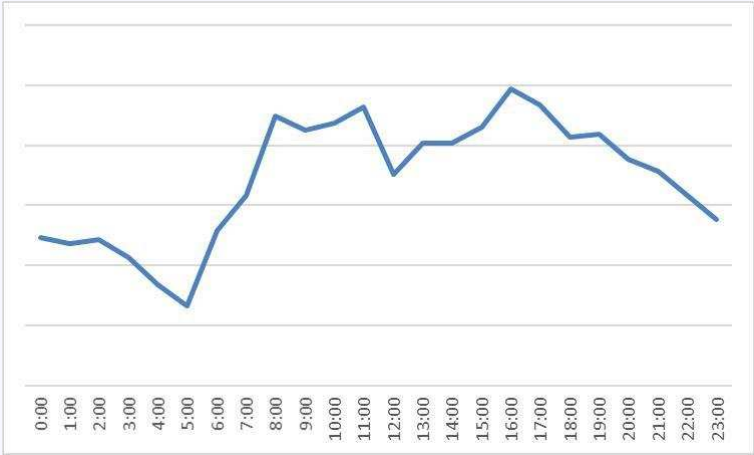
电力现货定价—多节点定价（阻塞）



电力现货定价——全日价格的形成



时间	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00
价格	150	120	100	70	70	70
时间	····	····	····	····	····	····
价格	····	····	····	····	····	····
时间	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
价格	250	280	260	230	210	200





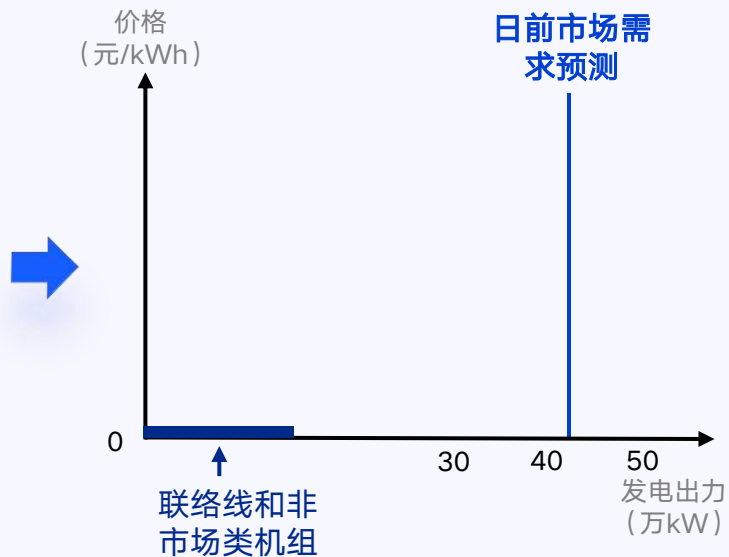
机组运行边界条件

- ◆ 由电力调度机构发布，机组确认
 - 发电机组状态约束
 - 发电机组出力上下限约束
- ◆ 机组向电力调度机构报送
 - 发电机组最早可并网时间
 - 发电机组调试及试验计划
 - 热电联产机组供热计划
 - 发电机组一次能源供应约束

电网运行边界条件

- ◆ 由电力调度机构发布制定
 - 负荷预测
 - 外购电力预测
 - 备用约束
 - 输变电设备检修计划
 - 输变电设备投产与退役计划
 - 电网安全约束
 - 非市场类机组发电计划编制

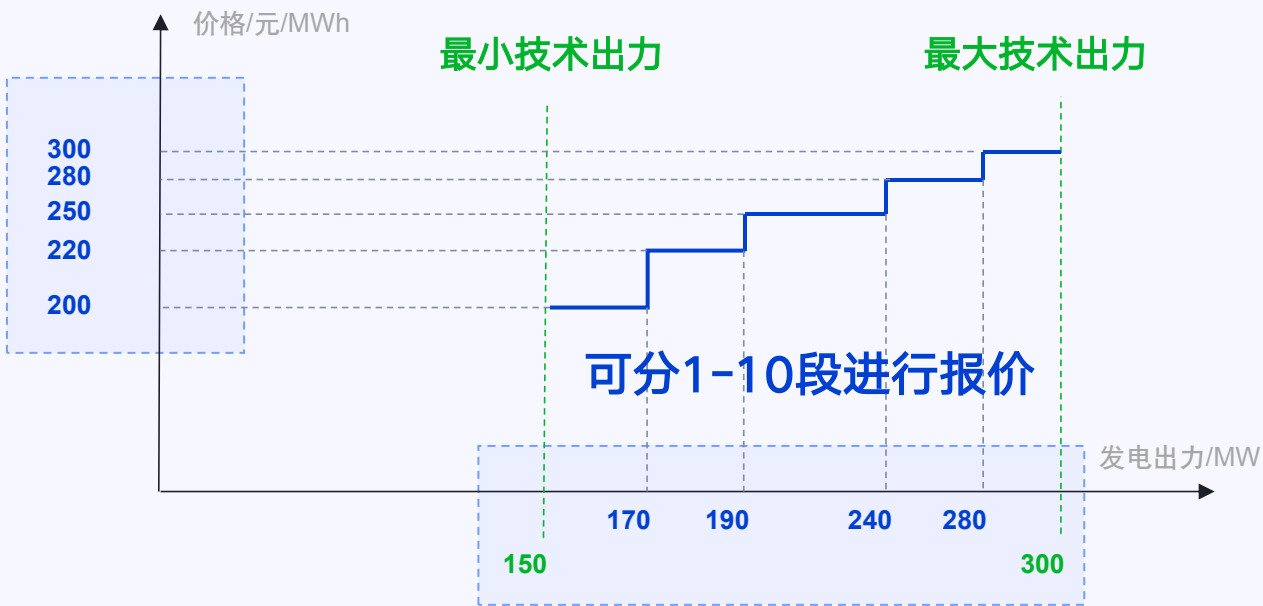
边界条件出清示意





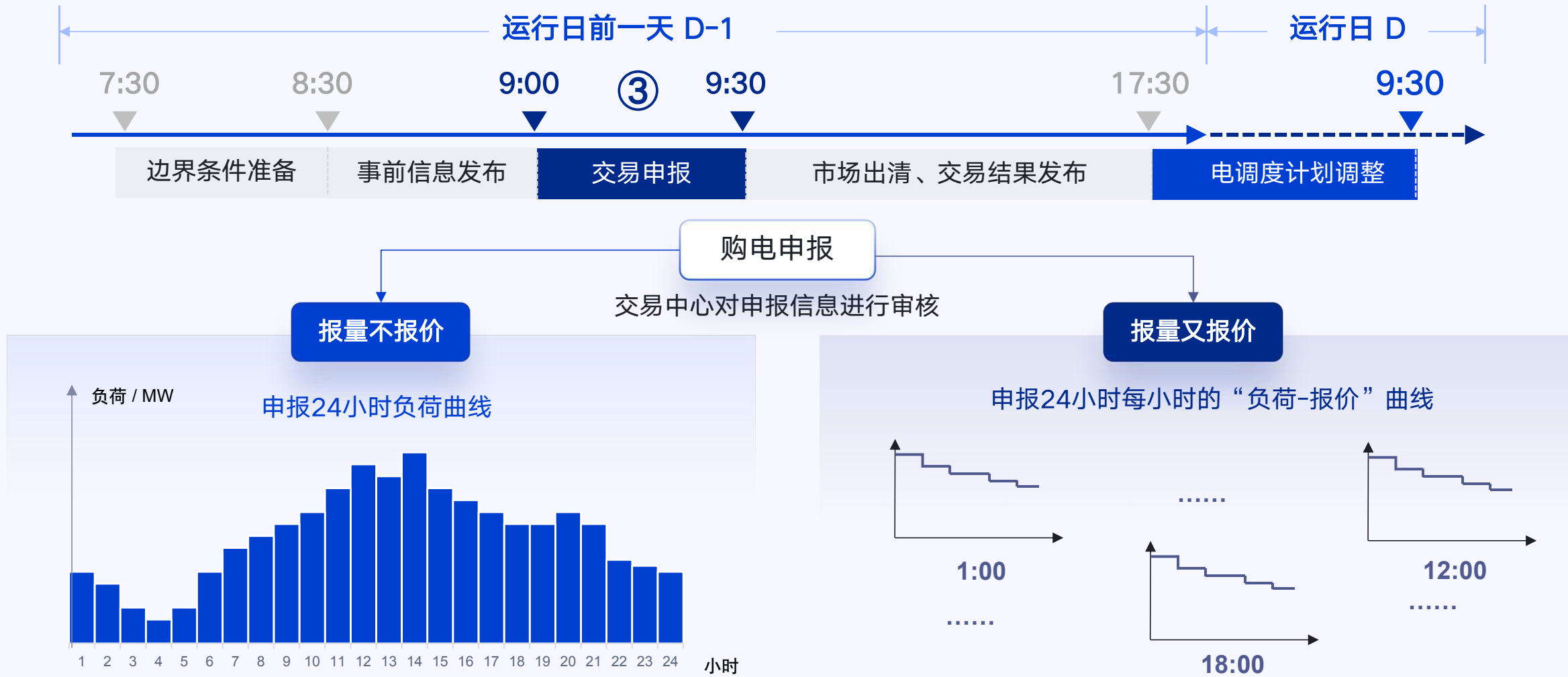


◆ 发电申报



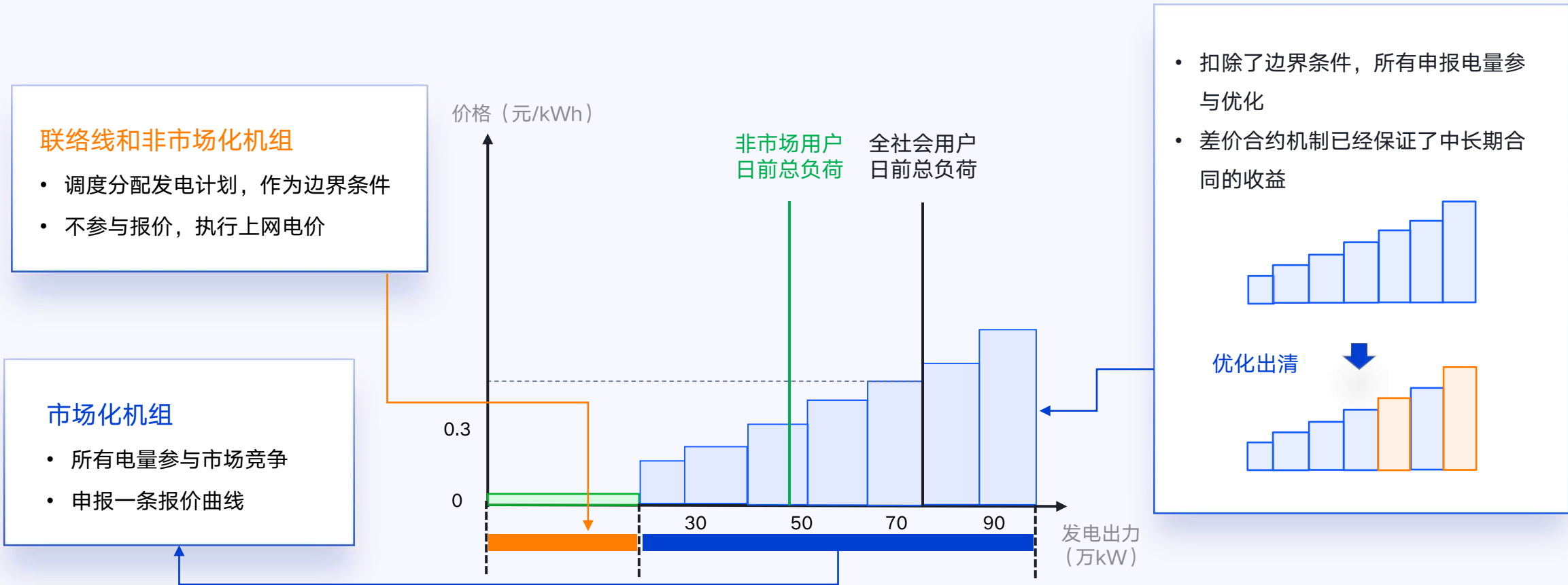
交易中心对申报信息进行审核和市场力检测。
发电侧申报要求：

1. 每段需申报出力区间起点、出力区间终点以及该区间报价；
2. 每一个报价段的起始出力点必须为上一个报价段的出力终点；
3. 报价曲线必须随出力增加**单调非递减**；
4. 每段报价的电能量价格均不可超过申报价格的上限、下限限制。



◆ 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(数值上等于该小时内的用电量)。

◆ 现货采用全电量优化出清的方法



◆ 处于最小连续开机时间内的机组，仅中标最小技术出力时，为市场价格的接受者。



◆ 市场出清

申报信息输入：市场主体申报的交易信息

约束条件输入：负荷平衡、备用要求、线路潮流、断面潮流、机组出力上下限、爬坡、最大启停次数等约束。

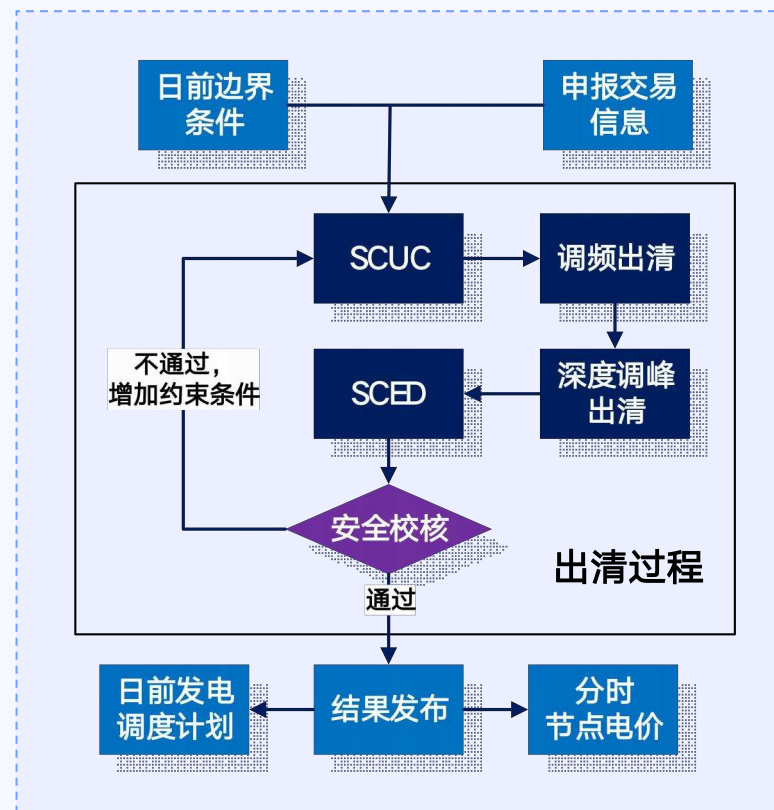
计算SCUC：计算运行日96点机组开机组合。

调频预出清：计算调频辅助服务市场的预出清结果，修改相应机组的出力上下限。

深度调峰出清：确定需要安排深度调峰的机组，并修改相应的机组出力。

计算SCED：运行日的96点机组出力曲线以及分时节点电价。

输出结果：中标机组组合、发电曲线，分时电价。





日前SCUC模型：主要输出机组组合

优化目标	最小化发电成本 = 运行成本+空载成本+启动成本+线路约束罚函数+断面约束罚函数		
约束条件	◆ 机组约束 - 出力上下限约束 - 爬坡速率约束 - 最小连续开停时间约束 - 最大启停次数约束	◆ 系统约束 - 负荷平衡约束 - 系统正备用约束 - 系统负备用约束 - 系统旋转备用约束	◆ 网络约束 - 线路潮流约束 - 断面传输极限约束



日前SCED模型：输出中标曲线及节点电价

优化目标

最小化发电成本 = 运行成本+空载成本+启动成本+线路约束罚函数+断面约束罚函数

约束条件

◆ 机组约束

- 出力上下限约束
- 爬坡速率约束
- 最小连续开停时间约束
- 最大启停次数约束

◆ 系统约束

- 负荷平衡约束
- 系统正备用约束
- 系统负备用约束
- 系统旋转备用约束

反映系统
边际成本

◆ 网络约束

- 线路潮流约束
- 断面传输极限约束

反映系统
阻塞成本

◆ 安全约束机组组合与经济调度中，断面安全约束通常为可松弛约束，机组运行约束通常为不可松弛约束



日前现货市场交易流程与出清模型

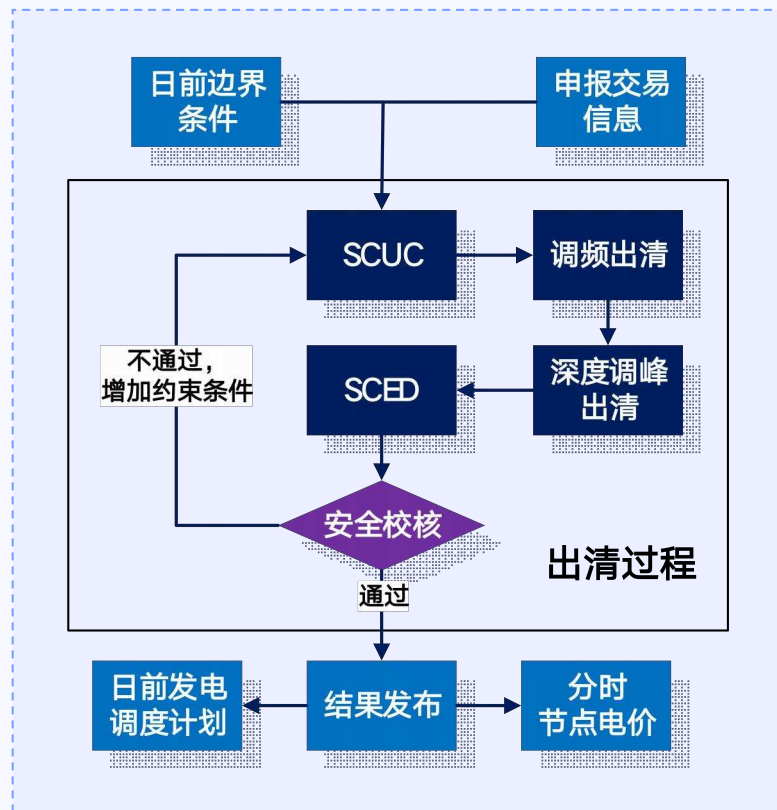


◆ 结果发布

- **公有信息**：各交易时段的全市场节点加权平均综合电价（为降低不平衡费用，一般采用发电机组对应节点上网电价加权均价）
- **发电企业私有信息**：运行日96点机组开机组合、运行日发电机组24h中标电量、运行日发电机组24h电价。
- **用户侧私有信息**：售电公司和批发用户每小时的中标用电量；报量又报价阶段，还包括相应电价节点每小时的平均节点电价

在电力市场中，电能与辅助服务的协调出清方式包括：

- 电能与辅助服务单独出清；
- 电能与辅助服务联合出清。辅助服务与电能量市场联合出清模式有更好的整体经济效益，但技术实现比较困难。





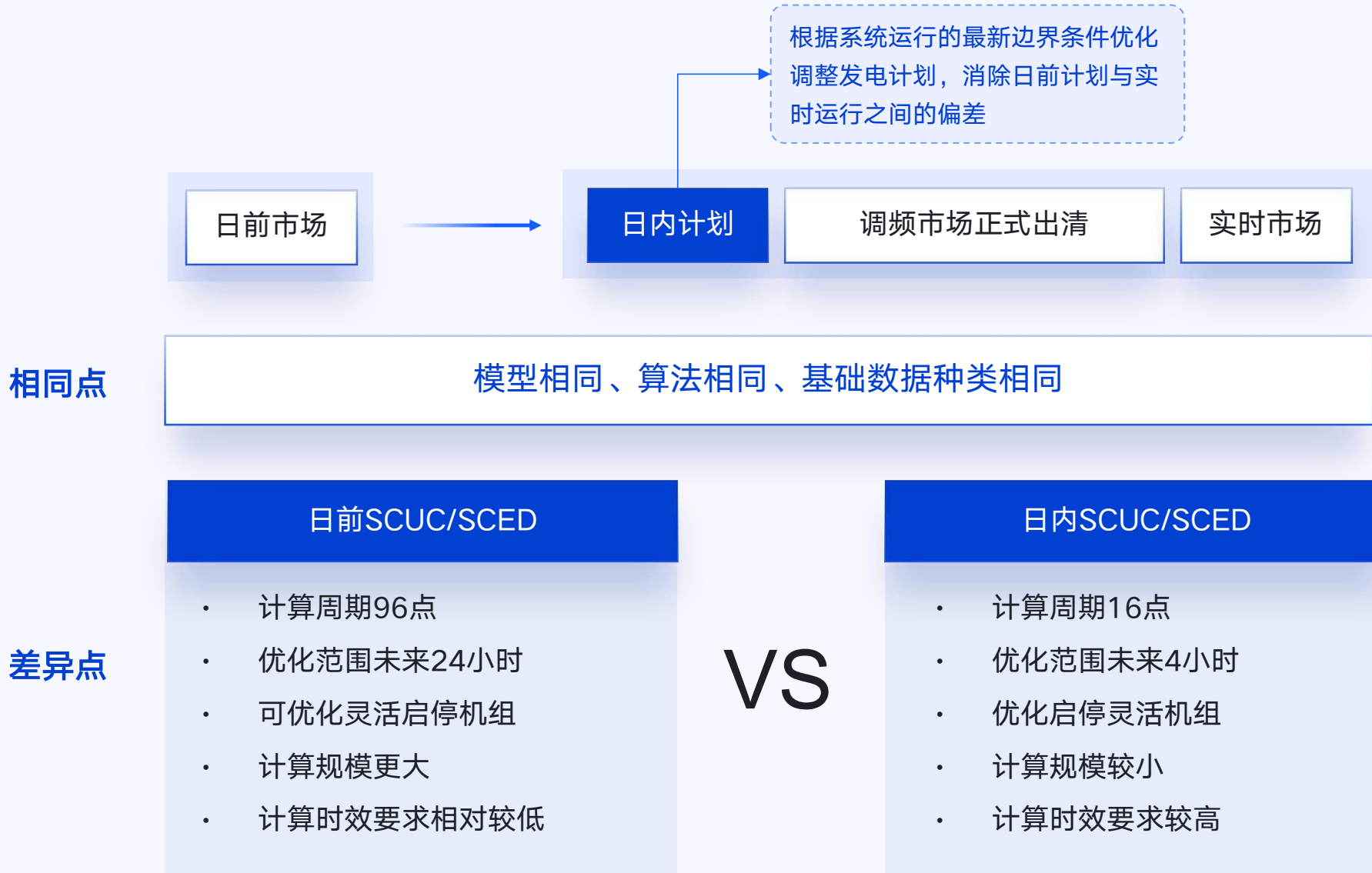
日前市场出清结果即为运行日的发电调度计划。

若有变化，考虑最新的电网运行状态与约束条件，采用日前电能量市场的出清算法，调整发电调度计划，并下发各机组执行。

日前电能量市场形成的成交结果和价格不进行调整，机组执行偏差在实时市场考虑。

原则上，在日前电能量市场中已经出清列入机组组合的机组，不在日前调度计划编制环节或实时运行调整环节安排停机。

但由于电网安全需要，电力调度机构对出清机组停机进行调整，安排部分机组停机。





边界条件准备

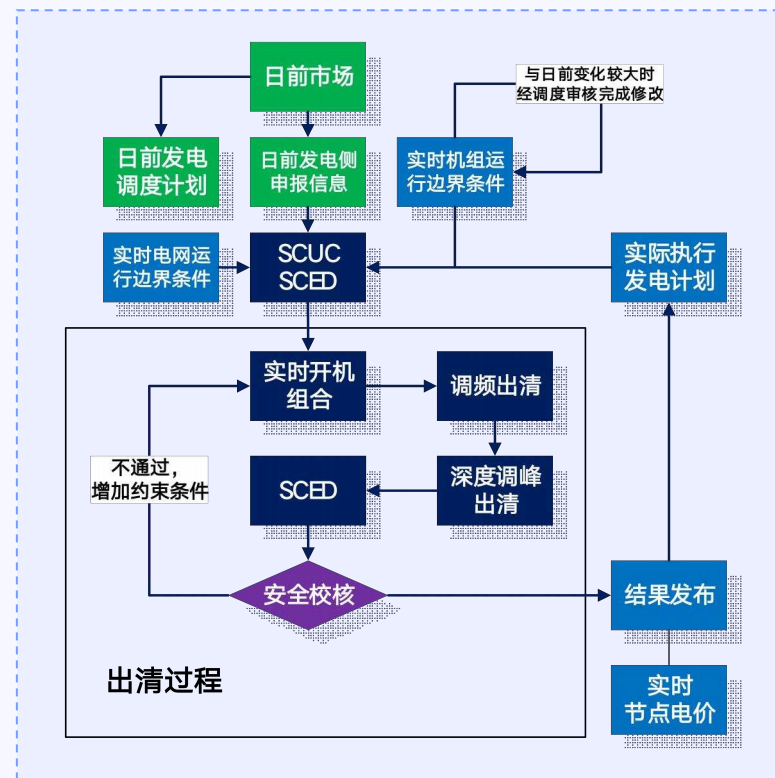
日前发电机组申报信息、实时运行边界条件

出清

电力调度机构在系统实际运行前15分钟开展出清

出清结果发布

每15分钟的发电计划和每小时的实时市场电价





06

辅助服务市场



◆ 定义：

为维护电力系统的安全稳定运行，保证电能质量，除正常电能生产、输送、使用外，由可调节资源提供的调峰、调频、备用、爬坡等服务。——《电力辅助服务市场基本规则》(发改能源规〔2025〕411号)

按功能分

有功功率平衡服务：主要包括调频、调峰、备用、转动惯量、爬坡等电力辅助服务。

无功功率平衡服务：即电压控制服务，是指为保障电力系统电压稳定，并网主体根据调度下达的指令，通过自动电压控制（AVC）、调相运行等方式，向电网注入、吸收无功功率，或调整无功功率分布所提供的服务。

事故应急及恢复服务：稳定切机服务、稳定切负荷服务和黑启动服务

按是否补偿分

基本辅助服务

不进行经济补偿

- 为并网主体义务提供，无需补偿
- 包括一次调频、基本调峰、基本无功功率调节

有偿辅助服务

进行经济补偿

- 基础辅助服务之外的辅助服务
- 包括自动发电控制。有偿调峰、旋转备用、有偿无功功率调节、黑启动服务



- ◆ 国家发展改革委、国家能源局近期发布《关于印发〈电力辅助服务市场基本规则〉的通知》（以下简称《通知》），国家能源局有关负责同志接受采访，回答记者提问。——2025年4月29日

我国电力辅助服务发展经历了**2006年以前无偿服务**、**2006-2014年计划补偿**、**2014年至今部分品种市场化**3个阶段。随着新能源装机比例不断提升，电力系统灵活性需求激增、调节能力不足，需要通过市场机制进一步挖掘系统调节潜力。各地结合实际情况，逐步探索建立调峰、调频、备用等辅助服务市场化品种，实现辅助服务从计划到市场、从发电侧到多元主体的转变。截至目前共有**16个省建立调峰市场**，**15个省建立调频市场**，**2个省建立爬坡市场**，**6个区域分别建立调频、备用、调峰等市场**，通过竞争有效提升系统调节能力。



01

调峰服务

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。

02

调频服务

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。调频服务主要为二次调频服务。二次调频服务是指经营主体通过自动功率控制技术，包括自动发电控制（AGC）、自动功率控制（APC）等，提供的有功出力调整服务。

03

备用服务

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。

04

爬坡服务

经营主体为应对可再生能源发电波动等不确定因素带来的系统净负荷短时大幅变化，具备较强负荷调节速率的经营主体根据调度指令调整出力，以维持系统功率平衡所提供的服务。

◆ 提供辅助服务的来源



◆ 传统辅助服务

水电机组、火电机组、电网设备、核电机组

◆ 储能装置

抽水蓄能 电化学储能、飞轮储能、压缩空气储能

◆ 需求响应

负荷集成商、虚拟电厂



◆ 辅助服务市场与电力现货市场的相互关系

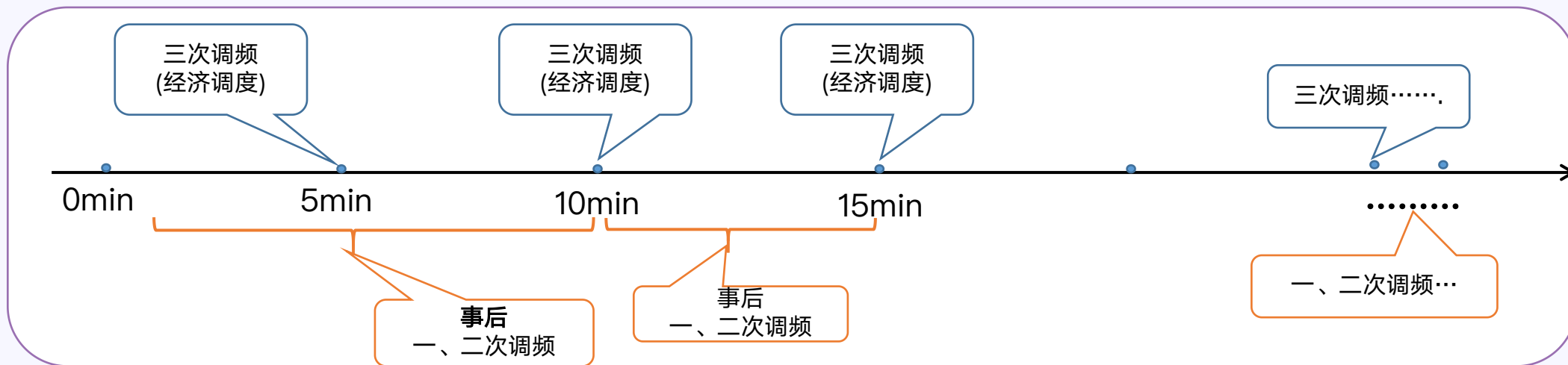


◆ 现货市场与辅助服务市场的出清模式

在独立出清模式中，由于电力辅助服务市场与电能量现货市场的出清目标分离优化，系统整体的机会成本会部分淹没，社会效益将低于联合优化情况。

模式	方法	算法	市场	特点
独立出清	考虑电能量和各类辅助服务的 出清次序	算法较为简单，易于理解	市场初期	实现单个市场出清 结果的成本最优
联合出清	将电能量与调频、备用等同时段交易获取的辅助服务放在统的数学模型中集中优化	算法复杂，理解难	市场成熟期	实现最经济的电能量与辅助服务安排

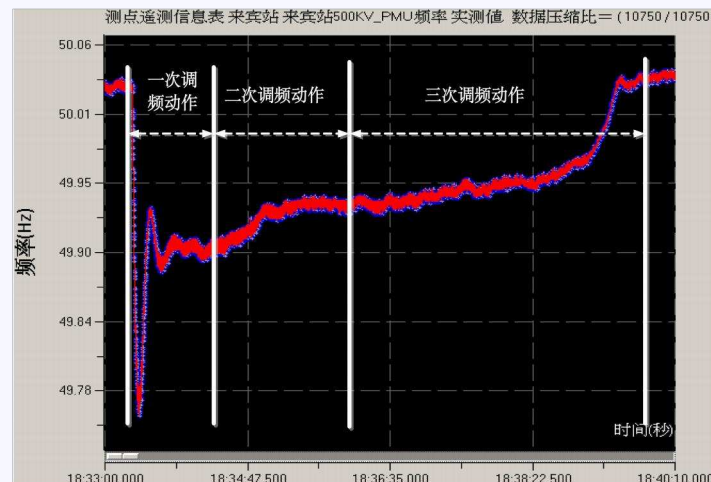
调频种类



调频模式

对于时间尺度内负荷随机波动引起的**频率偏差**，**依靠一、二次调频进行“事后”平衡兜底**，即：所有并网机组投入一次调频（基本义务），并选取调节性能好的AGC机组投入二次调频，自动调节出力跟踪ACE平衡偏差量。

以未来5min为时间尺度，在每个时间尺度之前，进行“发电计划安排”即**三次调频**，具体方式：调度员开展**超短期负荷预测**，以电网安全、电量同一进度为标准，动态**修改发电计划**，使之与负荷变化尽量一致。



- ① 统计市场调频需求：取直调发电需求最大值的5%~15%；
- ② 计算机组历史调频性能指标Kp值：i机组单次的 $Kp=K1 \times K2 \times K3$ （K1,K2,K3分别对应调节速率、调节偏差量及响应时间）；当i机组最近一个调用日（向前不超过15天）某一时段内的 $\overline{K_p} \leq 1$ 时，机组在该时段不予调用（左公式一）；Kp值(上限为2)： $k = 0.2 \times (3 \times \overline{k_1} + \overline{k_2} + \overline{k_3})$
- ③ 归一化调整历史调频性能指标Kp值：经过归一化处理，使得Kp值的数值在0-1之间（左公式二）；Kp值>6（Kp saturation），排序价=申报价；Kp值<1（Kp_{min}），排序价=10倍申报价（不会中标）；1≤Kp值<6，按公式计算；
- ④ 计算各个机组排序价格：排序价格=申报价格/归一化处理后的Kp值，按排序价格由低到高的顺序确定中标优先次序。

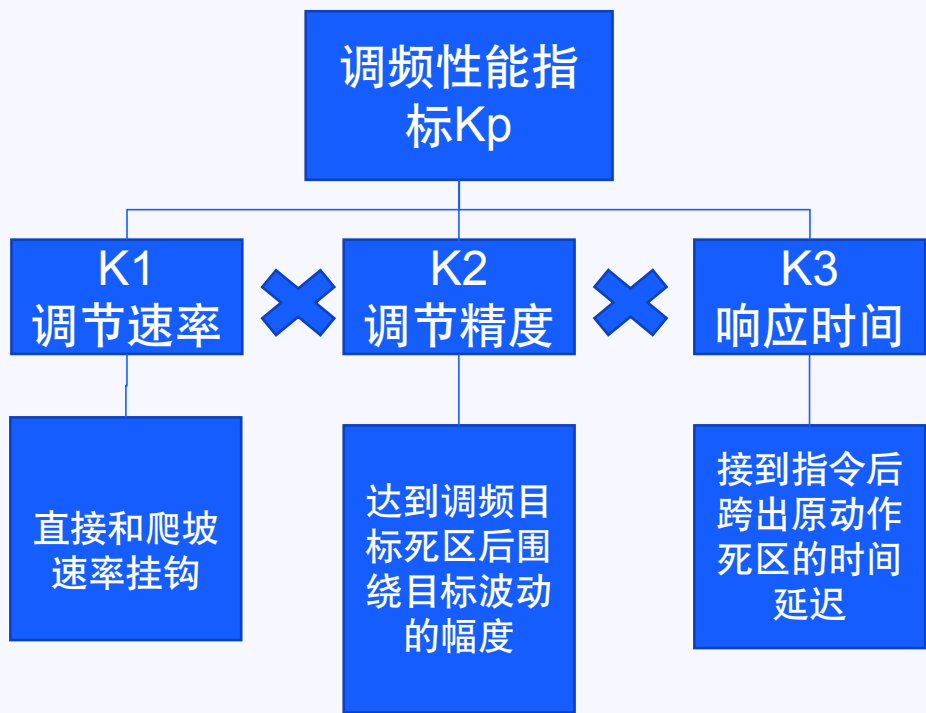
$$K_{pd}^i = \begin{cases} \frac{\sum_{j=1}^n K_p^{i,j}}{n}, & \text{调频资源 } i \text{ 被调用 AGC } (n > 0) \\ 1, & \text{调频资源 } i \text{ 未被调用 AGC } (n = 0) \end{cases}$$

$$\lambda(Kp) = \begin{cases} 1, & Kp_i \geq Kp_{saturation} \\ \frac{Kp_i}{Kp_{saturation}}, & Kp_{min} \leq Kp_i \leq Kp_{saturation} \\ 0.1, & Kp_i < Kp_{min} \end{cases}$$

序号	时段名称	时段区间	里程报价区间
1	凌晨时段	00:00-06:00	5-15元/兆瓦
2	早高峰时段	06:15-12:00	5-15元/兆瓦
3	中午低谷时段	12:15-16:00	10-15元/兆瓦
4	晚高峰时段	16:15-21:00	10-15元/兆瓦
5	后夜降负荷时段	21:15-24:00	5-15元/兆瓦

一、性能指标必须达到调频要求（前提）

若对应时段 $K_p \leq 1$,则需要重新做试验才能继续投入调频。



达不到的影响

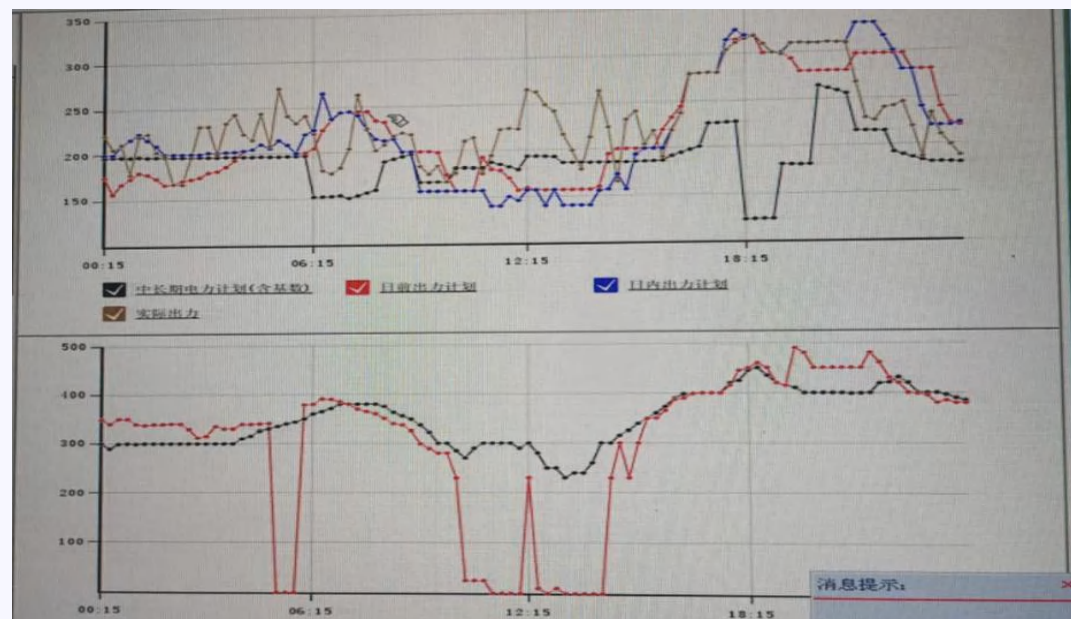
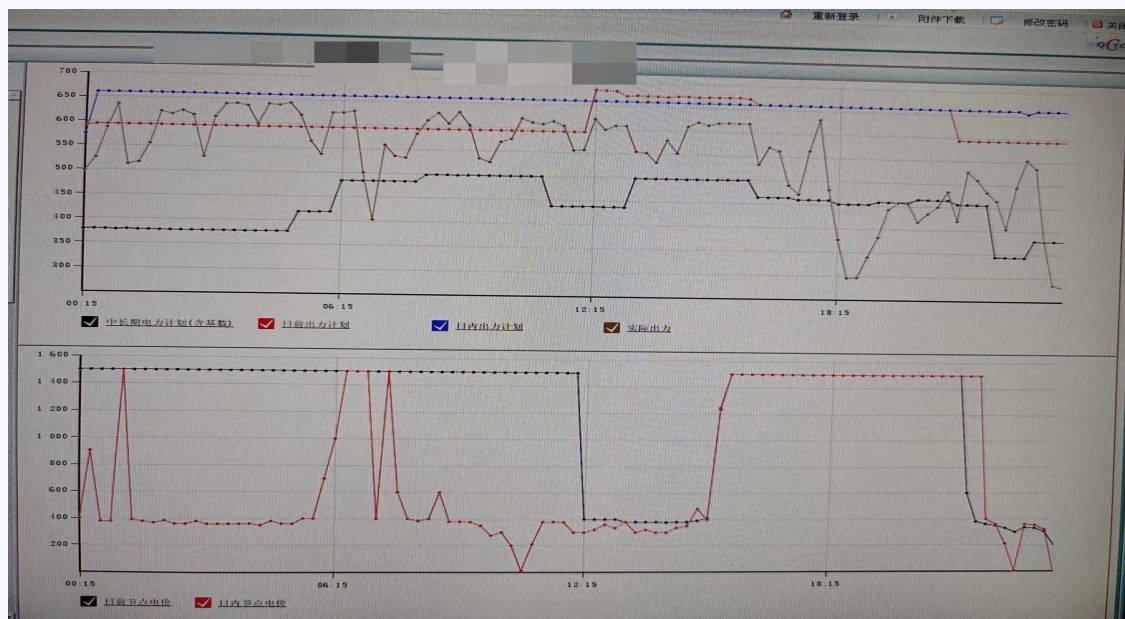
- 直接决定是否能够参与调频。若小于 $K_p < 1$ ，不能申报调频。
- 影响调频申报中标。调频申报价格 / λ ，性能指标 $KP < 4$ ，则 $\lambda < 1$,调频排序价格将大于申报价格，不容易中标。
- 影响里程收益。
- 影响调频量价补偿费用（调频主要收入来源）。

1	$K_p \text{实际} \geq 0.85 \times K_p \text{排序}$	全额补偿
2	$0.7 \times K_p \text{排序} \leq K_p \text{实际} < 0.85 \times K_p \text{排序}$	补偿70%
3	$0.5 \times K_p \text{排序} \leq K_p \text{实际} < 0.7 \times K_p \text{排序}$	补偿50%
4	$K_p \text{实际} < 0.5 \times K_p \text{排序}$ $K_p \text{实际} < 1$ ； $K_1 \text{实际} < 0.5$	不补偿



二、需要考虑对机组可靠性影响（前提）

对应时段参与调频，机组出力将大幅波动。若机组设备有缺陷，中标调频后的大幅负荷波动可能会加剧缺陷恶化程度，造成其他连带影响。所以是否投入调频需要评估机组的可靠性。



三、调频报价策略

调频报价需要根据中标排序价格的预测，制定调频各时段报价策略。报价用于投标排序及里程收入计算。

序号	时段名称	时间范围	报价范围
1	凌晨时段	00:00-06:00	5-15元/兆瓦
2	早高峰时段	06:15-12:00	5-15元/兆瓦
3	中午低谷时段	12:15-16:00	10-30元/兆瓦
4	晚高峰时段	16:15-21:00	10-30元/兆瓦
5	后夜降负荷时	21:15-24:00	5-15元/兆瓦

正算验证排序价格				
时段	实际KPi	正算λ (KPi)	申报价格	正算排序价格
1	1.195926	0.532654333	5	9.39
2	2.313119	0.718853167	5	6.96
3	\	\	\	\
4	2.117889	0.686314833	30	43.71
5	2.2697	0.711616667	5	7.03

中标预测					
时段	边际排序价格	调频模拟报价	测算排序价格	边际差值	中标预判
1	17.86	8	15.01912122	2.840878781	是
2	24.02	12	16.69325609	7.326743913	是
3	\	10	\	\	\
4	43.71	29.5	42.98318872	0.726811284	是
5	20.71	12	16.86301145	3.846988547	是



四、调频收益组成

调频对应的收益组成由调频里程收入、调频量价补偿、机会成本损失三个部分组成。

里程收入

$D \text{调节深度} \times K_p \text{（性能指标）} \times P \text{该时段调频市场结算价格}$



量价补偿
收益

当 $Q_{\text{实际电量},t} > Q_{\text{日前计划},t}$ ，且 $P_{\text{报价},t} > P_{\text{实时},t}$ 时，

$$R_{\text{调频补偿}} = \sum (Q_{\text{实际电量},t} - Q_{\text{日前计划},t}) \times (P_{\text{调频补偿},t} - P_{\text{实时},t})$$

$$(Q_{\text{实发}} - Q_{\text{日前}}) \times (P_{\text{报价}} - P_{\text{成本}})$$

当 $Q_{\text{实际电量},t} < Q_{\text{日前计划},t}$ ，且 $P_{\text{报价},t} < P_{\text{实时},t}$ 时

$$R_{\text{调频补偿}} = \sum (Q_{\text{日前计划},t} - Q_{\text{实际电量},t}) \times (P_{\text{实时},t} - P_{\text{报价},t})$$

$$(Q_{\text{日前}} - Q_{\text{实发}}) \times (P_{\text{成本}} - P_{\text{报价}})$$

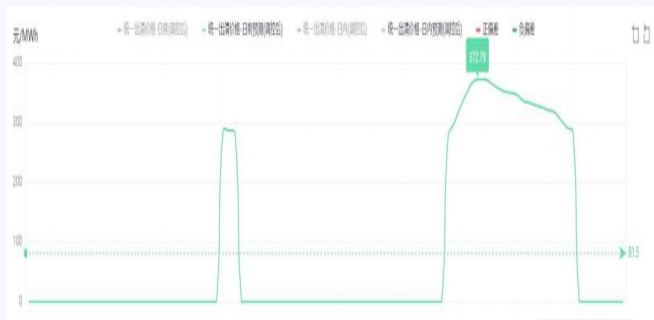
现货机会
成本损失

日前现货对应时段预留电量（下压10%/上抬电量5%） $\times$ （日前价格-成本）

备注：第四时段不下压，下压基准按照额定容量计算

五、调频对应省内现货报价策略

对应不同的价格形态，将会有不同的省内报价策略配合，并非所有场景都适合申报调频。



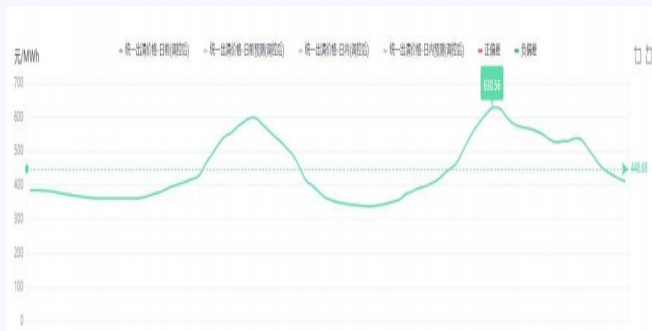
正调



段号	起始出力(MW)	终止出力(MW)	报价(元/MWh)
1	280	281	0
2	281	282	398.3
3	282	660	398.4

假设成本为300，只要发生正调，则获得 $(398.4 - 300) * (\text{实发电量} - \text{日前中标电量})$ 的调频补偿增收，但是会多发电。

- ◆ 定义正调为实时出力高于日前出力；
- ◆ 正调动作较常出现在低价段，除用电负荷的随机波动外，低价段由于机组向下爬坡**惯性原因**，会造成短暂的供小于求，系统频率下降，需要调频机组增加出力以维持频率；



反调



段号	起始出力(MW)	终止出力(MW)	报价(元/MWh)
1	280	281	0
2	281	659	1
3	659	660	2

假设成本为300，只要发生反调，则获得 $(300 - 0) * (\text{日前中标电量} - \text{实发电量})$ 的调频补偿增收。省煤同时增加收益。**反调的调频偏差补偿费用是调频的主要收入来源**

- ◆ 定义反调为实时出力低于日前出力；
- ◆ 反调动作较常出现在高价段，除用电负荷的随机波动外，高价段由于机组向上爬坡**惯性原因**，会造成短暂的供过于求，系统频率上升，需要调频机组减少出力以维持频率；

五、关于调频的强制调用

当出于电网安全考虑，需要**强制调用调频资源时**，调控机构对该时段内未申报的调频资源按其对应时段的历史调频性能指标排序依次进行调用，并按价格上限为标准计算**调频里程补偿费用**。

调频资源被强制调用时，仍然按照每15分钟计算实际Kp值，Kp或K1值（AGC调节速率）不满足下表第四点要求时，同样无法获得调频量价补偿，调频里程补偿费用仍然正常获取。Kp排序为近一次中标调频对应时段的Kp排序值

1	$Kp_{\text{实际}} \geq 0.85 \times Kp_{\text{排序}}$	全额补偿
2	$0.7 \times Kp_{\text{排序}} \leq Kp_{\text{实际}} < 0.85 \times Kp_{\text{排序}}$	补偿70%
3	$0.5 \times Kp_{\text{排序}} \leq Kp_{\text{实际}} < 0.7 \times Kp_{\text{排序}}$	补偿50%
4	$Kp_{\text{实际}} < 0.5 \times Kp_{\text{排序}}$ $Kp_{\text{实际}} < 1; K1_{\text{实际}} < 0.5$	不补偿



七、调频优点及需关注事项

优点

里程收入增加收益

正调增加收益

反调省煤的同时增加收益

中标时段免双细则考核

需关注点

性能指标不达标拿不到足额
补偿

出力波动需关注设备可靠性

2021年12月，国家能源局印发《电力辅助服务管理办法》（国能发监管规〔2021〕61号），首次提出增设爬坡和转动惯量辅助服务新品种。2024年3月，《山东电力爬坡辅助服务市场交易规则（试行）》开始执行，标志着国内首个爬坡辅助服务市场在山东电网启动运行，爬坡辅助服务的价值开始得到量化补偿，拉开了省级爬坡辅助服务市场建设运行的序幕。

爬坡辅助服务市场是随着新能源大规模接入电网而出现的，旨在应对可再生能源发电波动等不确定因素带来的系统净负荷短时大幅变化。

- **高比例新能源接入：**新能源装机占比高的地区，系统净负荷短时大幅变化的风险更大，对快速爬坡能力的需求更迫切。
- **电网运行实际挑战：**在系统负荷较低（如节假日）、新能源出力快速变化（如日出日落时段）时，常规火电机组可能难以提供足够的调节速率

主要影响：

- 1.一是爬坡辅助服务与电能量联合优化出清可能对节点电价产生较大影响。一般来说，联合出清的优化效果肯定好于顺序出清，但是这个结论成立是有前提的，那就是辅助服务必须报价。在辅助服务不报价且需求量较大的情况下，联合出清可能大幅抬高节点电价；
- 2.爬坡辅助服务市场的出清方式存在重复补偿的可能。；
- 3.爬坡辅助服务市场出清价格未能正确反映爬坡辅助服务的市场价值，而是更多地体现了其运行价值。

在交易尺度方面，本规则中的爬坡辅助服务在日前和日内开展，每15分钟一个交易时段。现阶段只开展日内交易。在申报方式方面，仅需提供爬坡服务的市场主体在日前市场中申报爬坡服务速率，不需要单独对爬坡辅助服务进行报价，而是基于市场运行的机会成本进行价格的确认；在出清方式方面，流程与现货市场实时电能量市场相近，爬坡辅助服务与实时电能量市场联合出清，共同产生出清价与出清量；在定价模式方面，爬坡辅助服务的价格有两套，分别是上爬坡价格和下爬坡价格，其分别由各个时段系统上/下爬坡需求约束的拉格朗日乘子（影子价格）确定。

爬坡辅助服务费用分摊者包括：

- 1.山东省级电力调度机构直接调度的并网公用发电机组（单机容量100兆瓦及以上的发电机组，暂不包括抽水蓄能电站）；
- 2.独立辅助服务提供者（包括独立新型储能电站等）；
- 3.电力调度机构集中式管理的风电发电场、光伏电站；
- 4.其他需要分摊爬坡辅助服务费用的经营主体。

对于提供爬坡服务的市场主体，其获得的费用为中标容量和爬坡出清价格乘积随时间的累积。市场运行机构将按日统计费用，并按月进行结算。爬坡服务的费用由未提供爬坡服务的直调公用发电机组、风电场、光伏电站共同分摊，分摊比例为各个电厂当日的上网电量比例。

07

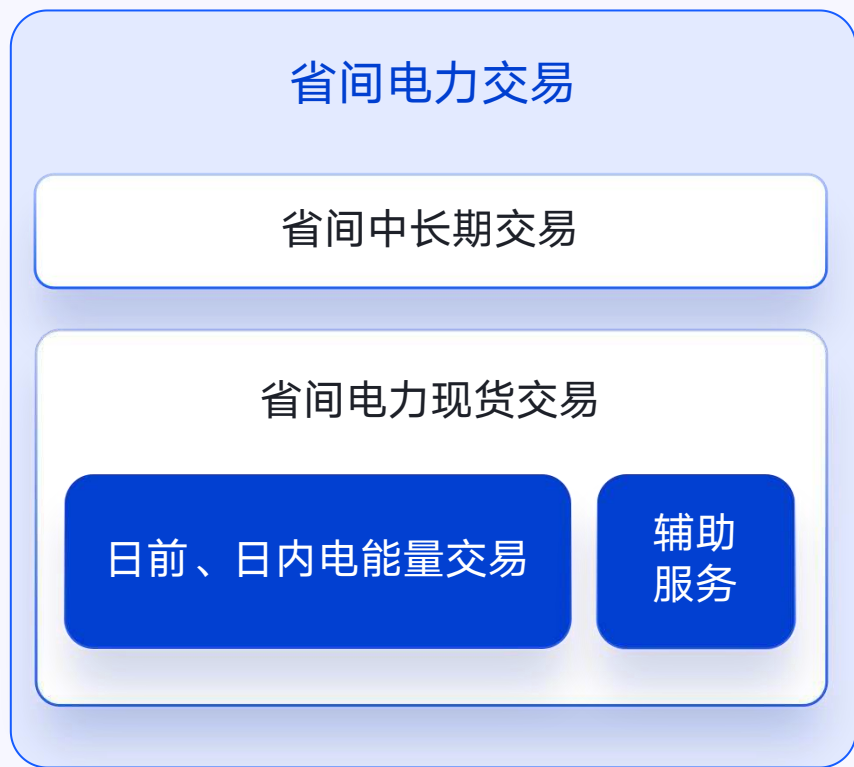
省间现货市场



省间现货交易背景

我国90%的煤炭、85%的太阳能集中在西部和北部地区，80%的风能、80%的水能集中在“三北”和西南地区，而70%的用电负荷集中在中东部地区。资源禀赋决定了我国必须走符合中国国情的能源转型发展道路，持续扩大跨省输电规模。





◆ 定位1：基于送端富余电力

增量交易



◆ 定位2：基于通道剩余能力

物理执行



■ 年度电力计划 ■ 月度及月内中长期电力交易 ■ 省间现货电力





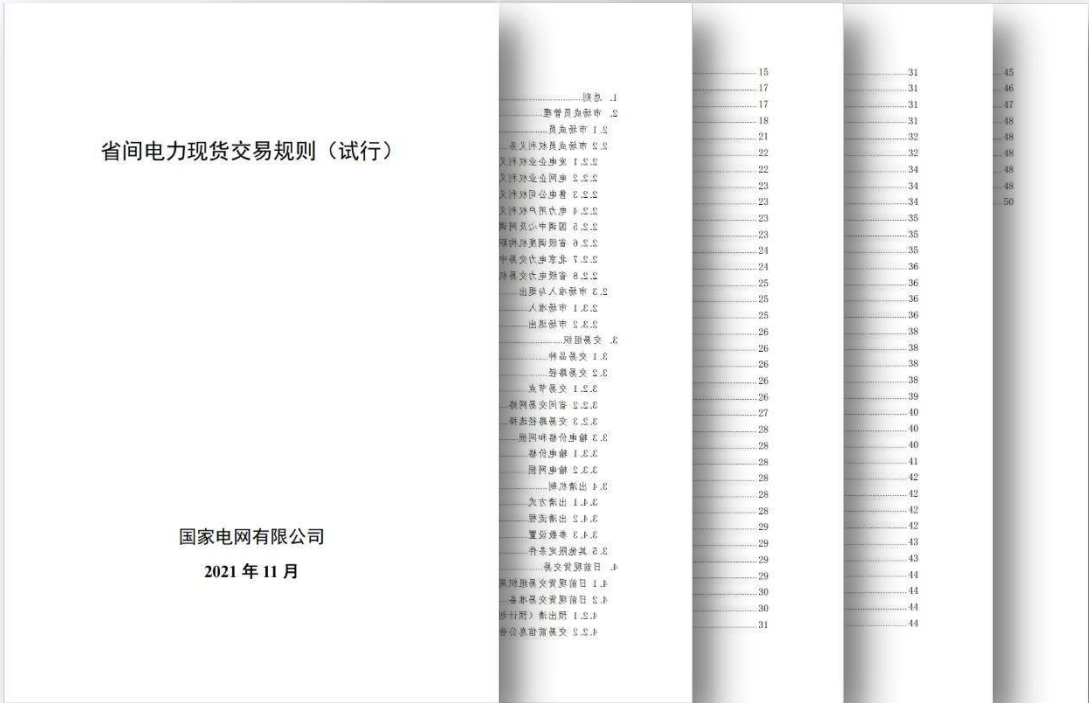
省间现货交易背景

为了缓解“三弃”问题，充分利用跨区通道富余输送能力，用市场化方式组织开展日前、日内跨区外送交易。

2017年8月18日，根据《国家能源局关于同意印发<跨区域省间富余可再生能源电力现货交易试点规则（试行）>的复函》（国能函监管【2017】46号），国调中心正式组织开展**跨区域省间富余可再生能源电力现货交易**。

2021年11月1日，国家发改委、能源局联合印发了《关于国家电网有限公司省间电力现货交易规则的复函》（发改办体改【2021】837号），同意国家电网有限公司按照省间电力现货交易规则组织实施。**11月22日**，国家电网有限公司正式印发《**省间电力现货交易规则（试行）**》（国家电网调【2021】592号）。

2024年10月15日，经过近1000天实践检验，省间电力现货市场转入**正式运行**，将在更大范围内促进电力电量在省与省之间流动。



2024年10月15日，省间电力现货市场转入正式运行



● 市场主体申报数据基本要求

- 每一交易时段（15分钟）可申报的分段曲线最多为5段。
- 卖方市场主体申报的分段曲线要求为单调非递减曲线。
- 买方市场主体申报的分段曲线要求为单调非递增曲线。
- 申报电力最小单位为1兆瓦，申报价格最小单位为1元/兆瓦时。
- 市场主体报价最低为0元/兆瓦时，最高为3000元/兆瓦时。（2023年7月：省间电力现货市场申报价格上限调整至3元/千瓦时，送电方节点日均加权结算价格上限设定为1.5元/千瓦时。此前报价上限为10元/千瓦时。）政府主管部门可根据市场运行情况对限价进行调整。

● 卖方市场主体申报数据要求

- 火电和核电发电企业申报电力不得超过其实际发电能力与预出清（预计划）之差，预出清（预计划）未安排开机的机组不得申报电力。
- 可再生能源企业申报电力不得超过其预测出力与预出清（预计划）之差。

● 买方市场主体申报数据要求

- 售电公司、电力用户申报购入电力不得超过其所代理用户或自身用电负荷的最大值。



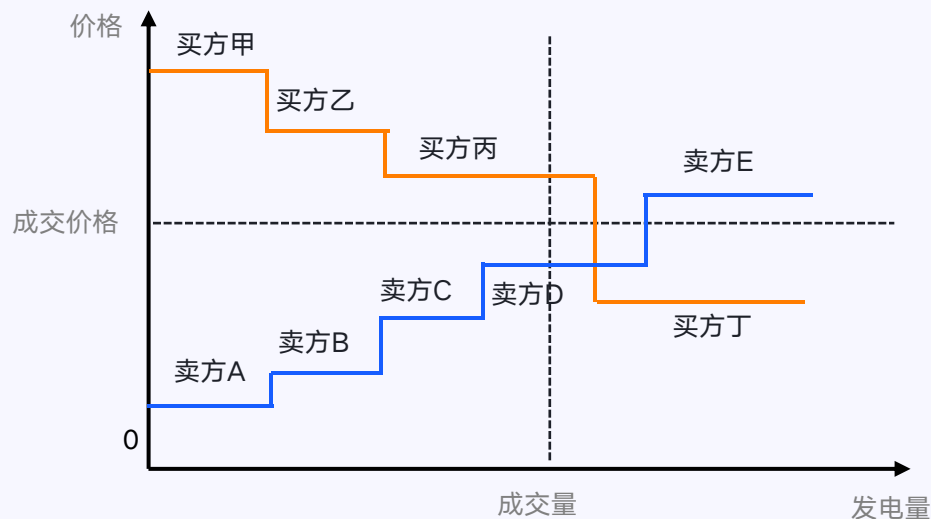
申报上网
“电力-价格”曲线



申报落地
“电力-价格”曲线



某省边际出清过程



省间电力现货交易采用集中竞价的出清方式，买卖双方申报本地购售电“电力-价格”曲线，由技术支持系统将买方市场主体申报的电力和价格，考虑输电费用和网损，按交易路径折算到卖方节点进行集中排序撮合，报价最低的卖方市场主体和报价最高的买方市场主体优先成交，**双方在卖方节点最后一笔成交的报价平均值作为卖电节点边际出清价格。**

◆ 输电费用和网损

购方结算电量由于网损原因少于售方结算电量，因此购方结算价格需要根据网损以及输电价格折算到售方节点

将买方市场主体在买方节点申报的电力和价格按照所有可用交易路径，依如下公式折算到卖方节点：

折算到卖方节点的买方市场主体价格=买方市场主体报价-输电价格（含输电网损折价）。

$$\text{price}_{\text{买电}, j, t}^{\text{卖}} = \text{price}_{\text{买电}, j, t} \times \prod_{m=1}^N (1 - \rho_m) - \sum_{m=1}^N \left[Pt_m \times \prod_{r=1}^m (1 - \rho_r) \right]$$

m 为交易路径中通道的序号；

ρ_m 为交易路径中自卖方节点至买方节点的第 m 段通道的输电网损率；

Pt_m 为交易路径中自卖方节点至买方节点的第 m 段通道的输电价格；

N 为交易路径中通道的总个数。



卖方节点发电企业参与省间电力现货交易的收入计算公式为：

省间电力现货交易收入=日前现货交易执行电量（卖方节点）×日前出清价格（卖方节点）+日内现货交易执行电量（卖方节点）×日内出清价格（卖方节点）。

省间现货日前中标电量*省间现货日前出清电价+省间现货实时中标电量*省间现货实时出清电价

- ◆ 假设某时点省间现货日前中标电量为20MWh，省间现货日前出清价格为350元/MWh；省间现货实时中标电量10MWh，省间现货实时出清电价360元/MWh，则体现在结算单中的电费为：

省间现货日前电费：20*350 = 7000元

省间现货实时电费：10*360 = 3600元



省内发电企业偏差处理：

省内现货市场运行时，省内发电企业实际发电出力低于省间电力现货交易电力时，省间电力现货交易电力不变，少发电能按照省内现货市场价格向省内其他发电企业购买。省内现货市场未运行时，发电企业电量按照相关规则进行偏差考核。

若实际上网电量无法兑付省间现货日前+实时中标电量时，缺额电量以省内节点价格购买兑付，该部分电量可算作电厂的物理实发电量。省间现货结算电费不变。

接上例，某时点省间现货日前中标电量为20MWh，省间现货日前出清价格为350元/MWh；省间现货实时中标电量10MWh，省间现货实时出清电价360元/MWh，则省间现货结算电费为10600元不变。此时假若实时上网电量为5MWh，实时节点价格为10元/MWh，则产生额外的省间缺额购电电费：

$$(5-10-20) * 10 = -250 \text{元。}$$

含省间现货结算的所有变量如下：

中长期 电量	中长期 电价	省内日前 中标电量	省内日前 出清电价	实时上网 电量	省内实时 节点电价	省间日前 中标电量	省间日前 出清电价	省间实时 中标电量	省间实时 出清电价
-----------	-----------	--------------	--------------	------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------

- **中长期电费：** 中长期电量*中长期电价
- **省内日前电费：** （省内日前中标电量-中长期电量）*省内日前出清电价
- **省间日前电费：** 省间日前中标电量*省间日前出清电价
- **省间实时电费：** 省间实时中标电量*省间实时出清电价
- **省内实时电费：** （实时上网电量-省间日前中标电量-省间实时中标电量-省内日前中标电量）*省内实时电价

总费用=中长期电费+省内日前电费+省内实时电费+省间日前电费+省间实时电费

感谢观看

Thanks for watching !