

电力现货市场新能源交易决策

演讲人：清能互联

时间：2025年9月

目录

Contents

01. 新能源现货策略制定基础-广西新能源交易案例

02. 新能源交易策略制定要点总结

03. 河北南网新能源交易基本情况

04. 新疆省新能源交易基本情况

01

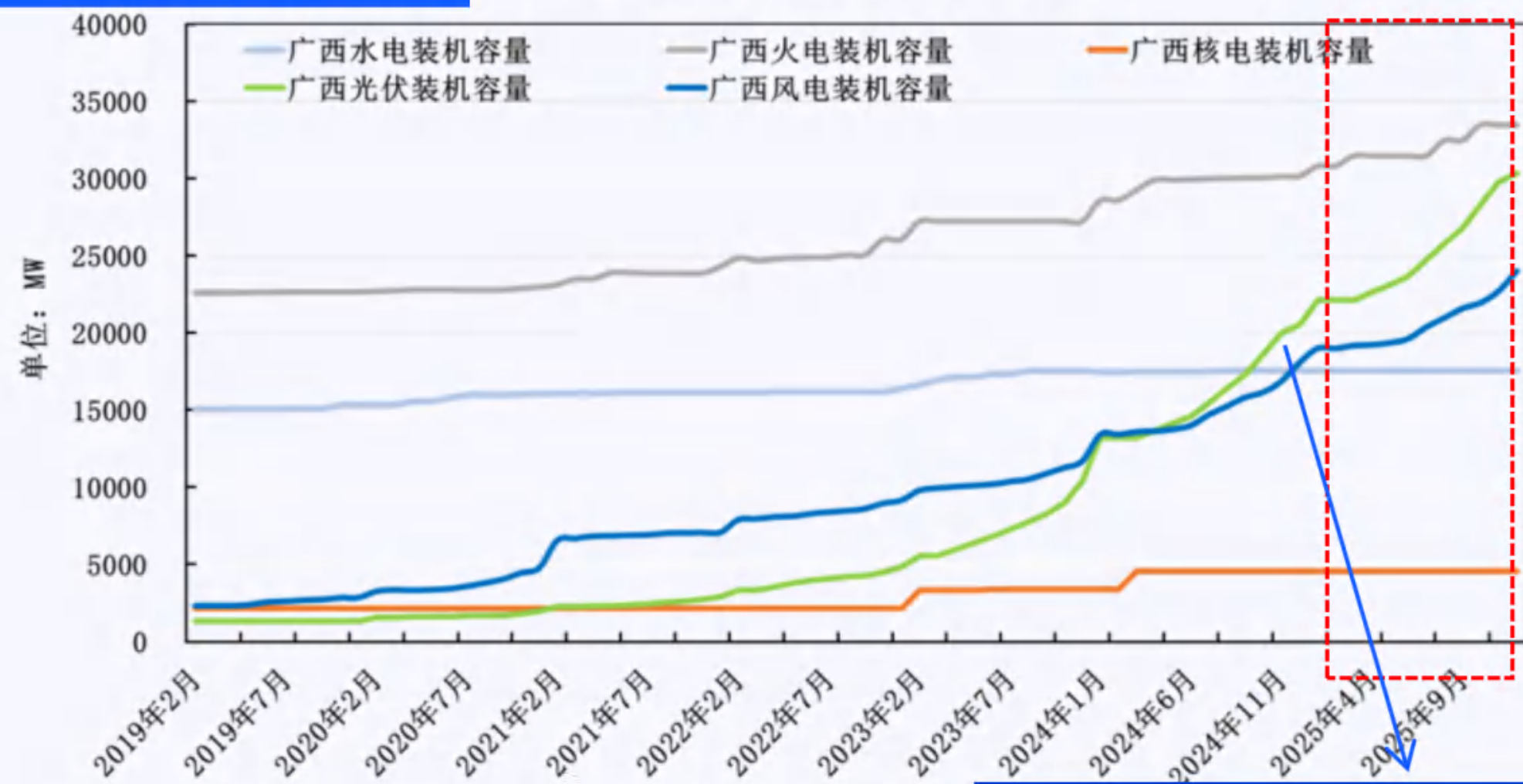
新能源现货策略制定基础-广西新能源交易案例



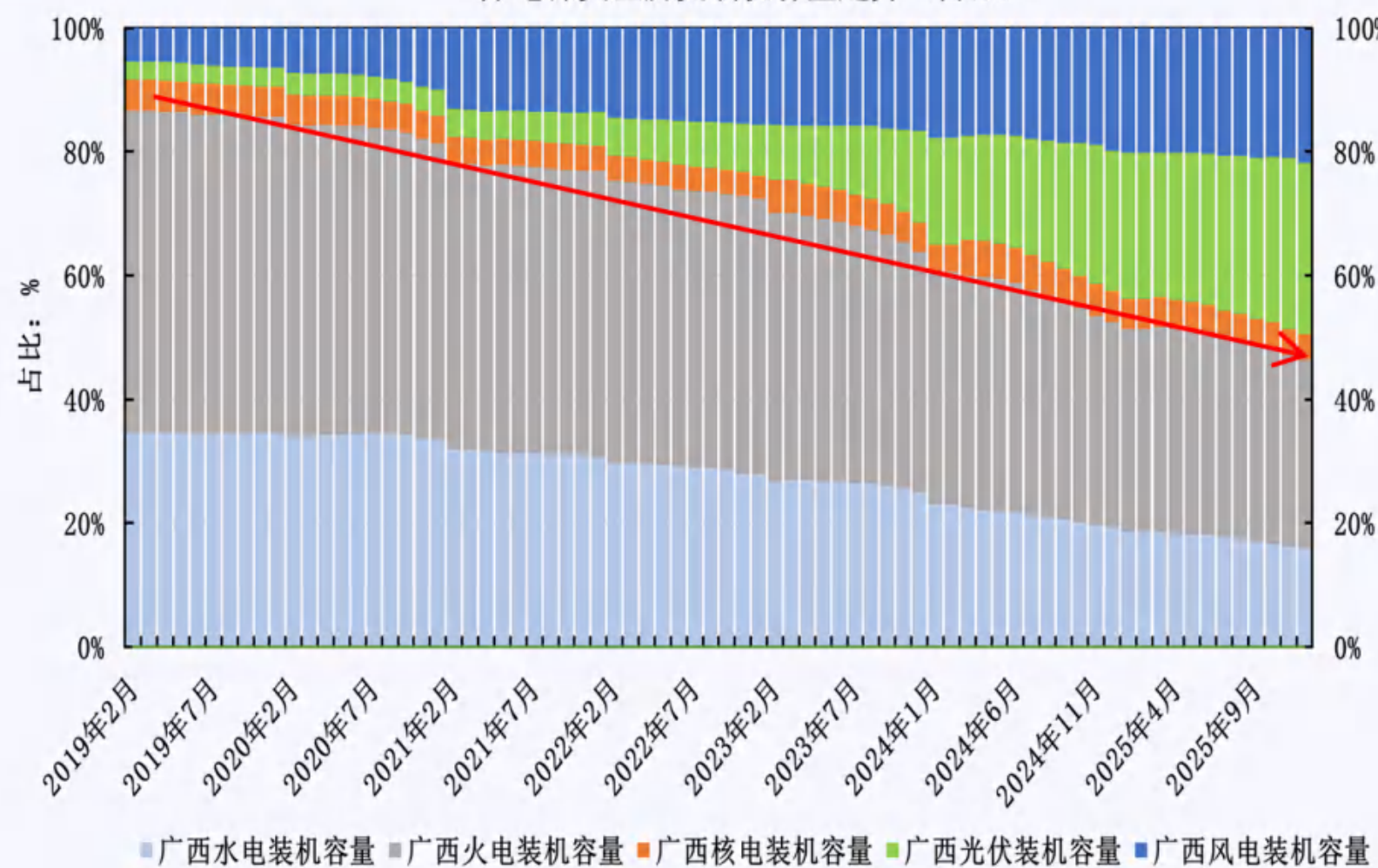
电源装机

分电源类型历史装机容量趋势

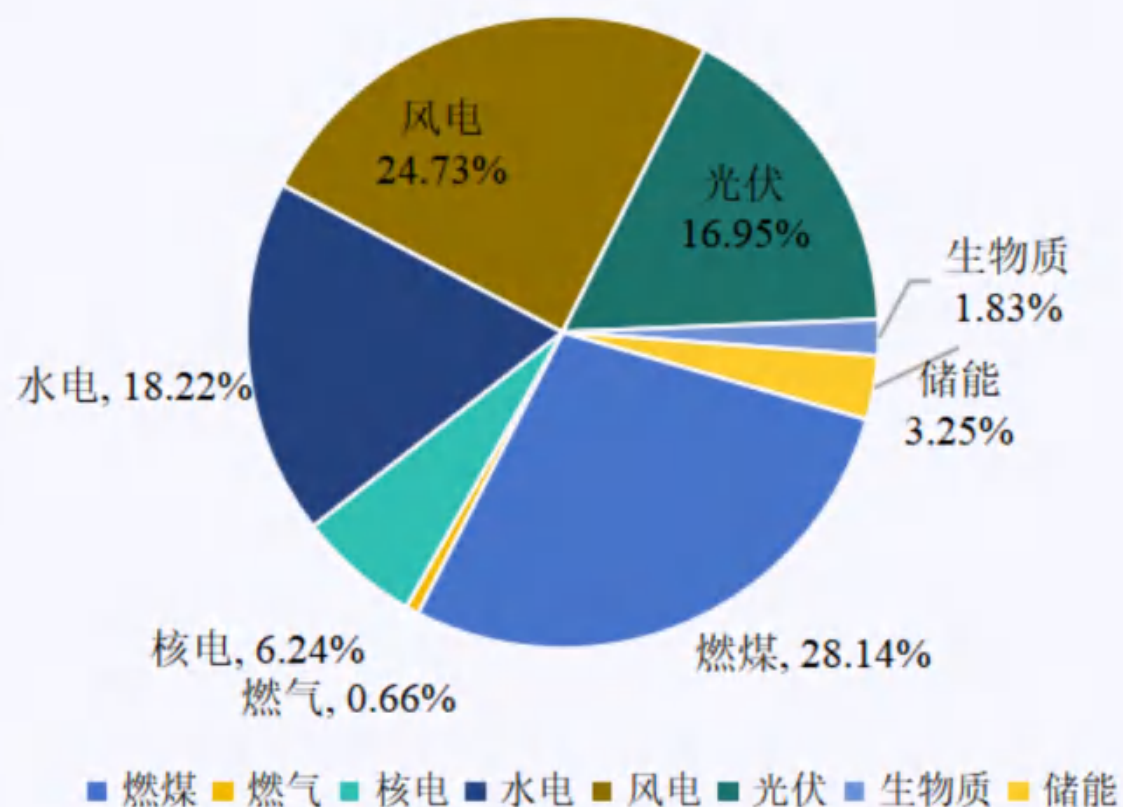
25年装机规划



分电源类型历史装机容量趋势 (占比)



统调电源装机 (截止2024年12月)



发电结构

2024年广西电网公司统调发受电量

光伏机组的高装机、低发电特征



- 截至2024年12月底, 广西统调装机 (不含龙滩及境外) **7284.5万kW**。
- 煤电虽为广西第一大电源, 但在新能源装机的迅猛增长下, 火电、水电装机的比重总体呈现下降趋势。
- 新能源累计装机占比达41.68%**, 结合调电披露信息, 2025年底新能源装机占比约达到49%左右。
- 在2024年发电结构中, **煤电、水电、核电、风电**在广西电力供给中的发电量占比高, 其中**煤电、水电**起到较大的支撑性作用。

- 广西电网地市级及以上电力调度机构调管的集中式风电（不含海上风电项目，下同）、集中式光伏发电企业全电量参与市场化交易，新能源实际上网电量与中长期电量之差按照现货节点电价进行偏差结算。

$$R_{\text{新能源}} = R_{\text{中长期}} + R_{\text{日前}} + R_{\text{实时}} + R_{\text{中长期合约阻塞}} + R_{\text{补偿}} + R_{\text{返还及考核}}$$

全电量

$$\text{其中, } R_{\text{中长期}} + R_{\text{日前}} + R_{\text{实时}} = Q_{\text{中长期}} \times P_{\text{中长期}} + (Q_{\text{日前}} - Q_{\text{中长期}}) \times P_{\text{日前}} + (Q_{\text{实时}} - Q_{\text{日前}}) \times P_{\text{实时}}$$

$$= Q_{\text{中长期}} \times (P_{\text{中长期}} - P_{\text{日前}}) + Q_{\text{日前}} \times (P_{\text{日前}} - P_{\text{实时}}) + Q_{\text{实时}} \times P_{\text{实时}}$$

其中， $Q_{\text{日前}} \times (P_{\text{日前}} - P_{\text{实时}})$ 为新能源现货策略制定的核心公式，根据 $P_{\text{日前}}$ 、 $P_{\text{实时}}$ 的大小关系，来决定套利方向；绝对值的大小，来决定套利的风险和机会。 $Q_{\text{中长期}} \times (P_{\text{中长期}} - P_{\text{日前}})$ ，为新能源中长期策略制定的核心公式，根据 $P_{\text{日前}}$ 、 $P_{\text{中长期}}$ 的大小关系，来决定套利方向；绝对值的大小，来决定套利的风险和机会。

- 算例1：假设A电厂某小时的中长期合约电量为1000兆瓦时， $P_{\text{中长期}} = 340$ 元/兆瓦时；日前出清电量1100兆瓦时， $P_{\text{日前}} = 330$ 元/兆瓦时； $P_{\text{实时}} = 320$ 元/兆瓦时，实际上网电量1200兆瓦时。

$$R_A = 1000 \times 340 + (1100 - 1000) \times 330 + (1200 - 1100) \times 320$$

- 广西电网地市级及以上电力调度机构调管的集中式风电（不含海上风电项目，下同）、集中式光伏发电企业全电量参与市场化交易，新能源实际上网电量与中长期电量之差按照现货节点电价进行偏差结算。

$$R_{\text{新能源}} = R_{\text{中长期}} + R_{\text{日前}} + R_{\text{实时}} + R_{\text{中长期合约阻塞}} + R_{\text{补偿}} + R_{\text{返还及考核}}$$

中长期电量

注意

$P_{\text{中长期交易月度合计}}$ 为当月全体发电侧中长期交易月度电量的加权平均价格；

$P_{\text{日前市场月度加权平均综合电价}}$ 为日前市场当月内该交易单元所有节点电价按对应时段 **实际上网电量占比进行加权** 的计算值；

当结算试运行周期发电企业交易单元的总市场电量为0时，采用**发电侧日前市场月度加权平均综合电价**开展该交易单元的发电侧中长期交易偏差收益回收电费计算。

➤ 发电侧中长期交易偏差收益回收

①当中长期交易当月交易电量 < 其月度实际结算市场电量的 K_1 时（ $K_1=0.9$, $h_1=0.5$ ）：

$$C_{\text{发电中长期偏差收益}} = \max[0, (Q_{\text{月度实际结算}} \times K_1 - Q_{\text{中长期交易月度合计}}) \times P_{\text{度电回收价格}}]$$

$$P_{\text{度电回收价格}} = \max[0, (P_{\text{日前市场月度加权平均综合电价}} - P_{\text{中长期交易月度合计}}) \times h_1]$$

②当中长期交易当月交易电量 > 其月度实际结算市场电量的 K_2 时（ $K_2=1.1$, $h_2=0$ ）：

$$C_{\text{发电中长期偏差收益}} = (Q_{\text{中长期交易月度合计}} - Q_{\text{月度实际结算}} \times K_2) \times P_{\text{度电回收价格}}$$

$$P_{\text{度电回收价格}} = \max[0, (P_{\text{中长期交易月度合计}} - P_{\text{日前市场月度加权平均综合电价}}) \times h_2]$$

从 h_1 、 h_2 可看出，该项超额收益部分的0.5倍进行回收，存在套利空间。

- 广西电网地市级及以上电力调度机构调管的集中式风电（不含海上风电项目，下同）、集中式光伏发电企业全电量参与市场化交易，新能源实际上网电量与中长期电量之差按照现货节点电价进行偏差结算。

$$R_{\text{新能源}} = R_{\text{中长期}} + R_{\text{日前}} + R_{\text{实时}} + R_{\text{中长期合约阻塞}} + R_{\text{补偿}} + R_{\text{返还及考核}}$$

中长期电量

➤ 情景一：当中长期交易当月交易电量大于其月度实际结算市场电量的 K_2 时（ $K_2=1.1$ ， $h_2=0$ ）

算例：某发电企业结算试运行期间总中长期电量为120兆瓦时，实际用电量100兆瓦时， $P_{\text{中长期交易月度合计}}=340$ 元/兆瓦时，

$P_{\text{日前市场月度加权平均综合电价}}=330$ 元/兆瓦时。

计算过程：

$P_{\text{度电考核价格}} = \max[0, (P_{\text{中长期交易月度合计}} - P_{\text{日前市场月度加权平均综合电价}})] \times h_2 = \max[0, (340 - 330)] \times 0 = 0$ 元/兆瓦时

$C_{\text{用电中长期偏差收益}} = (Q_{\text{中长期交易月度合计}} - Q_{\text{月度实际结算}} \times K_2) \times P_{\text{度电考核价格}} = (120 - 100 \times 1.1) \times 0 = 0$ 元

➤ 情景二：当中长期交易当月交易电量小于其月度实际结算市场电量的 K_1 时（ $K_1=0.9$ ， $h_1=0.5$ ）

算例：某发电企业结算试运行期间总中长期电量为80兆瓦时，实际上网电量100兆瓦时， $P_{\text{中长期交易月度合计}}=340$ 元/兆瓦时，

$P_{\text{日前市场月度加权平均综合电价}}=350$ 元/兆瓦时。

计算过程：

$P_{\text{度电考核价格}} = \max[0, (P_{\text{日前市场月度加权平均综合电价}} - P_{\text{中长期交易月度合计}})] \times h_1 = \max[0, (350 - 340)] \times 0.5 = 5$ 元/兆瓦时

$C_{\text{用电中长期偏差收益}} = \max[0, (Q_{\text{月度实际结算}} \times K_1 - Q_{\text{中长期交易月度合计}})] \times P_{\text{度电考核价格}} = \max[0, (100 \times 0.9 - 80)] \times 5 = 50$ 元

- 广西电网地市级及以上电力调度机构调管的集中式风电（不含海上风电项目，下同）、集中式光伏发电企业全电量参与市场化交易，新能源实际上网电量与中长期电量之差按照现货节点电价进行偏差结算。

$$R_{\text{新能源}} = R_{\text{中长期}} + R_{\text{日前}} + R_{\text{实时}} + R_{\text{中长期合约阻塞}} + R_{\text{补偿}} + R_{\text{返还及考核}}$$

现货偏差电量

- **偏差结算**：新能源场站以报量报价的方式参与现货市场。日前出清电量与中长期电量之差，按节点日前电价结算；实际上网电量与日前出清电量之差，按节点实时电价结算。
- **新能源日前实时偏差收益回收**：实时偏差电量超过允许范围之外的电量部分，以节点日前、实时价格之差按小时计算新能源日前实时偏差费用。→**实际未执行**
- » 当 $Q_{\text{申报},t} > Q_{\text{实时},t} \times (1 + \lambda_0)$ ，且 $P_{\text{日前统一},t} > P_{\text{实时统一},t}$ 时， $C = \sum [Q_{\text{申报},t} - Q_{\text{实时},t} \times (1 + \lambda_0)] \times (P_{\text{日前统一},t} - P_{\text{实时统一},t})$ ；
- » 当 $Q_{\text{申报},t} < Q_{\text{实时},t} \times (1 - \lambda_0)$ ，且 $P_{\text{日前统一},t} < P_{\text{实时统一},t}$ 时， $C = \sum [(Q_{\text{实时},t} \times (1 - \lambda_0) - Q_{\text{申报},t}) \times (P_{\text{实时统一},t} - P_{\text{日前统一},t})]$ ；

- 广西电网地市级及以上电力调度机构调管的集中式风电（不含海上风电项目，下同）、集中式光伏发电企业全电量参与市场化交易，新能源实际上网电量与中长期电量之差按照现货节点电价进行偏差结算。

$$R_{\text{新能源}} = R_{\text{中长期}} + R_{\text{日前}} + R_{\text{实时}} + R_{\text{中长期合约阻塞}} + R_{\text{补偿}} + R_{\text{返还及考核}}$$

现货偏差电量

- 新能源功率预测偏差考核：现货市场运行期间，新能源场站暂按照“两个细则”新能源场站预测偏差考核条款执行考核。

$$ACC = \begin{cases} \left(1 - \sqrt{\frac{1}{96} \sum_{i=1}^{96} \left(\frac{P_{Mi} - P_{Pi}}{P_{Mi}}\right)^2}\right) \times 100\%, & P_{Mi} \geq 0.2Cap \\ \left(1 - \sqrt{\frac{1}{96} \sum_{i=1}^{96} \left(\frac{P_{Mi} - P_{Pi}}{Cap \times 0.2}\right)^2}\right) \times 100\%, & P_{Mi} < 0.2Cap \end{cases}$$

场站类型	考核项目	要求	考核电量
风电	日前功率预测考核	≥ 60%	每降低一个百分点 按当月装机容量 ×1h
	实时功率预测考核	≥ 65%	
光伏	日前功率预测考核	≥ 65%	每降低一个百分点 按当月装机容量 ×1h
	实时功率预测考核	≥ 70%	

- 实时发电计划偏差考核：新能源场站在出力限制时段的实际发电出力曲线与实时发电计划曲线之间的偏差，按照“两个细则”考核。

- 广西电网地市级及以上电力调度机构调管的集中式风电（不含海上风电项目，下同）、集中式光伏发电企业全电量参与市场化交易，新能源实际上网电量与中长期电量之差按照现货节点电价进行偏差结算。

$$R_{\text{新能源}} = R_{\text{中长期}} + R_{\text{日前}} + R_{\text{实时}} + R_{\text{中长期合约阻塞}} + R_{\text{补偿}} + R_{\text{返还及考核}}$$

政府授权合约机制

- 新能源发电企业结算费用由**市场化结算费用和政府授权合约差价费用相加组成**。市场化结算费用按照广西电力市场相关规则执行，政府授权合约差价费用按月结算。新能源发电政府授权合约价格分为绿电政府授权合约价格（以下简称绿电合约价格）和常规电能量政府授权合约价格（以下简称常规合约价格），按年确定。
- 合约价格**：经与区内新能源发电企业充分研究协商，**绿电合约价格为375 元/兆瓦时，常规合约价格为 360 元/兆瓦时。**
- 执行电量**：各交易单元执行电量为该交易单元的**全部上网电量**。
- 对标价格**：全月连续结算试运行期间，**常规对标价格按照标的月正向交易均价 $\times K_1$ + 标的月所有发电企业现货市场加权均价 $\times (1-K_1)$ 执行，绿电对标价格按照标的月批发交易用户绿电交易计划（含绿证价格）的加权平均价格执行。** K_1 取值0.9。

- 广西电网地市级及以上电力调度机构调管的集中式风电（不含海上风电项目，下同）、集中式光伏发电企业全电量参与市场化交易，新能源实际上网电量与中长期电量之差按照现货节点电价进行偏差结算。

$$R_{\text{新能源}} = R_{\text{中长期}} + R_{\text{日前}} + R_{\text{实时}} + R_{\text{中长期合约阻塞}} + R_{\text{补偿}} + R_{\text{返还及考核}}$$

政府授权合约机制

➤ 绿电合约差价费用：

- 当绿电对标价格 $\geq$ 绿电合约价格 $\times (1 + k_{\text{上}})$ 时，绿电合约差价费用 = 该交易单元在标的月广西绿电交易中绿证结算对应电量 $\times$ [绿电合约价格 $\times (1 + k_{\text{上}})$ - 绿电对标价格]。
- 当绿电对标价格 $<$ 绿电合约价格 $\times (1 - k_{\text{下}})$ 时，绿电合约差价费用 = 该交易单元在标的月广西绿电交易中绿证结算对应电量 $\times$ [绿电合约价格 $\times (1 - k_{\text{下}})$ - 绿电对标价格]。
- 其他情况，绿电合约差价费用为 0。

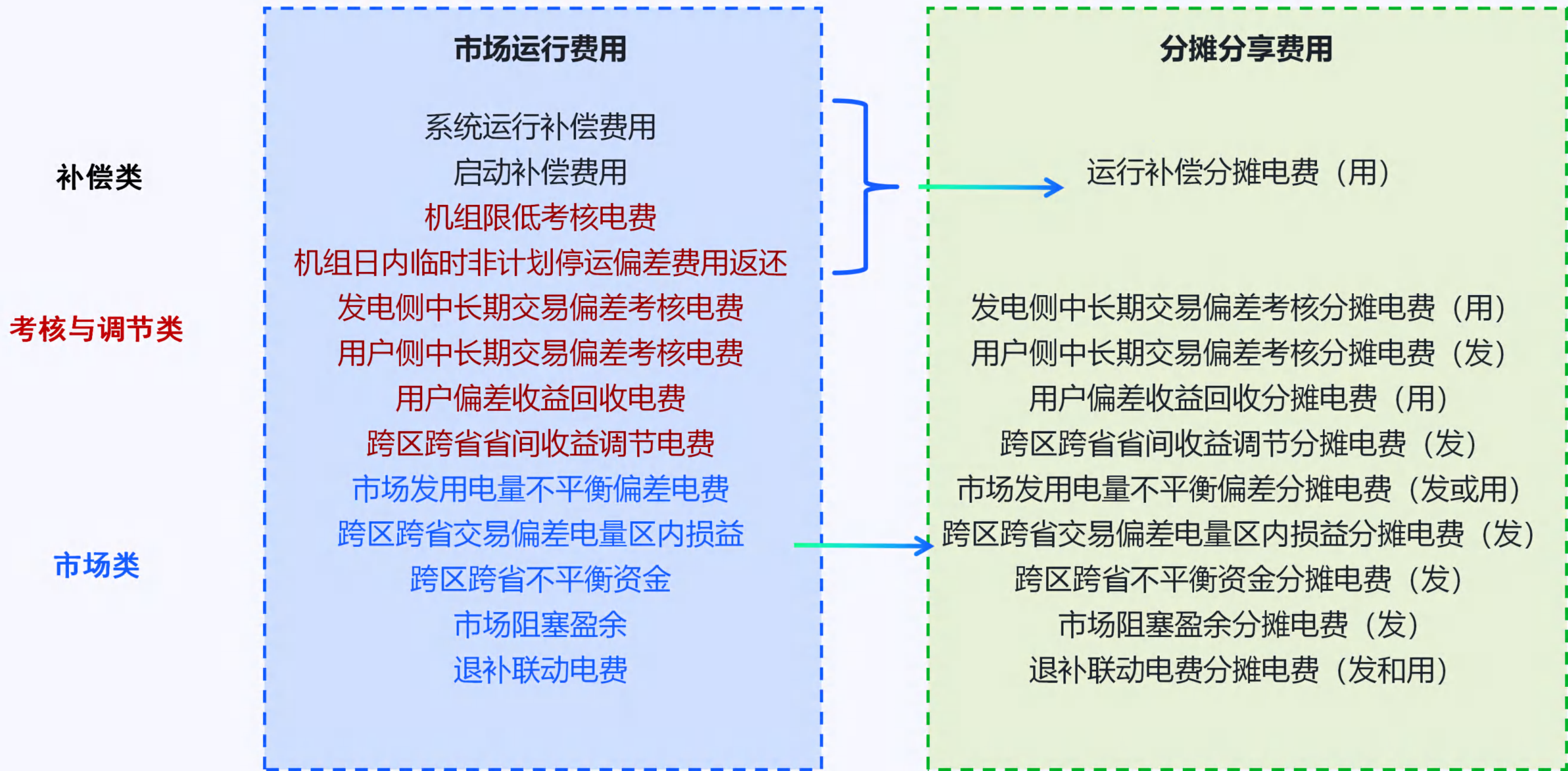
➤ 常规合约差价费用：

当常规对标价格 $\geq$ 常规合约价格 $\times (1 + k_{\text{上}})$ 时，常规合约差价费用 = (执行电量 - 该交易单元在标的月广西绿电交易中绿证结算对应电量) $\times$ [常规合约价格 $\times (1 + k_{\text{上}})$ - 常规对标价格]。

当常规对标价格 $<$ 常规合约价格 $\times (1 - k_{\text{下}})$ 时，常规合约差价费用 = (执行电量 - 该交易单元在标的月广西绿电交易中绿证结算对应电量) $\times$ [常规合约价格 $\times (1 - k_{\text{下}})$ - 常规对标价格]。

其他情况，常规合约差价费用为 0。

新能源发电上下浮动系数： $k_{\text{上}}$ 暂定为 0， $k_{\text{下}}$ 暂定为 0.1。





现货交易分析逻辑



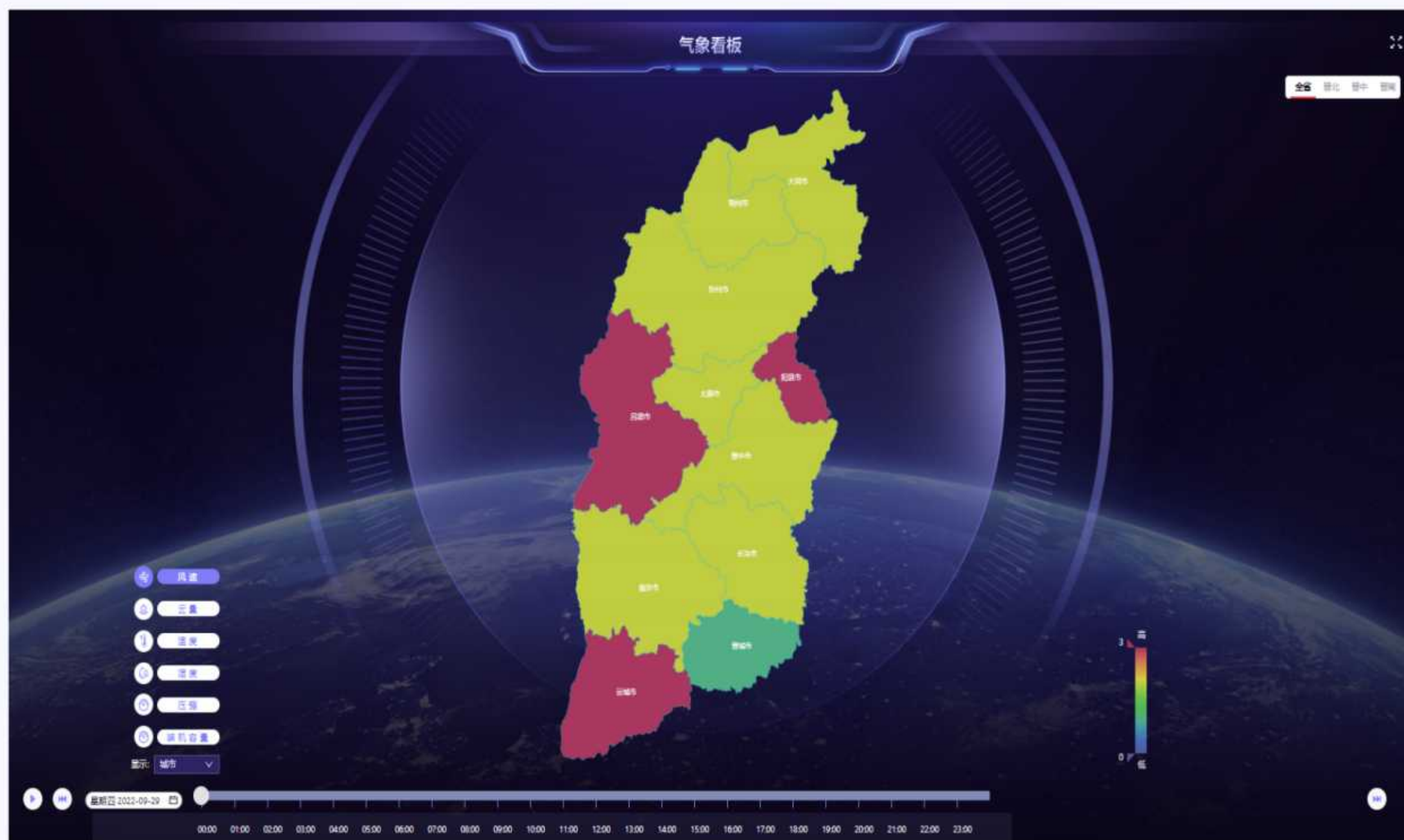


新能源现货策略制定流程——省内现货交易

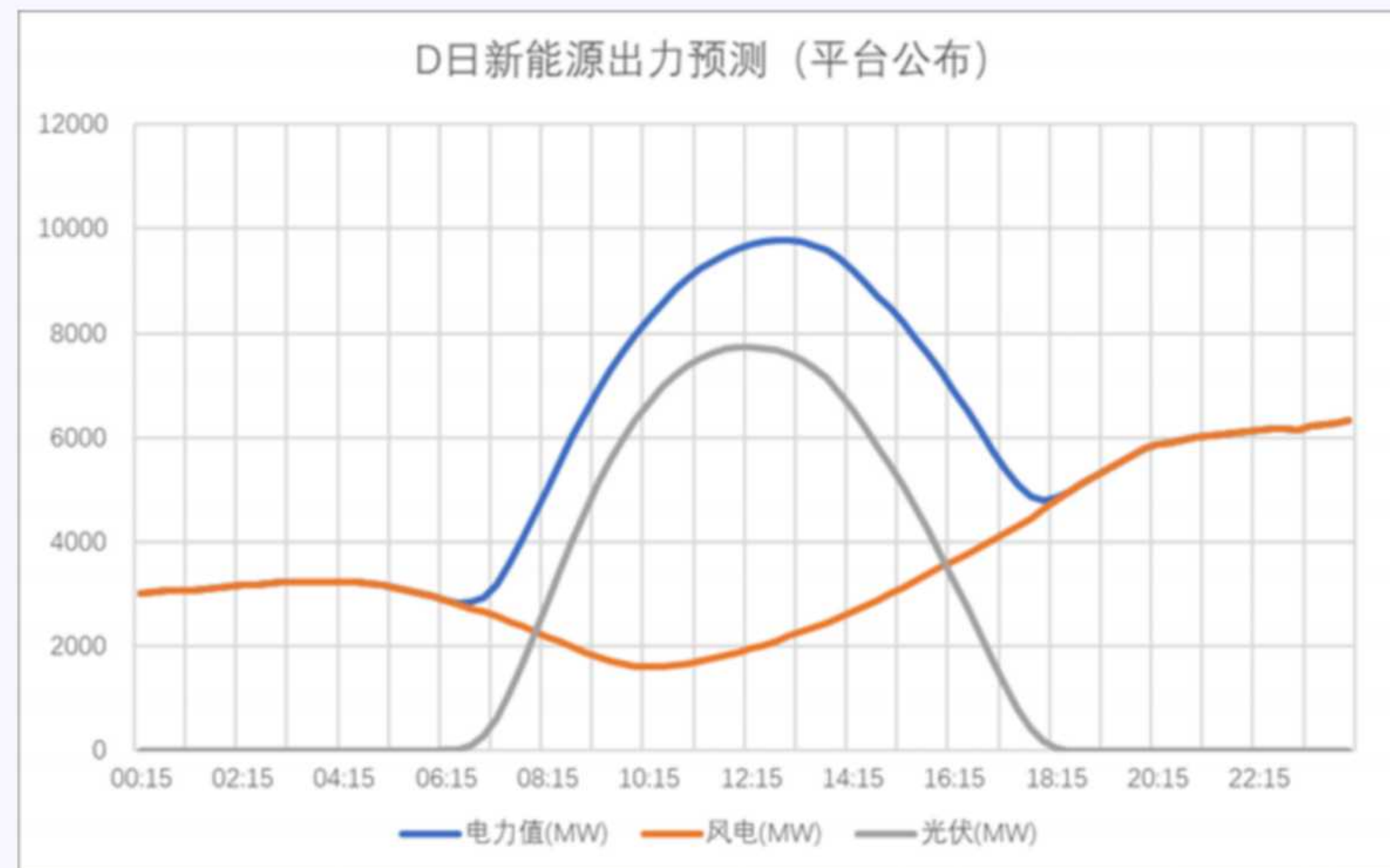
省内现货交易第一步：全省风光出力水平评估

基于全省时序分布的风、光、雨雪等气象资源情况，校核交易中心公布的全网风电及光伏出力预测的准确度。

全网气象分析



全网风光出力预测





新能源现货策略制定流程——省内现货交易

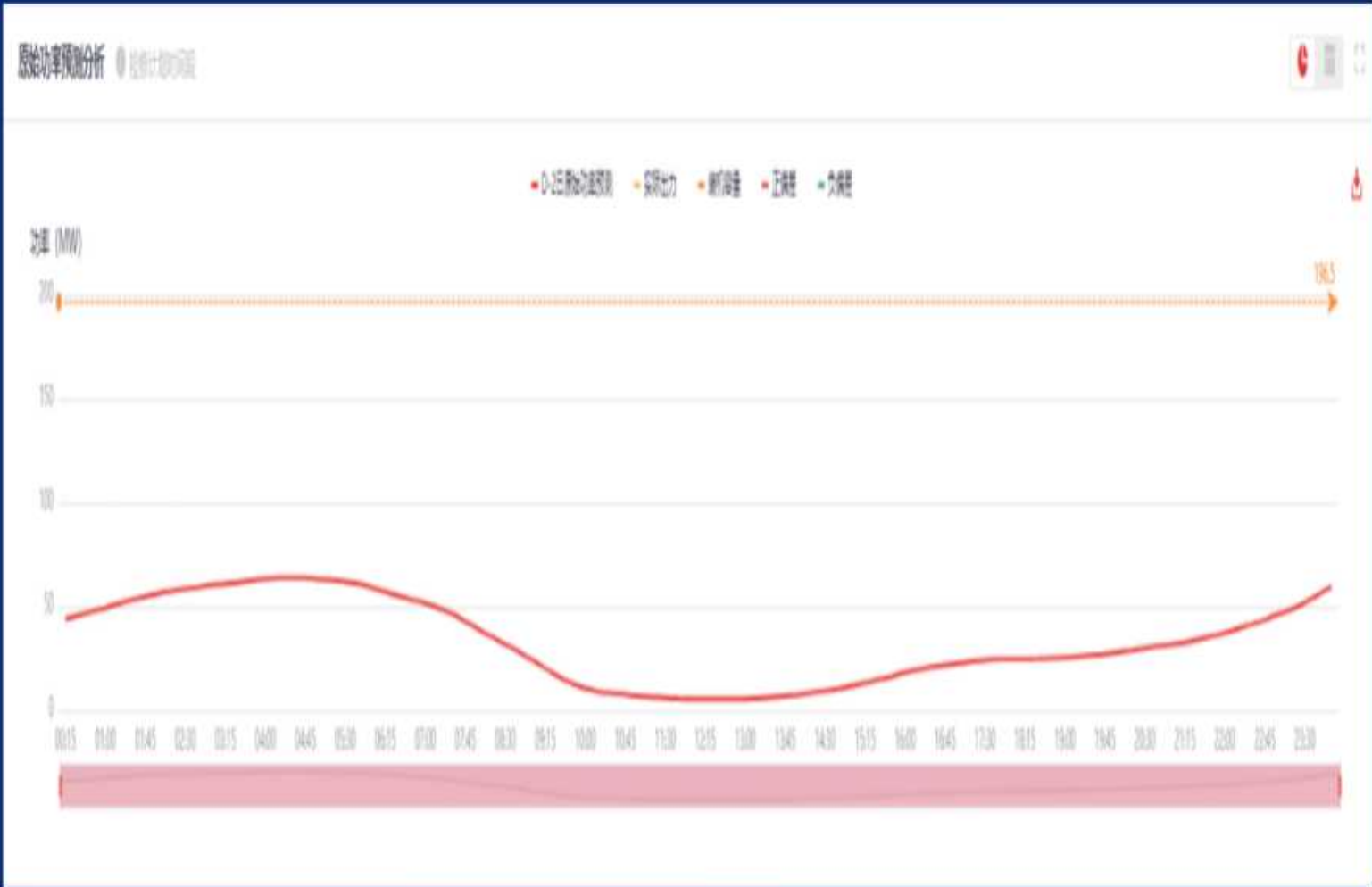
省内现货交易第二步：场站功率预测评估

基于场站局部时序分布的气象资源情况和近期运行情况，进行场站功率预测水平评估，包括场站历史预测准确度的分析与场站功率预测偏差分析，通过不同风光资源水平下，场站功率预测的偏差规律，进而对场站原始功率预测进行修偏。

场站气象分析

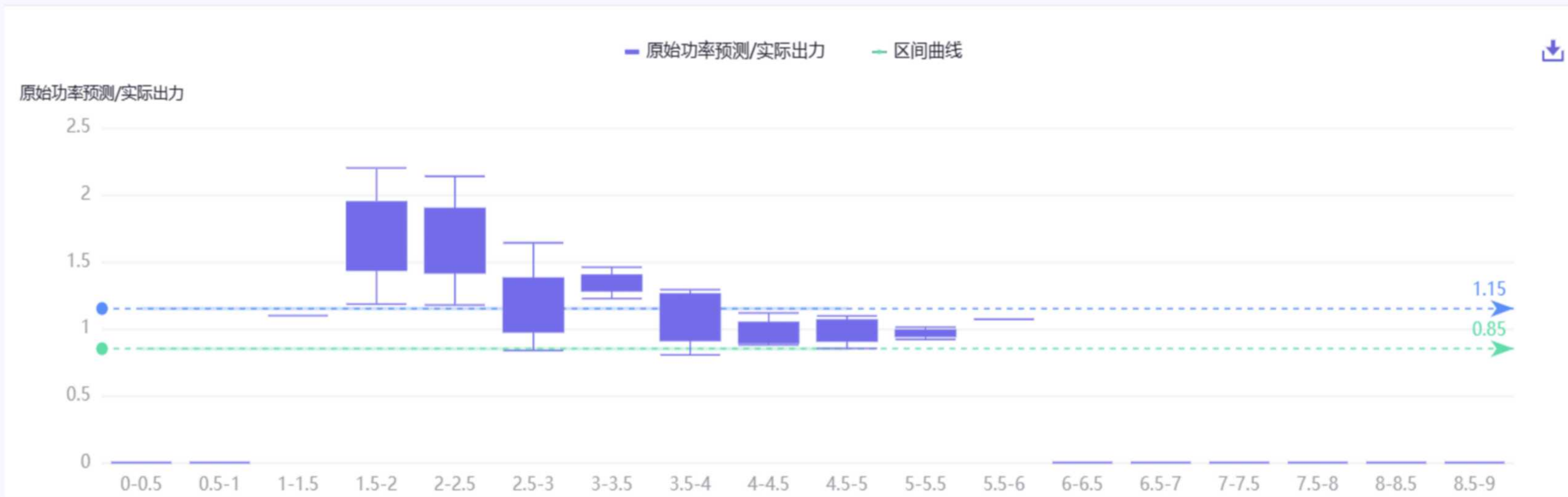


场站出力预测



◆ 全网和场站的功率预测评估

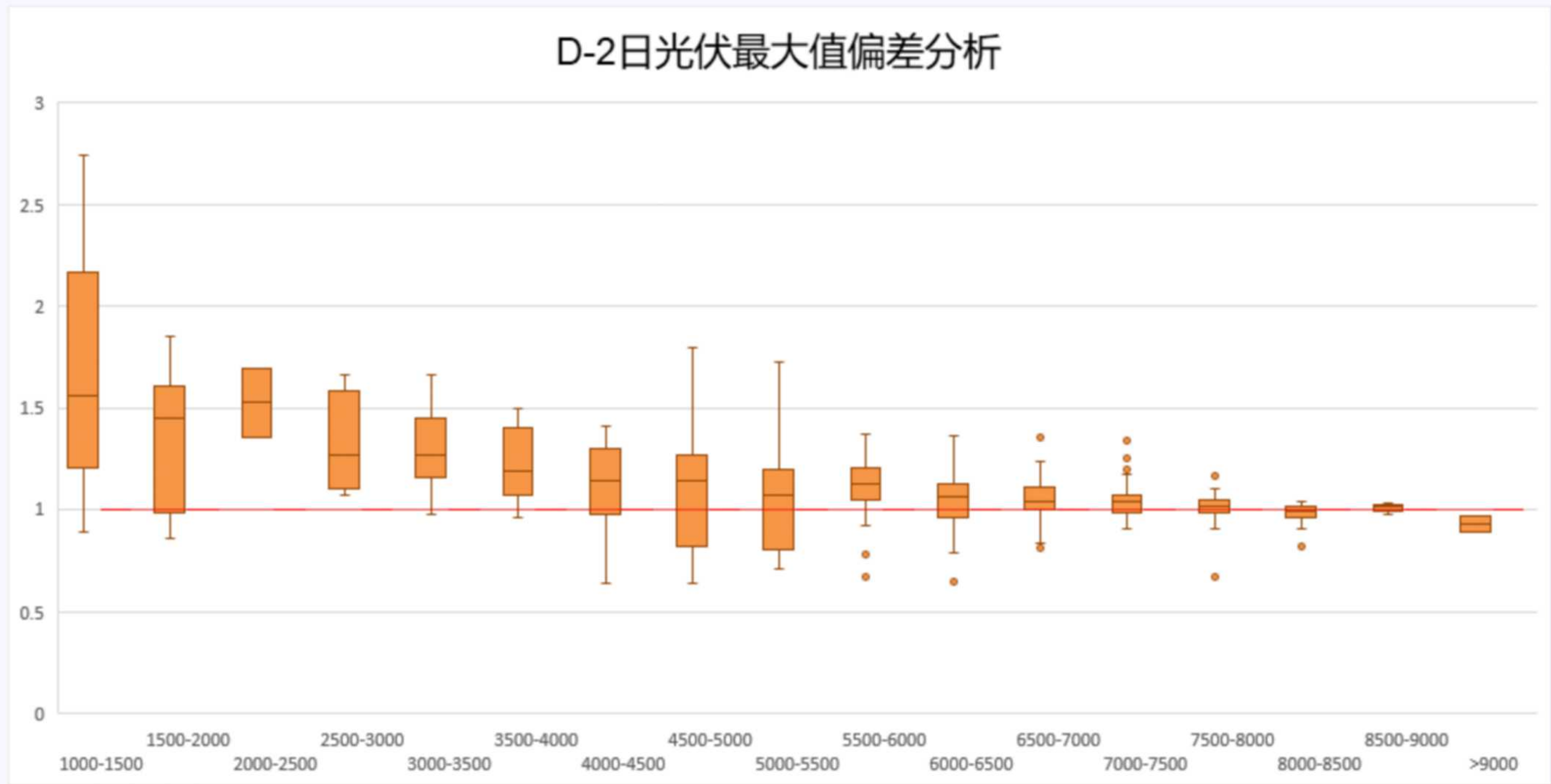
光伏：



在可利用小时数较低的时候，预测波动性较大；
可利用小时数在4小时以下，预测普遍偏高于实际；
可利用小时数在4小时以上，预测与实际更为接近。

经多场站评估，各光伏场站预测水平基本一致，无大幅度偏差。

光伏：

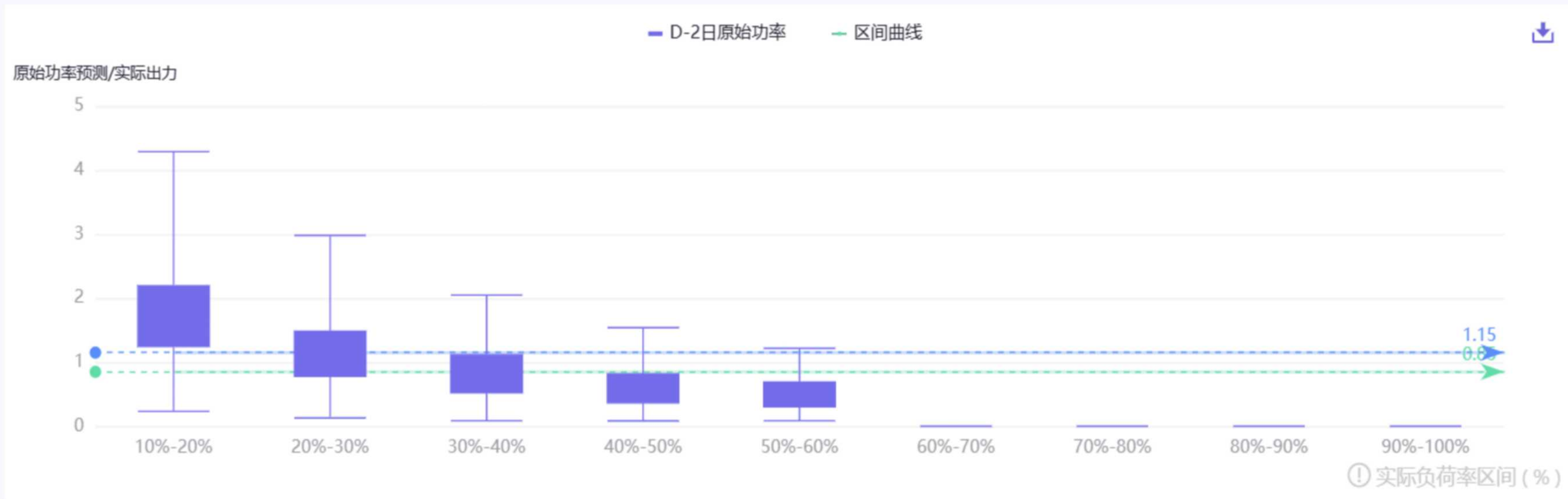


总结：

- 1.D-2日光伏出力预测总体来看偏高；
- 2.阴天D-2日光伏出力预测大概率是预测偏高的；
- 3.多云天D-2日光伏出力预测偏差浮动较大；
- 4.总体来说，晴天D-2日光伏出力预较为准确

全网和场站的功率预测评估

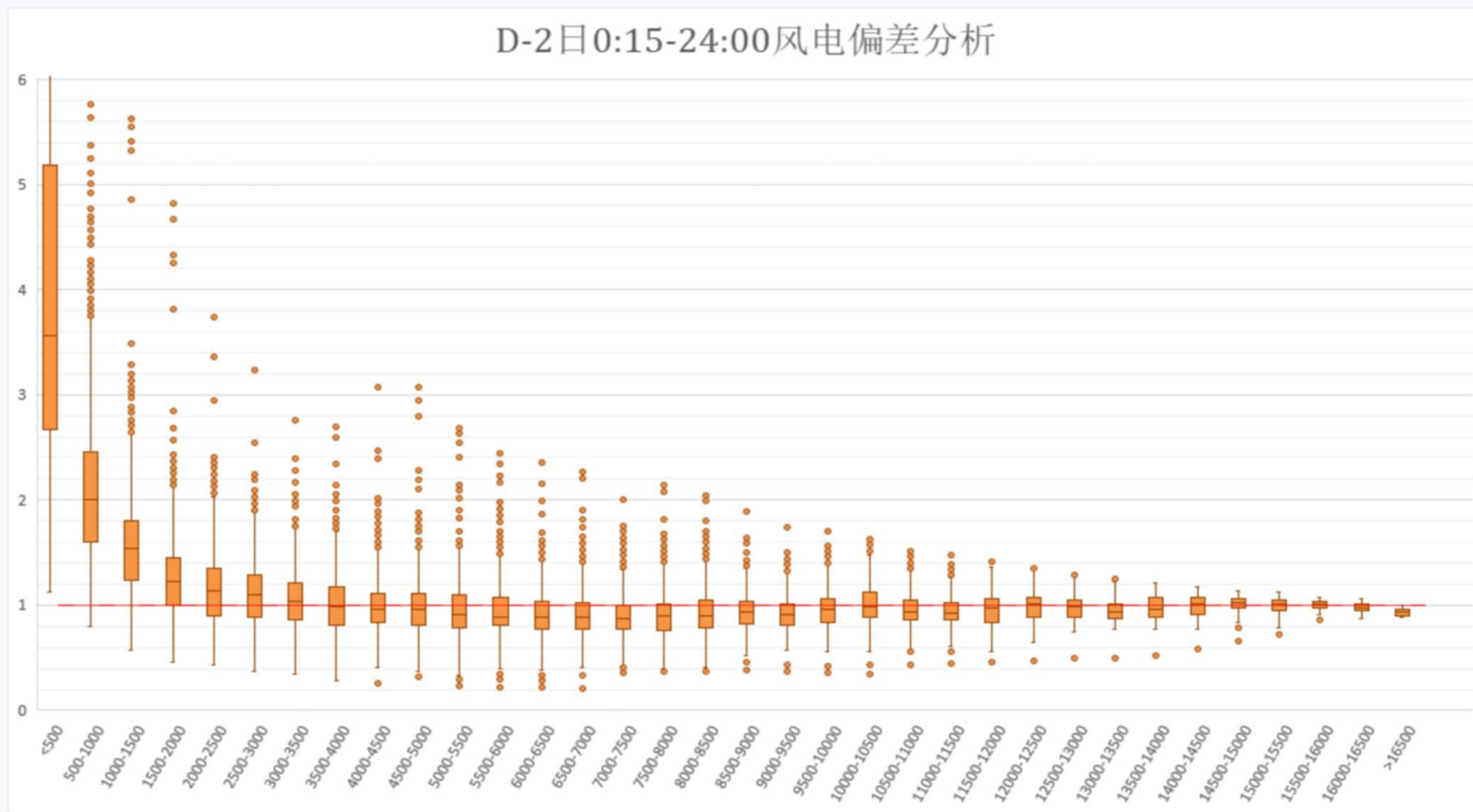
风电:



在10%-30%负荷以下，预测波动性极大，且预测普遍偏高于实际；
30%-40%负荷预测普遍偏低，预测系数波动性降低，且逐渐接近于1；
40-60%负荷以上负荷预测预测波动性降低，且预测偏低与实际。

经多场站评估，各风电场站的预测系数均收敛于1，但收敛过程差异较大。

风电:

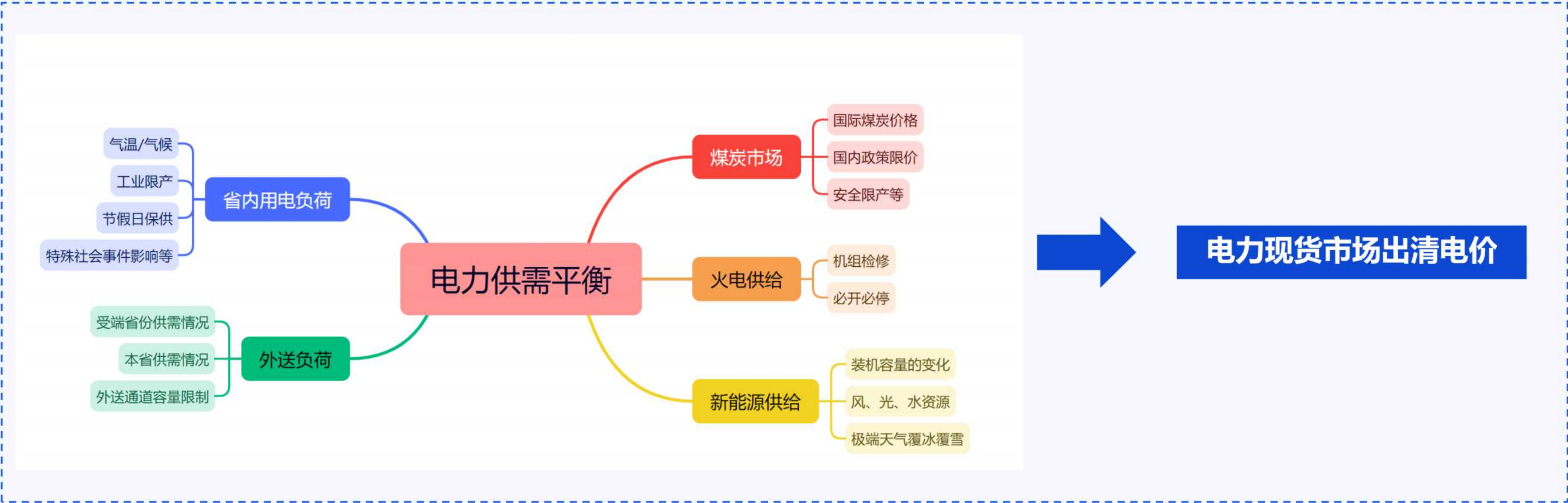


整体上看, 出力在5000MW以下, 出力越低, D-2日的预测偏差越大, 且为预测偏高趋势; 出力在8000MW以上, D-2日的预测偏差较小。



省内现货交易第三步：现货电价预测分析

通过分析并预测市场供需情况，并结合近期市场行情情况，进行策略日的现货价格预测，并形成各个时段的预测出清价格，作为现货交易策略制定的价格基准。



在电力现货市场中，一般来说用电侧和新能源电厂处于价格的被动接受方，火电厂是实质上的价格垄断方，因此供需水平对价格的影响主要体现在火电竞价空间。



➤ D-2预测的D日全网日前价格预测的偏差分析和修正

1、新能源容量损失分析

如遭遇极端天气（如低温降雪）时，风电和光伏容量可能受损，若D-2日预测功率未考虑受损进行预测，那么在D-1预测时，会大幅下降。

2、根据气象信息和容量损失，修正新能源负荷，进一步对预测价格进行校核和适量修正

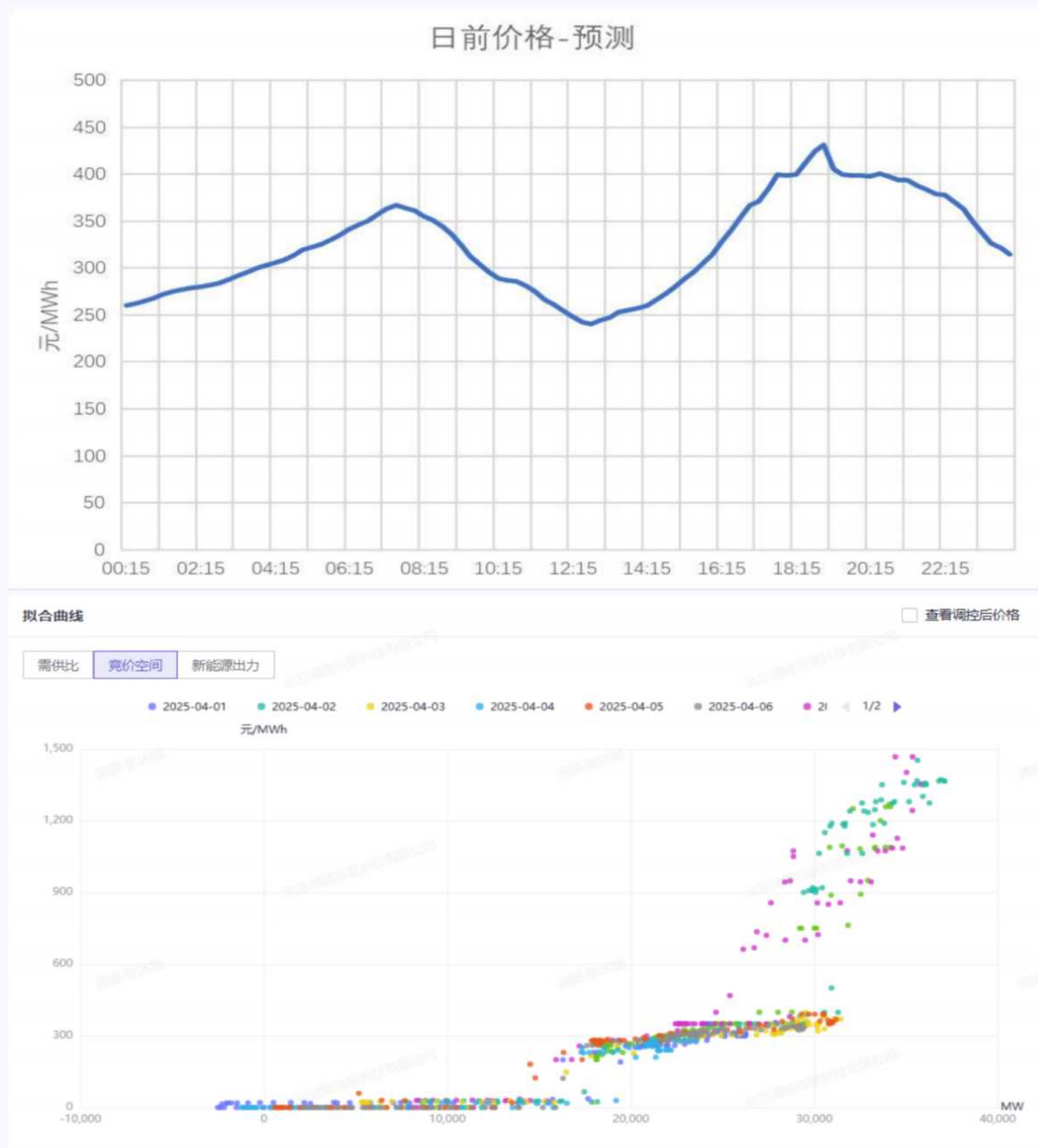
3、市场主体套利行为分析

4、市场报价分析

新能源整体出力水平较低时，火电会提升报价套利，整体日前价格均会提升，尤其在预见到未来新能源出力持续性走低，火电联盟提升报价的影响更为显著。

5、省调负荷、总加联络线计划通过系统观察近期趋势和对比

6、近期节点阻塞情况；

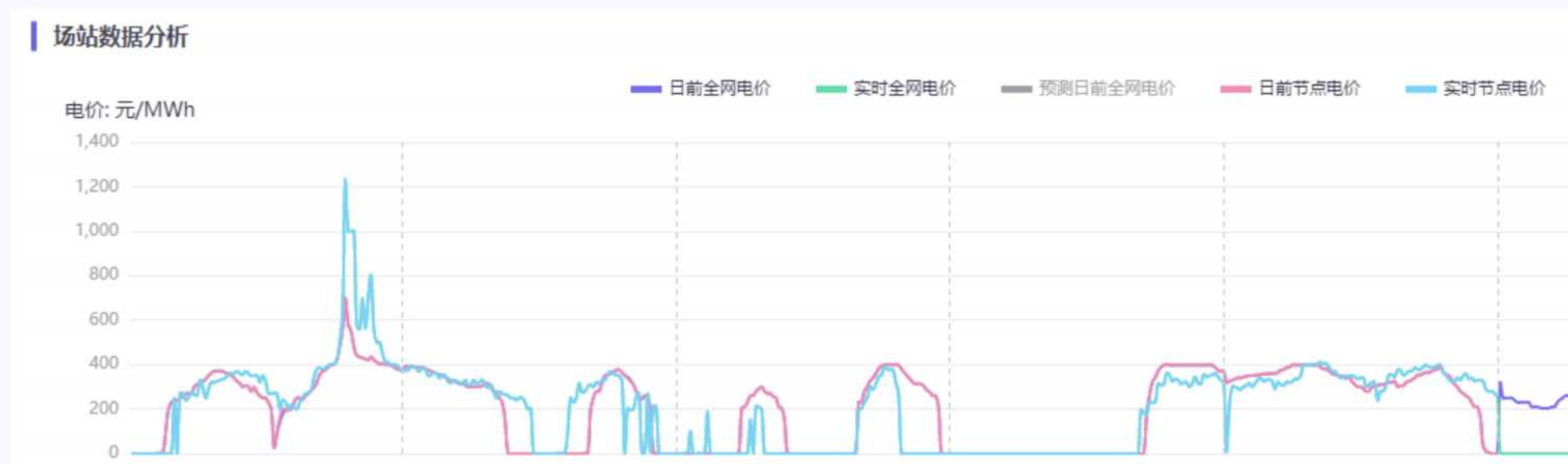




日前实时价差分析

➤ D日全网日前实时价差分析

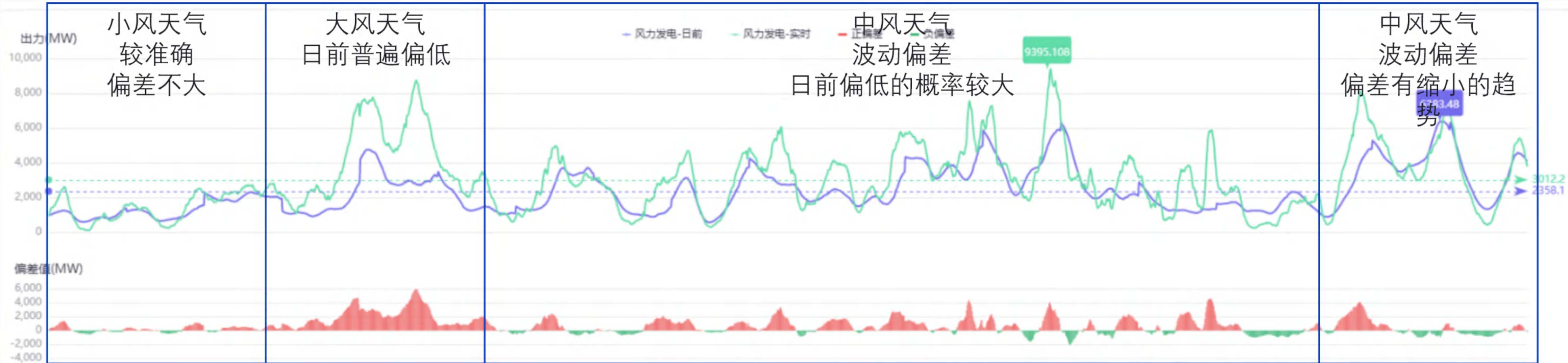
- 1、实时新能源出力情况；
- 2、实时省调负荷情况；
- 3、实时总加联络线计划情况；
- 4、市场主体套利行为；
- 5、高峰期机组爬坡资源情况；
- 6、近期节点阻塞情况；



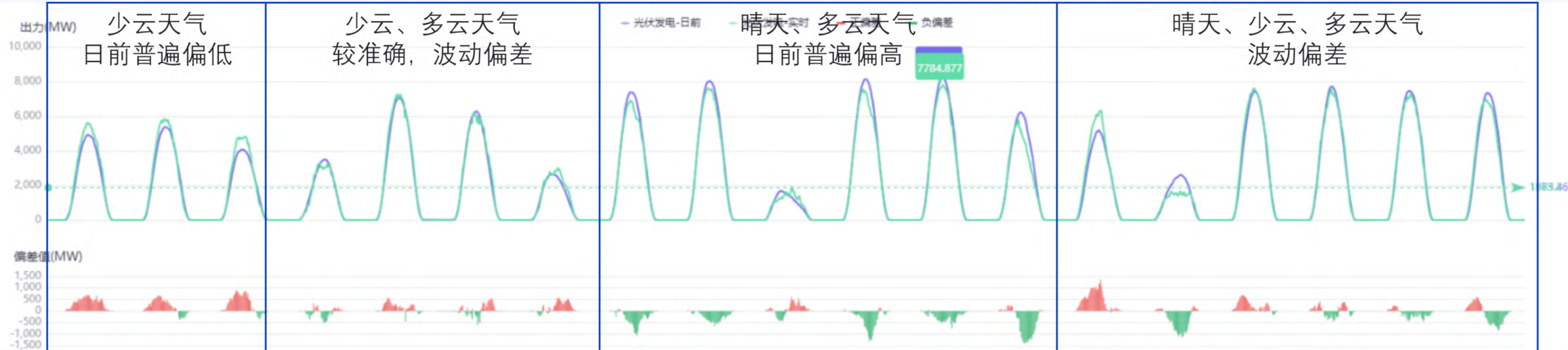
日前实时价差分析（边界差异分析）

新能源边界预测偏差历史趋势（日前和实时）

风电：



光伏：



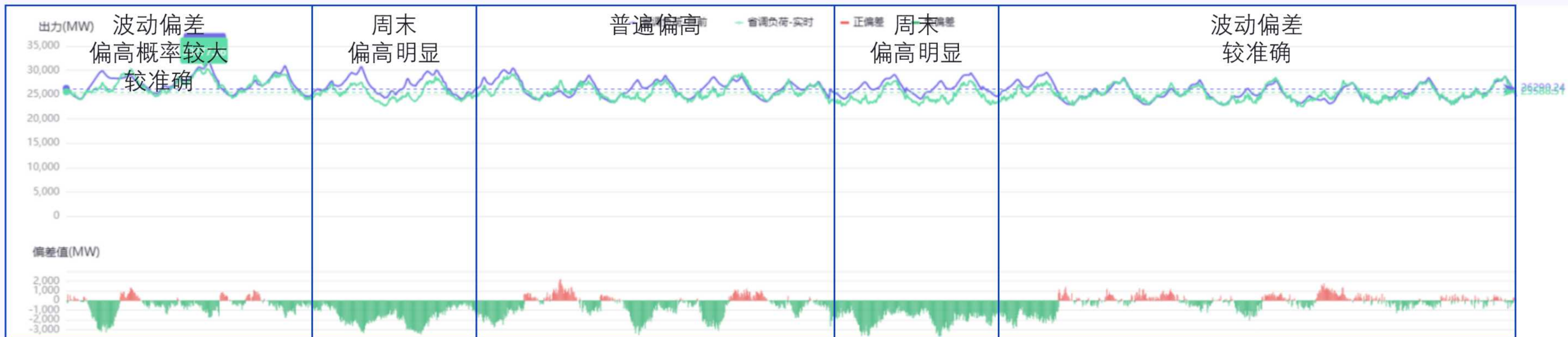
其他考虑因素：1、不同区域的风电出力情况；2、不同时刻点的风电出力情况（与气温相关）

其他考虑因素：1、不同区域的光伏出力情况；2、不同时刻点的光伏出力情况（与云量相关）

日前实时价差分析（边界差异分析）

实时省调负荷：

1、预测偏差历史趋势（日前和实时）



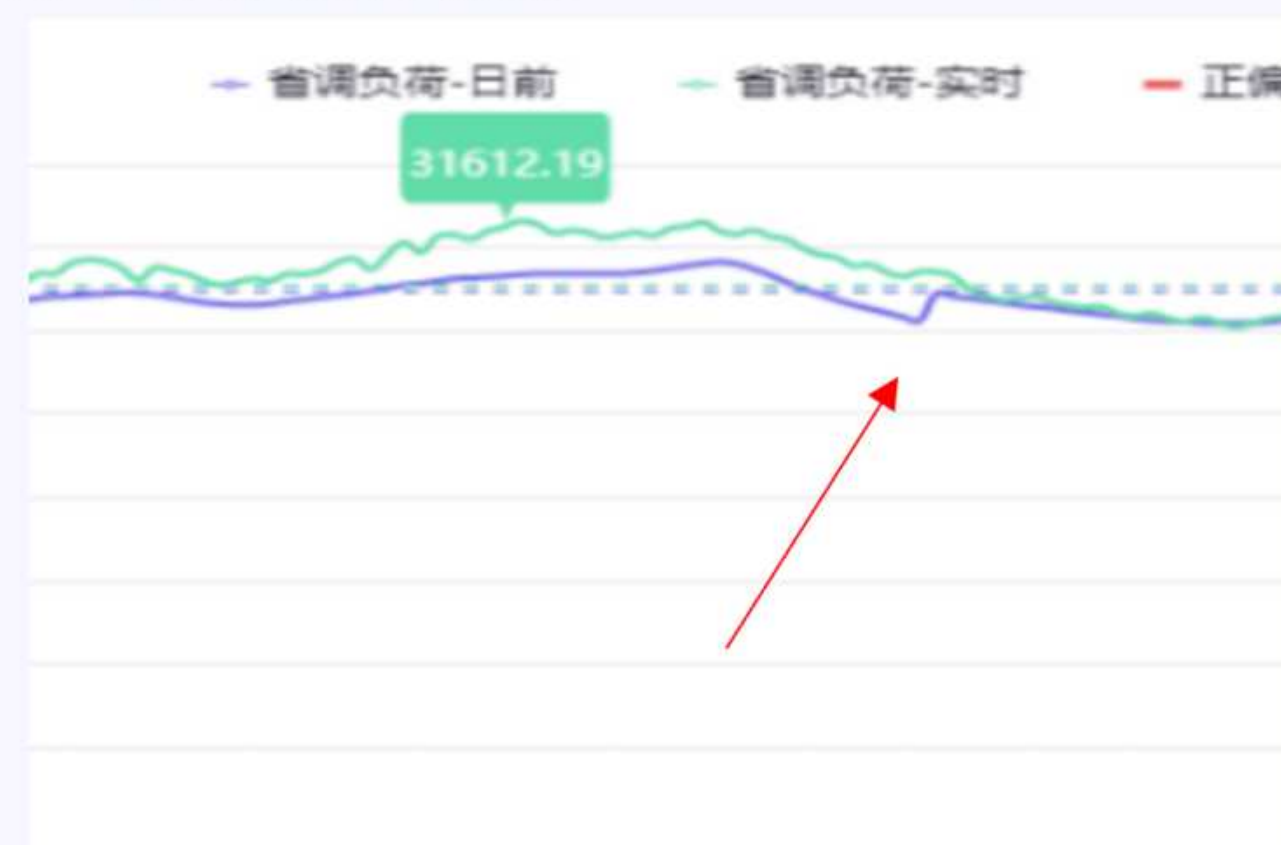
偏差现象有集中性，与季节、气温和节假日等相关，需要核实每天的各项外界因素，且调度预测模型存在学习调优的功能。

2、实时省调直接预判

积累历史数据经验后，在D日的预测环境下，**选定历史基准日**，在该基准日上进行实时省调负荷的偏移预判，如考虑以下因素：

气温：影响供暖、制冷，从而影响省调负荷；

节假日：省调预测准确性低于工作日，且有一般性趋势规律；



日前实时价差分析（实时市场特殊性）

爬坡资源情况：

右图为竞价空间-价格散点关系图，可以看出

- 1、实时散点关系在低价段，容易发生下跳变，即相同竞价空间下，实时价格低于日前价格，主要发生在凌晨和午间；
- 2、实时散点关系在高价段，容易发生上跳变，即相同竞价空间下，实时价格高于日前价格，主要发生在晚高峰。

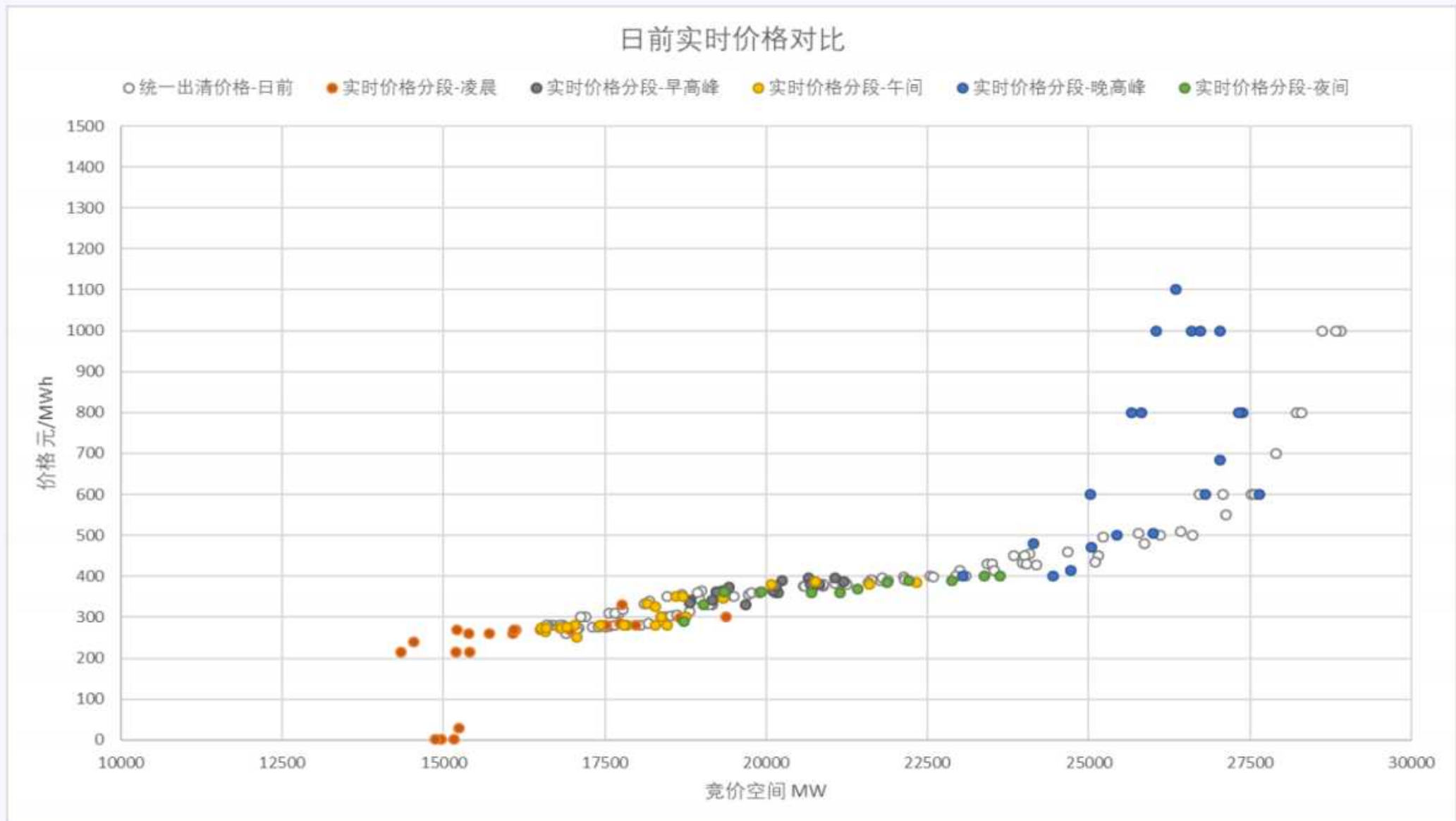
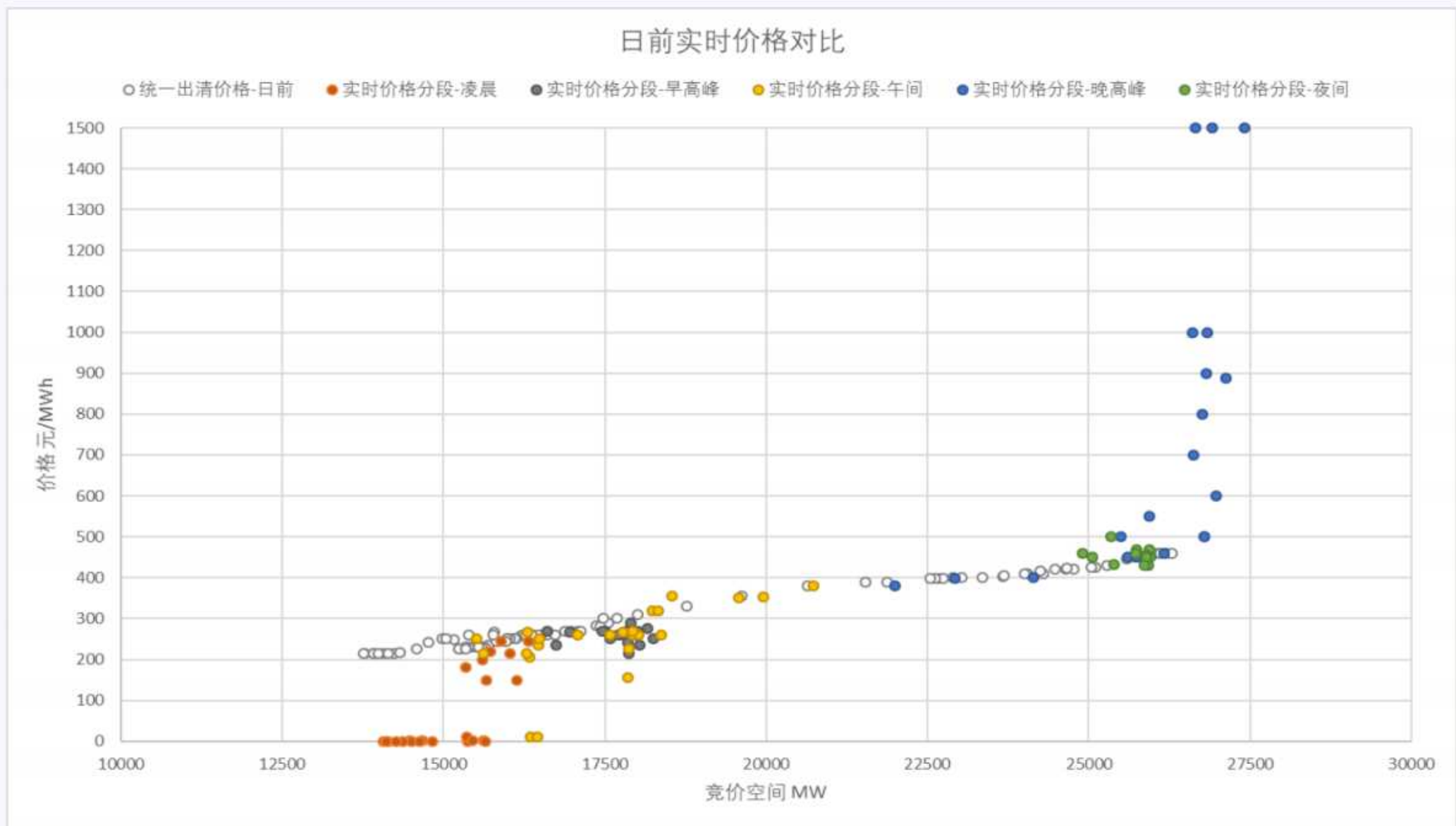
3、价格300-500元/MWh之间，日前和实时的散点关系较为吻合。

符合高峰期间爬坡资源受限的情况。

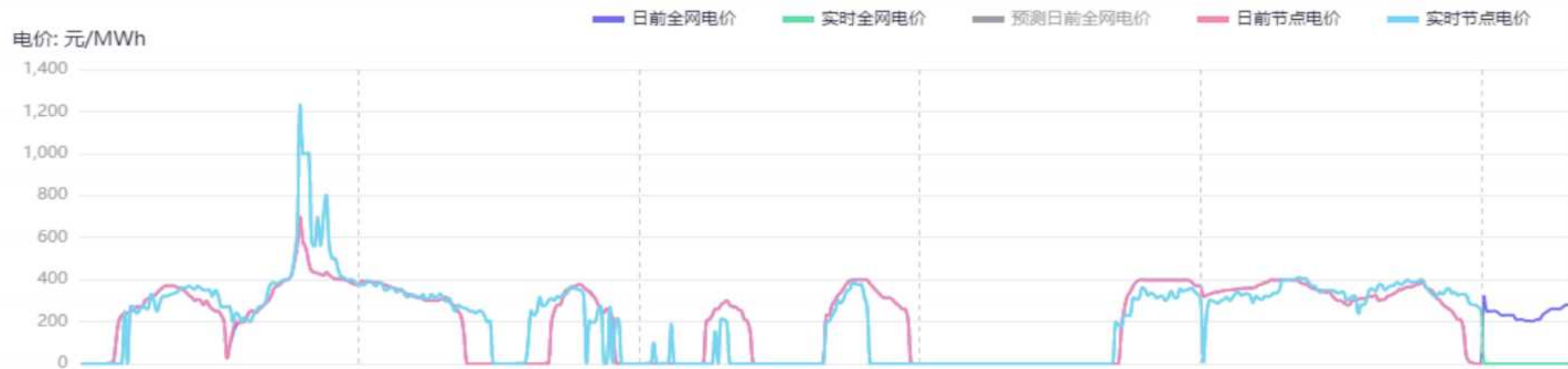
在策略制定中，早晚高峰需要结合预测的竞价空间和新能源出力，判断实时价格跳变的可能性。

近期节点阻塞情况：

通过节点价格和全网价格的对比，可以判断阻塞情况。



场站数据分析





新能源现货策略制定流程——省内现货交易

省内现货交易第四步：现货交易策略制定

以现货电能量收益、运营费用及考核费用加总起来的总收益最大化为目标，在价格预测等决策边界条件及新能源超额获利回收、双细则考核等约束条件下，对96点原始功率预测曲线、96点交易曲线分别进行调整，并进行申报。





新能源“报量报价”模式的算例说明

假设某光伏场站额定出力为80MW，原始功率预测无偏差，基数分解系数如右图所示。

分别选取**两种典型场景**，在**不同报价方案**下，进行基数、日前及实时的**中标分析**和**结算分析**。

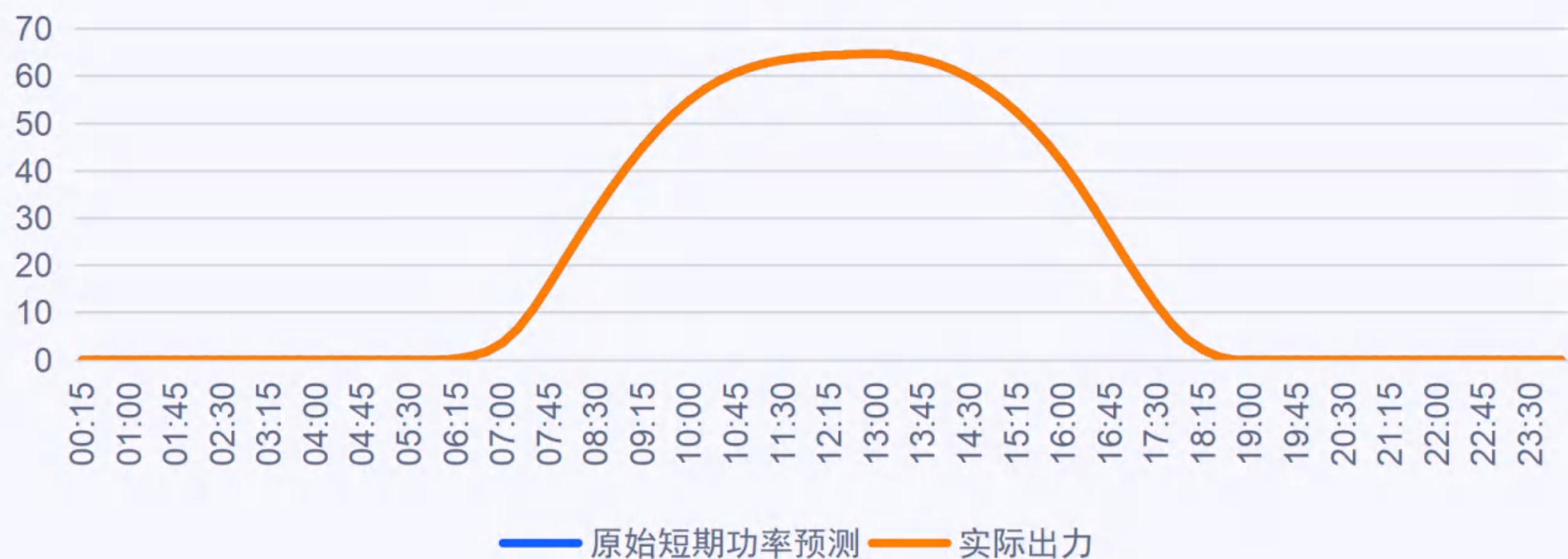
□ 两种典型价格场景：

1. 风光大发，日前实时价格午间长时段0价格；
2. 风光小发，日前实时午间均高于0价格。

□ 不同的报价方案：

1. 采用三段报价，全电能量段底价申报；
2. 采用三段报价，部分电能量段非底价申报。

假定日前功率预测与实际出力



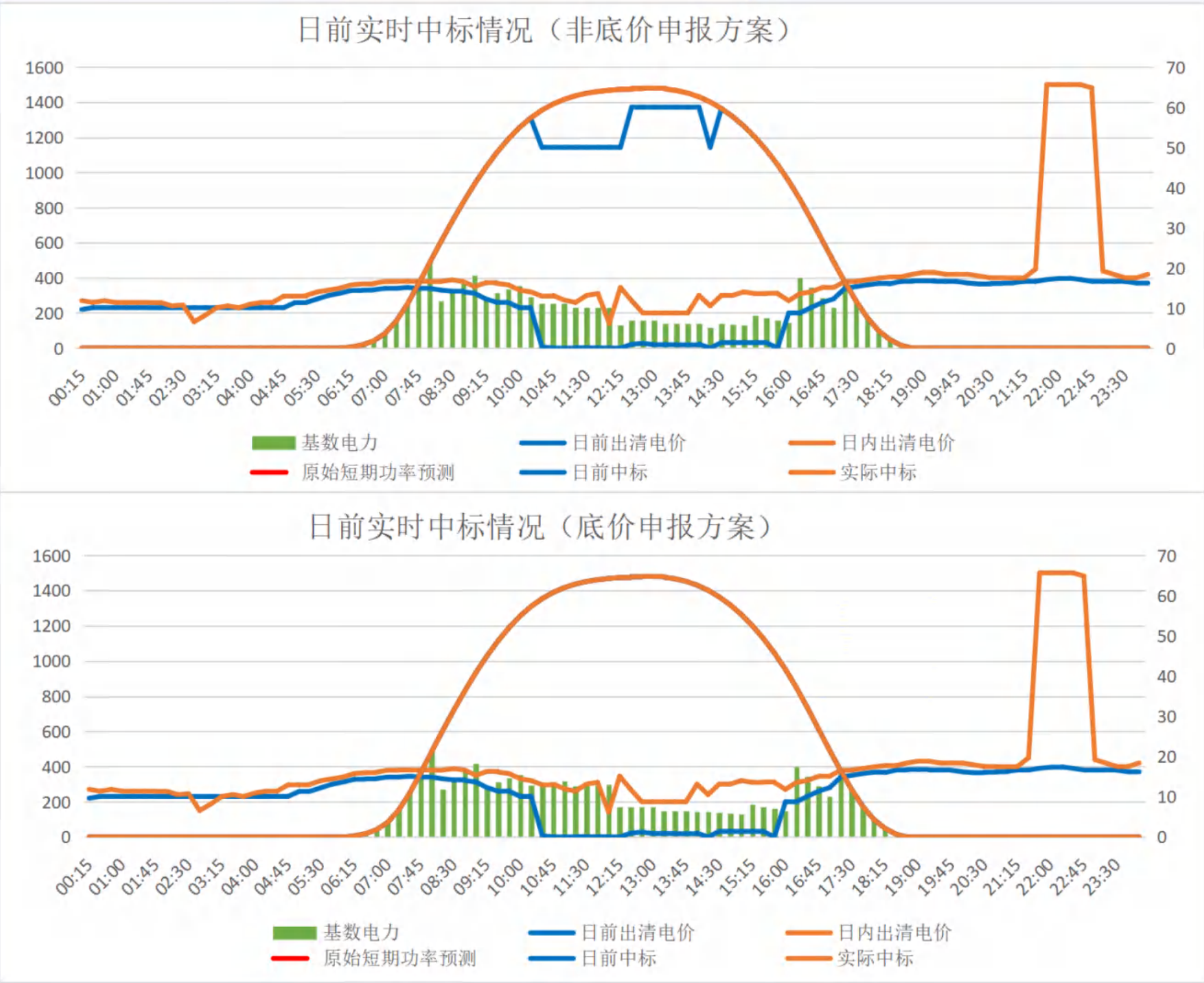
假定基数分解系数



新能源交易分析逻辑——针对场站进行策略的制定

场景1 风光大发，日前实时价格午间长时段0价格

谷段日前价格≈0<实时价格



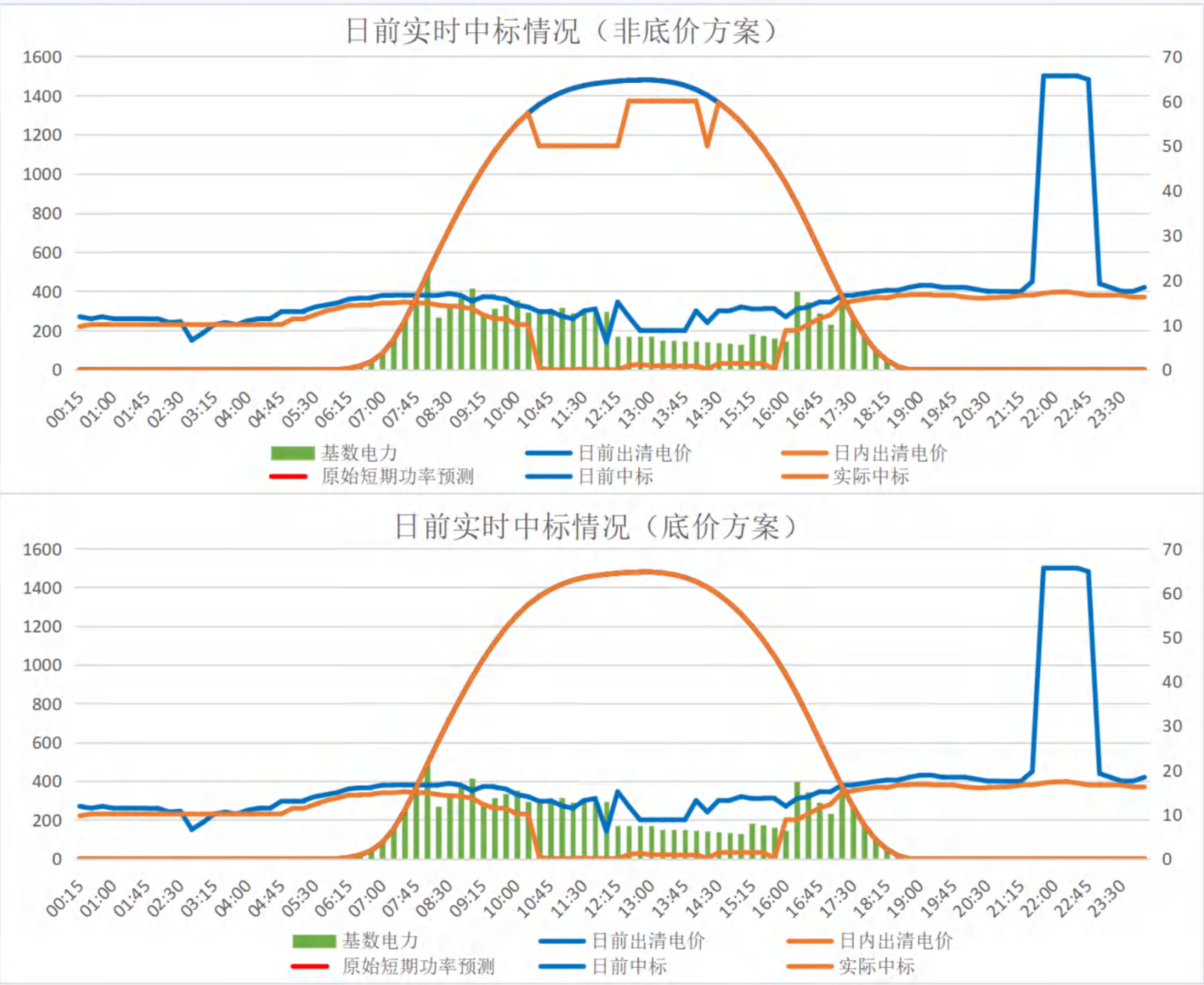
方案类型	申报方案			方案测算			
	分段	量	报价	类型	费	量	价
非底价申报方案	段1	50	0	基数	38368.39	115.567	332.00
	段2	60	10	日前	27315.82	346.104	78.92
	段3	80	30	实时	9245.31	35.255	262.24
				合计	74929.52	496.926	150.79
底价申报方案	段1	50	0	基数	40349.20	121.534	332.00
	段2	60	0	日前	27474.50	375.392	73.19
	段3	80	0	实时	0.00	0.000	#DIV/0!
				合计	67823.70	496.926	136.49
非底价方案-底价方案					7105.82	0.000	14.30

- 非底价申报方案下，由于部分电能量报非0价格，进行日前实时价差套利，非底价申报方案对比底价申报方案，总电费提升**7105.82元**，度电费用提升**14.30元/MWh**；
- 非底价申报方案下，通过将报价卡在谷段日前最低价与实时最低价之间，日前市场产生限电，实时市场不限电；

新能源交易分析逻辑——针对场站进行策略的制定

场景1 风光大发，日前实时价格午间长时段0价格

谷段实时价格 $\approx 0 <$ 日前价格



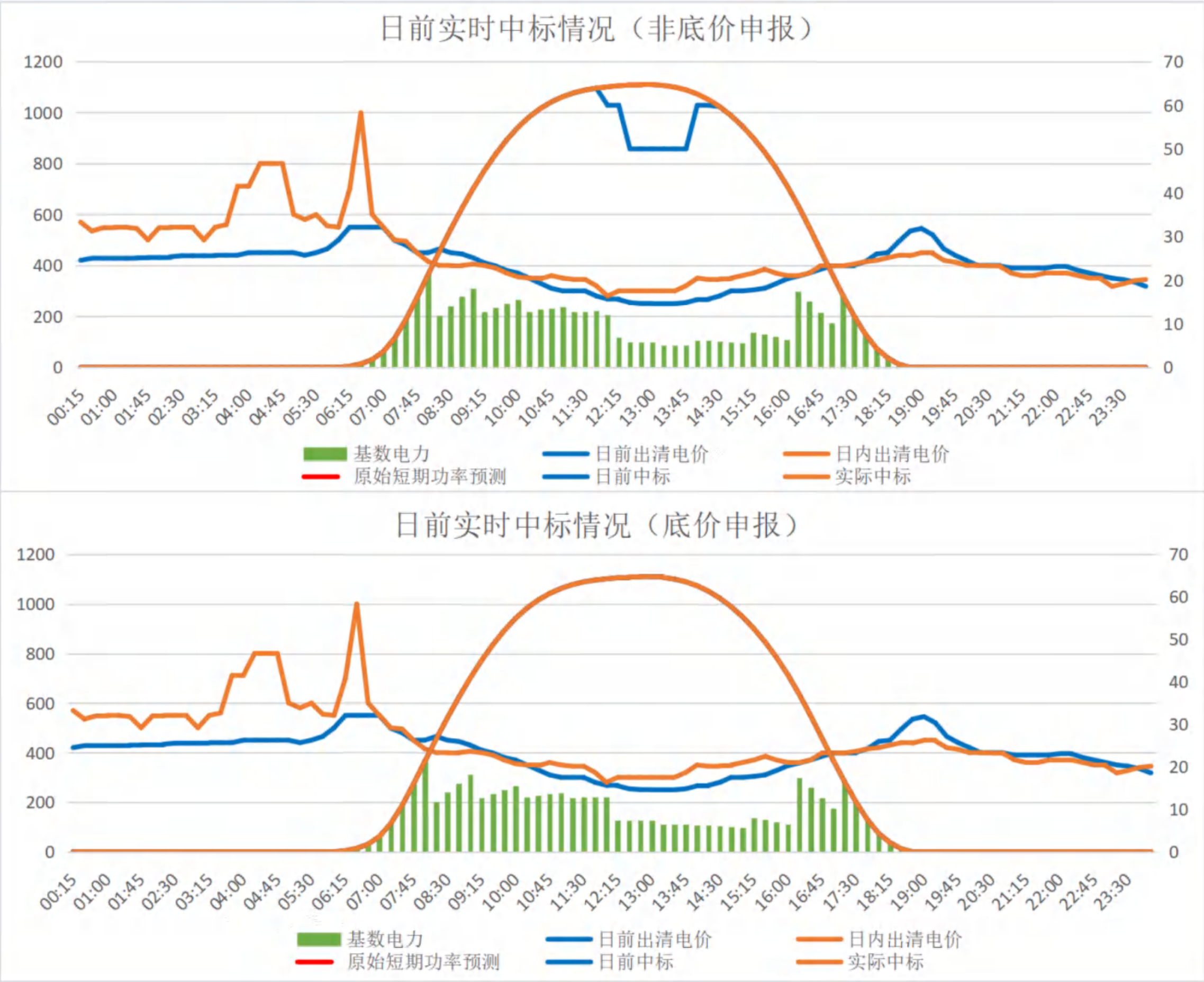
方案类型	申报方案			方案测算			
	分段	量	报价	类型	费	量	价
非底价申报方案	段1	50	0	基数	40349.20	121.534	332.00
	段2	60	10	日前	106398.07	375.392	283.43
	段3	80	30	实时	-181.30	-35.255	5.14
				合计	146565.97	461.671	317.47
底价申报方案	段1	50	0	基数	40349.20	121.534	332.00
	段2	60	0	日前	106398.07	375.392	283.43
	段3	80	0	实时	0.00	0.000	#DIV/0!
				合计	146747.27	496.926	295.31
非底价方案-底价方案					-181.30	-35.255	22.16

- 非底价申报方案下，由于部分电能量报非0价格，进行日前实时价差套利，同时也导致了实时产生了限电，非底价申报方案对比底价申报方案，总电费降低了**181.3元**，度电费用提升**22.16元/MWh**；
- 非底价申报方案下，实时产生了限电，总限电量为35.255MWh，假定平均以100元/MWh作为场站的度电补贴，由于**限电导致的补贴机会成本**的损失为**3525.5元**；

新能源交易分析逻辑——针对场站进行策略的制定

场景2 风光小发，日前实时价格午间均高于0价格

0<谷段日前价格<实时价格



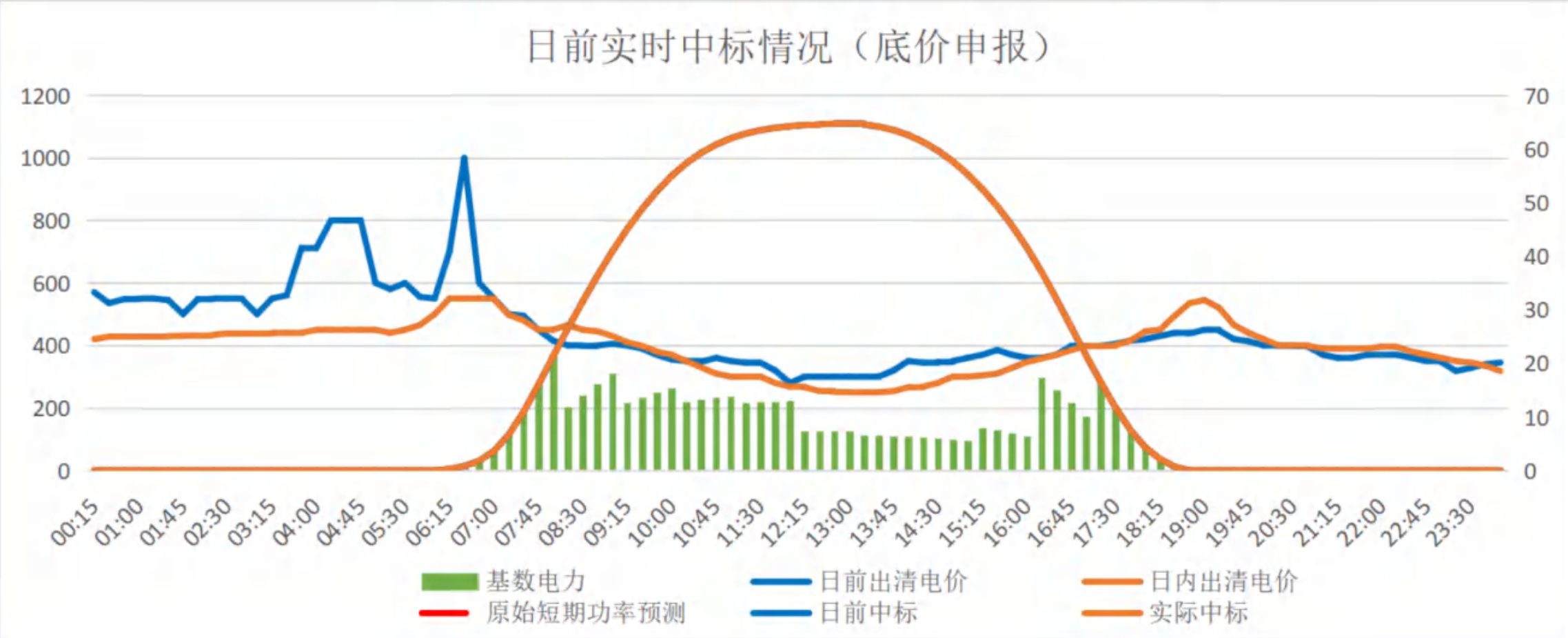
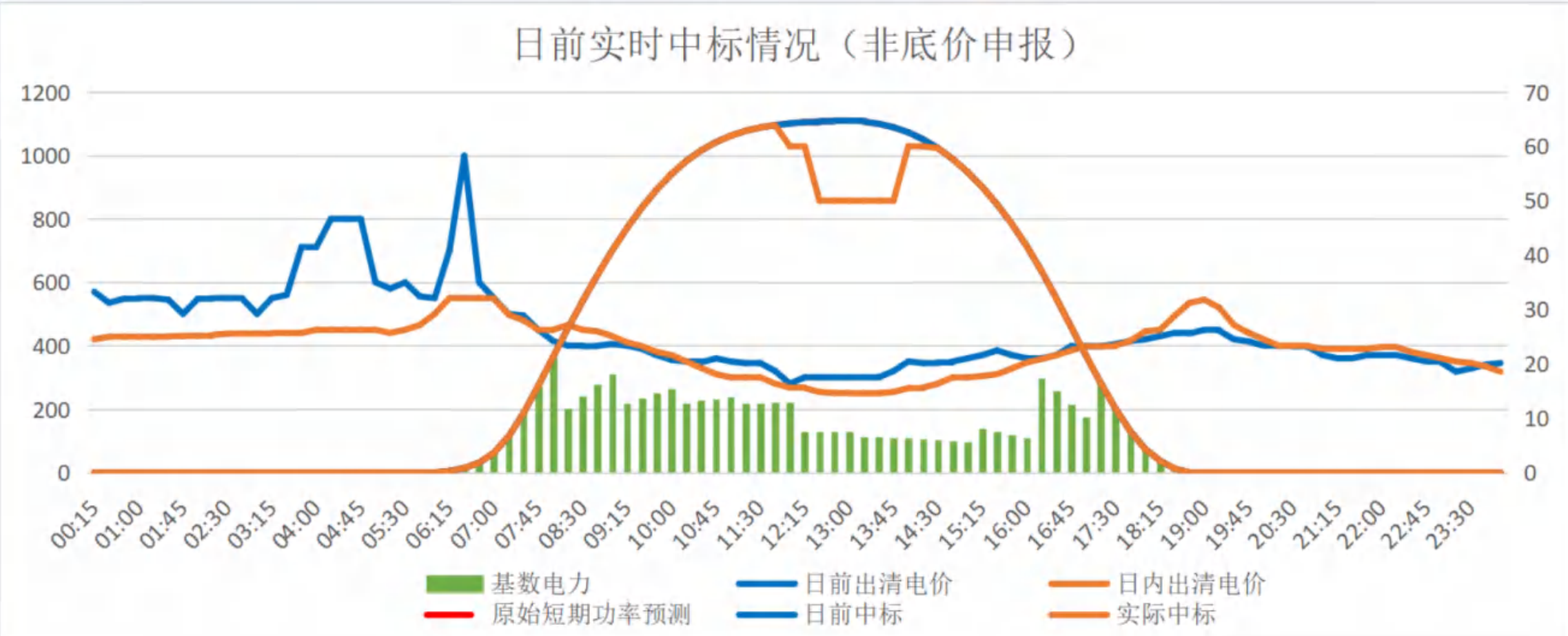
方案类型	申报方案			方案测算			
	分段	量	报价	类型	费	量	价
非底价申报方案	段1	55	0	基数	39437.44	118.787	332.00
	段2	60	260	日前	109496.09	353.435	309.81
	段3	80	270	实时	7504.20	24.703	303.77
				合计	156437.73	496.926	314.81
底价申报方案	段1	55	0	基数	40349.20	121.534	332.00
	段2	60	0	日前	115058.06	375.392	306.50
	段3	80	0	实时	0.00	0.000	#DIV/0!
				合计	155407.26	496.926	312.74
非底价方案-底价方案					1030.48	0.000	2.07

- 非底价申报方案下，由于部分电能量报非0价格，进行日前实时价差套利，非底价申报方案对比底价申报方案，总电费提升**1030.48元**，度电费用提升**2.07元/MWh**；
- 非底价申报方案下，通过将报价卡在谷段日前最低价与实时最低价之间，日前市场产生限电，实时市场不限电；

新能源交易分析逻辑——针对场站进行策略的制定

场景2 风光小发，日前实时价格午间均高于0价格

0<谷段实时价格<日前价格



方案类型	申报方案			方案测算			
	分段	量	报价	类型	费	量	价
非底价申报方案（卡中）	段1	55	0	基数	40349.20	121.534	332.00
	段2	60	260	日前	128613.09	375.392	342.61
	段3	80	270	实时	-6259.27	-24.703	253.38
				合计	162703.02	472.223	344.55
底价申报方案	段1	55	0	基数	40349.20	121.534	332.00
	段2	60	0	日前	128613.09	375.392	342.61
	段3	80	0	实时	0.00	0.000	#DIV/0!
				合计	168962.29	496.926	340.02
非底价方案-底价方案					-6259.27	-24.703	4.53

- 非底价申报方案下，由于部分电能量报非0价格，进行日前实时价差套利，同时也导致了实时产生了限电，非底价申报方案对比底价申报方案，总电费降低了**6259.27元**，度电费用提升**4.53元/MWh**；
- 非底价申报方案下，实时产生了限电，总限电量为24.703MWh，假定平均以100元/MWh作为场站的度电补贴，由于**限电导致的补贴机会成本的损失为2470.3元**；



新能源交易分析逻辑——针对场站进行策略的制定

新能源“报量报价”模式的总结

■ “报量报价”的模式，采用底价申报方案，中标电量不受报价影响，等同于“报量不报价”的模式；

■ “报量报价”的模式，采用非底价申报方案，

新能源出力中等偏上的运行日

实时午间时段刚好不出现0价格或者短时段出现0价格的情况下，通过采用部分电能量申报稍高于0价格的报价方式，可能产生实时不限电或者少量限电的出清情况，同时带来**较小补贴机会成本的损失、总电费的增加及度电费用的增加**；

新能源大发

实时午间时段可能出现长时段的0价格，采用部分电能量申报稍高于0价格的报价方式，使得全天电能量中标中0价格电能量成分降低，从而带来**度电费用的增加**，但是同时也可能产生**较高比例的限电**，带来**较大补贴机会成本的损失及较大总电费的损失**；

新能源小发

日前实时午间时段价格都高于0价格，采用部分电能量申报稍高于0价格的报价方式，使得全天电能量中标中低于报价的电能量成分降低，从而带来**度电费用的增加**，但是同时也可能产生**较高电能量价值部分的电量弃限**，带来**低于报价部分未中标电能量部分的电费机会成本的损失与补贴机会成本的损失**；

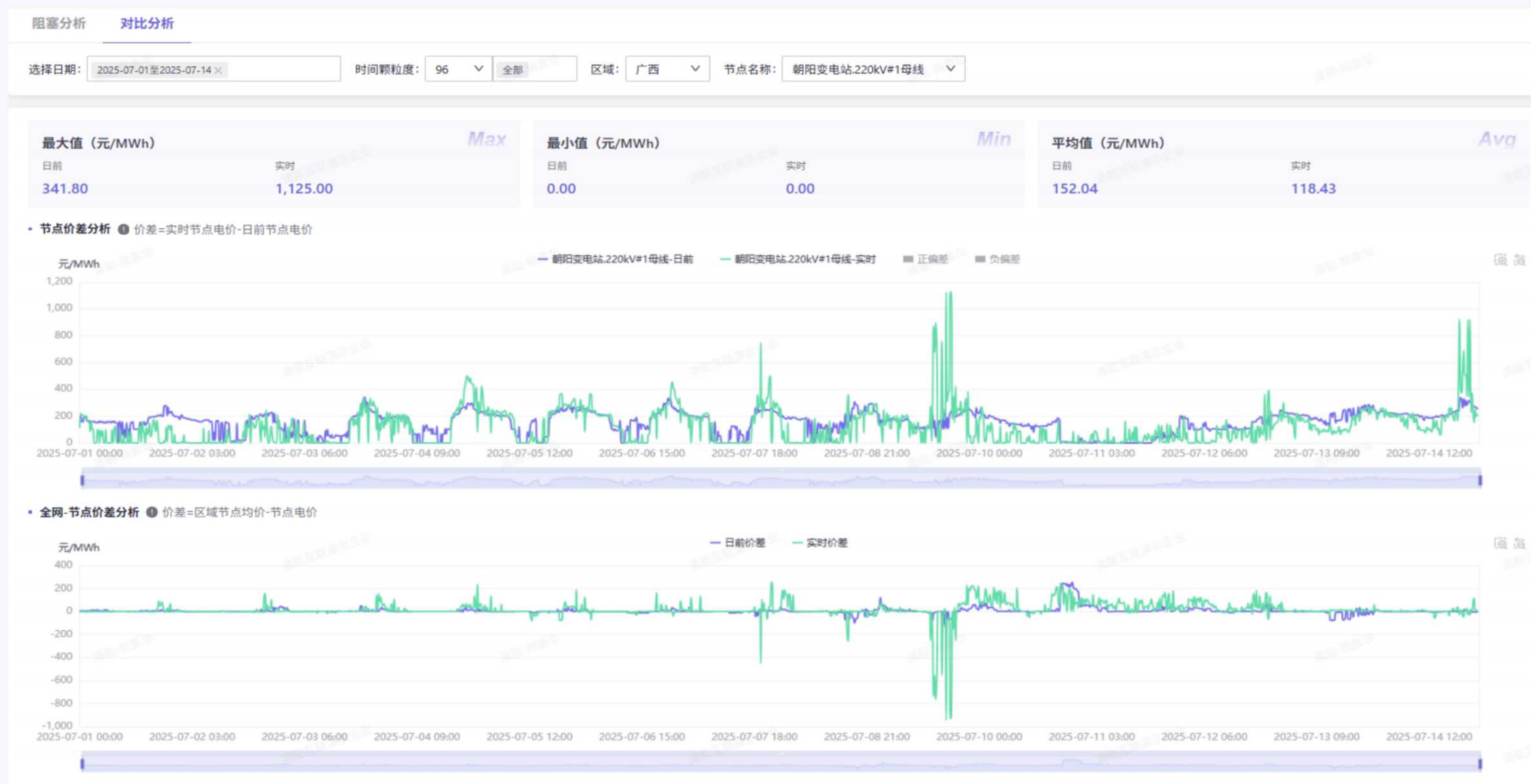
■ “报量报价”的模式应用于某些运行日场景下，通过申报量价，相对于“报量不报价”的模式，可更灵活地调整现货**低价时段**的**电能量收益空间**，达到进一步**提升总收益空间**的目的。

新能源交易分析逻辑——案例

◆ 广西某风电场2025年7月17日交易策略为例-事前分析

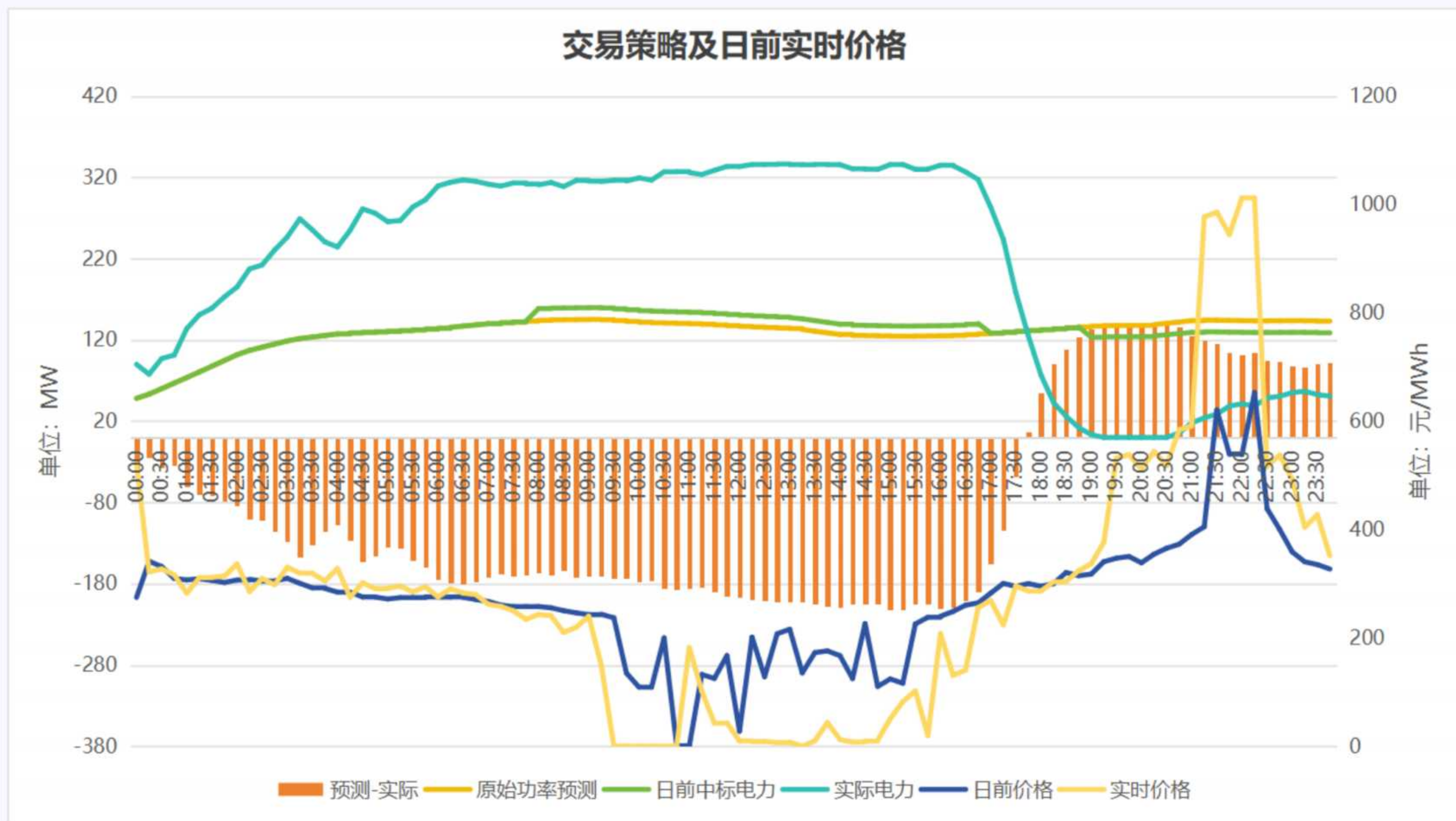


◆ 广西某风电场2025年7月17日交易策略为例-事前分析



新能源交易分析逻辑——案例

◆ 广西某风电场2025年7月17日交易策略为例-事后复盘



- (1) 统调负荷：近半个月以来的最高水平；
- (2) 新能源：风电资源中等，预计偏差不大，光伏资源较高，预计午间容易出现低价；
- (3) 该日竞价空间水平处于高位，预计晚间有高价风险；
- 综上，该日08:00-16:00场站节点价格实时低于日前概率相对较大，19:00-24:00场站节点价格实时高于日前概率相对较大，其余时段整体竞价空间偏差量不大，故日前与实时价格偏差不大。
- 该日策略08:00-10:00上抬至原始功率预测的1.1倍、16:00-21:00下压至原始功率预测的0.9倍；其余时段不操作。

- 【复盘】该日边界判断正确，操作策略正确，该日策略增收2.62万元。



新能源现货策略制定流程——省间现货交易

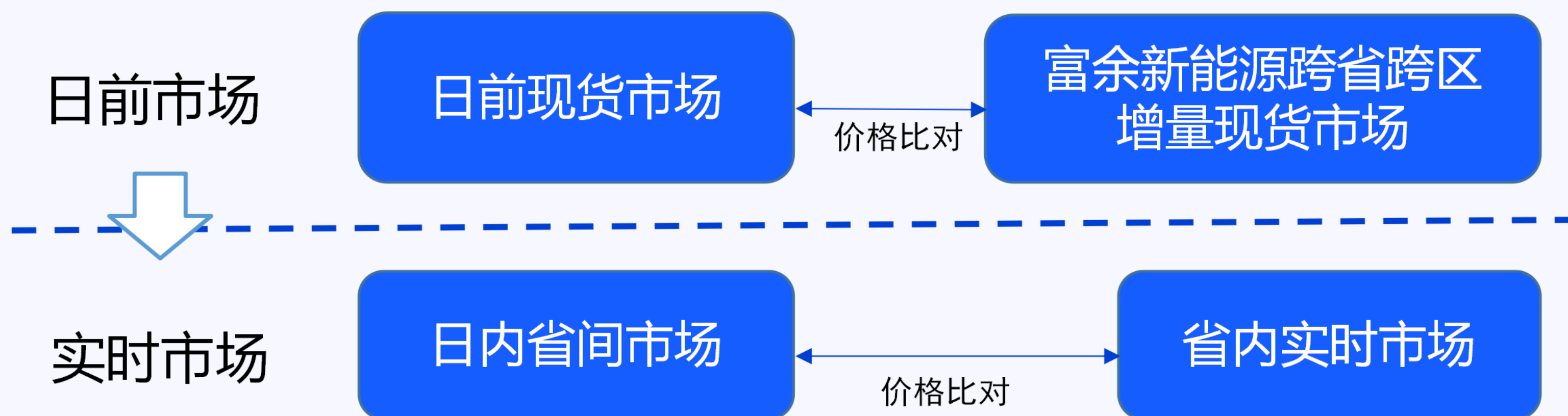
省间现货交易第一步：省内行情分析及限电分析

结合近期新能源全网及场站限电规律，基于策略日省内供需及价格预测情况，预判策略日省内价格水平及全网新能源限电情况。



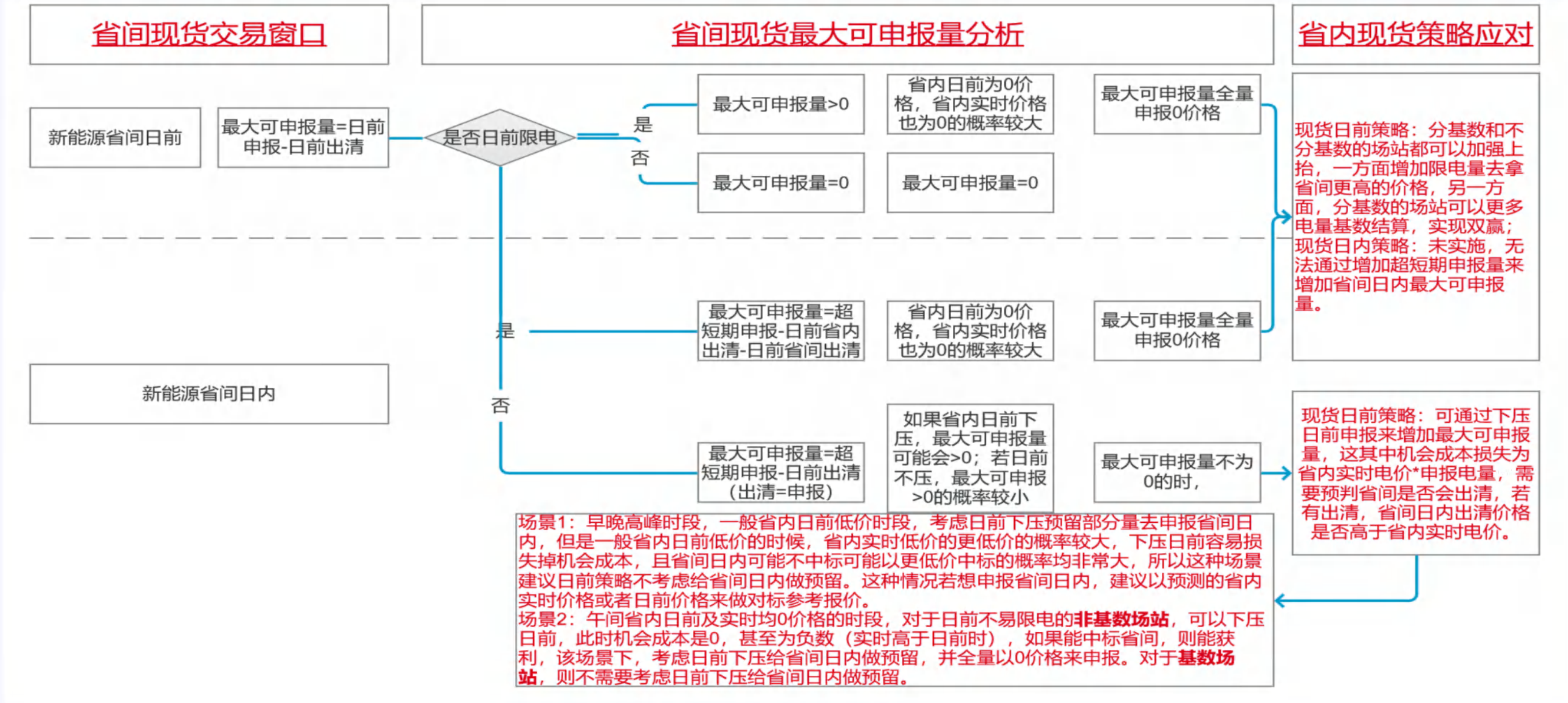
省间现货交易第二步：省间现货机会判断

结合近期省间日前及日内出清量价情况，分析省间现货高价出现的时段、量及需求省份来源，预判策略日省间现货不同时段可能中标的量价概率，分析申报省间是否可覆盖省内结算损失的机会成本，综合考量进行是否申报省间的决策。



省间现货交易第三步：省内现货策略协调

结合策略日场站限电情况、省内现货价格水平及省间机会判断，在决定申报省间现货后，省内日前策略需要提前做出相应的协调，给省间日前及日内的申报预留申报电量。



省间现货交易第四步：省间现货申报策略制定

结合场站自身限电梯度和省间机会分析，输出场站省间日前及日内申报策略建议。现货市场出清后，结合省间省内现货市场实际出清价格，及时进行策略复盘。

省间日前申报建议：

- 2月10日省间日前交易建议：
- 1. 请场站领导于11：00-11：15持续刷新2月10日省间日前有无可申报量，申报截止时间11:30，若能申报请于此时间前完成申报
 - 2. 申报量为可申报量上限，申报价格为0价

		02月10日省间日内报价方案（每个时刻点仅申报第一段，申报全量，申报价格如下表）															
标的日期及时间 / 交易申报时间		21: 52-22: 10 (9日)		23: 52-00: 10 (9日-10日)		01: 52-02: 10 (10日)		03: 52-04: 10 (10日)		05: 52-06: 10 (10日)		07: 52-08: 10 (10日)					
2023/2/10	0:15	不申报		2:15	不申报		4:15	不申报		6:15	不申报		8:15	不申报		10:15	320
	0:30	不申报		2:30	不申报		4:30	不申报		6:30	不申报		8:30	不申报		10:30	320
	0:45	不申报		2:45	不申报		4:45	不申报		6:45	不申报		8:45	不申报		10:45	290
	1:00	不申报		3:00	不申报		5:00	不申报		7:00	不申报		9:00	不申报		11:00	290
	1:15	不申报		3:15	不申报		5:15	不申报		7:15	不申报		9:15	不申报		11:15	290
	1:30	不申报		3:30	不申报		5:30	不申报		7:30	不申报		9:30	不申报		11:30	0
	1:45	不申报		3:45	不申报		5:45	不申报		7:45	不申报		9:45	不申报		11:45	0
	2:00	不申报		4:00	不申报		6:00	不申报		8:00	不申报		10:00	不申报		12:00	0
标的日期及时间 / 交易申报时间		09: 52-10: 10 (10日)		11: 52-12: 10 (10日)		13: 52-14: 10 (10日)		15: 52-16: 10 (10日)		17: 52-18: 10 (10日)		19: 52-20: 10 (10日)					
2023/2/10	12:15	0		14:15	0		16:15	不申报		18:15	不申报		20:15	不申报		22:15	不申报
	12:30	0		14:30	0		16:30	不申报		18:30	不申报		20:30	不申报		22:30	不申报
	12:45	0		14:45	0		16:45	不申报		18:45	不申报		20:45	不申报		22:45	不申报
	13:00	0		15:00	0		17:00	不申报		19:00	不申报		21:00	不申报		23:00	不申报
	13:15	0		15:15	0		17:15	不申报		19:15	不申报		21:15	不申报		23:15	不申报
	13:30	0		15:30	0		17:30	不申报		19:30	不申报		21:30	不申报		23:30	不申报
	13:45	0		15:45	0		17:45	不申报		19:45	不申报		21:45	不申报		23:45	不申报
	14:00	0		16:00	100		18:00	不申报		20:00	不申报		22:00	不申报		24:00	不申报

新能源现货交易复盘

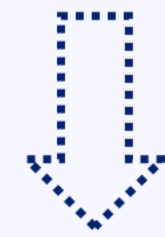
现货市场出清后，结合现货市场实际出清价格，进行全面复盘，包括营收复盘、交易分析、收益分析、电价分析、策略分析及日清分校核等方面的复盘。



02

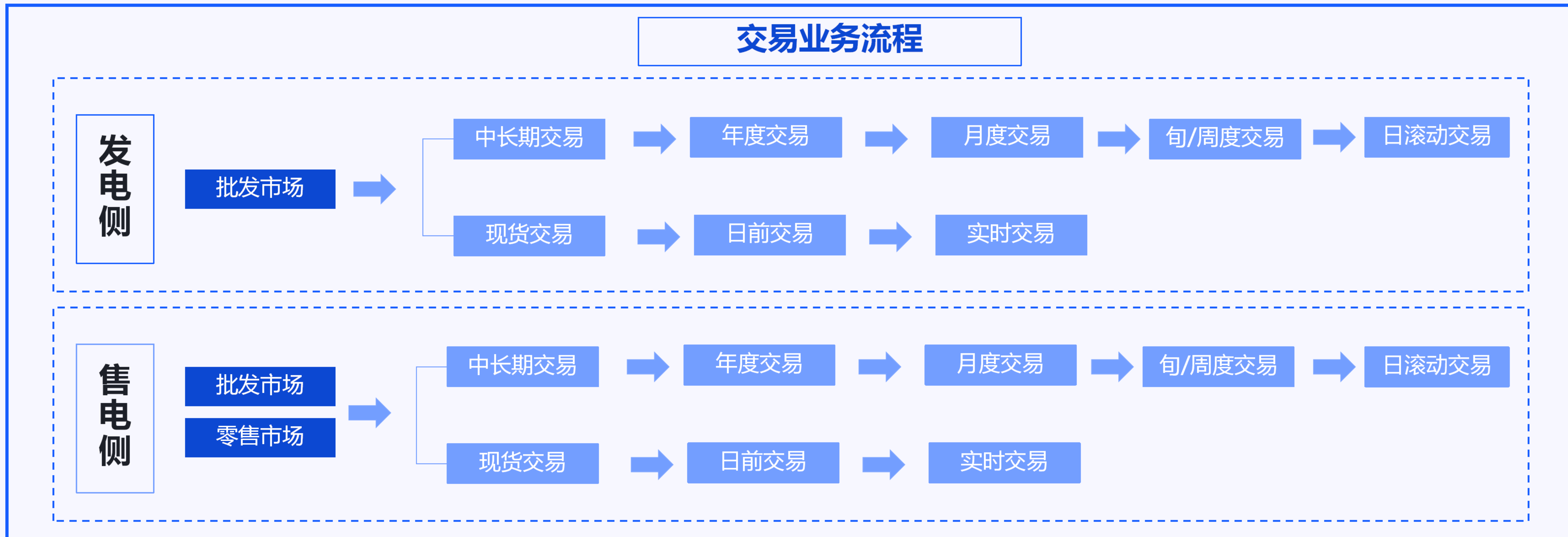
新能源交易策略制定要点总结

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



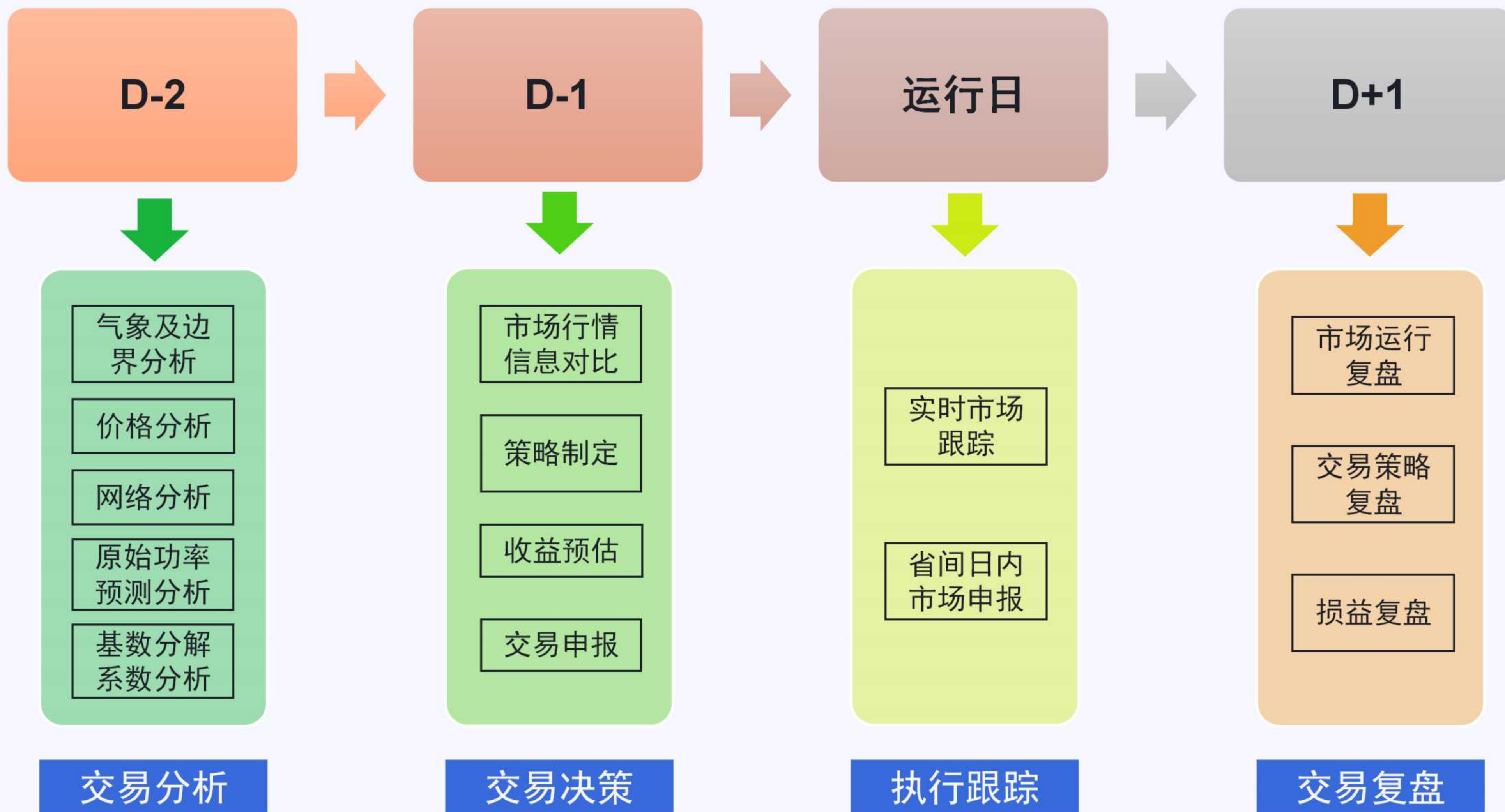
$$R_{\text{电能量}} = Q_{\text{中长期}} * (P_{\text{中长期}} - P_{\text{日前}}) + Q_{\text{日前}} * (P_{\text{日前}} - P_{\text{实时}}) + Q_{\text{实时}} * P_{\text{实时}}$$

◆ **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；

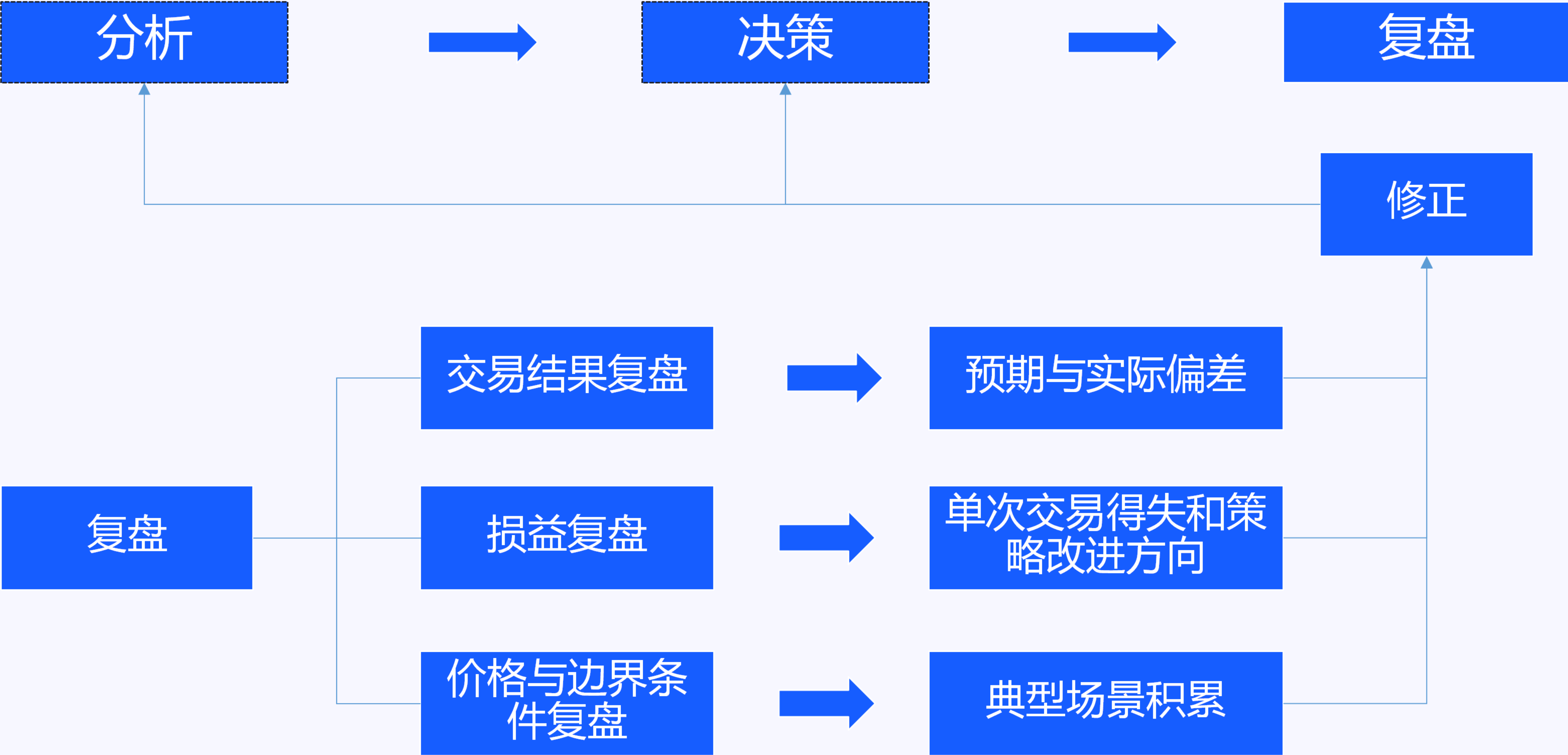




新能源交易基本流程-现货交易典型最小闭环



新能源现货策略制定流程——交易复盘



03

河北南网新能源交易基本情况

河北南网电力供需情况

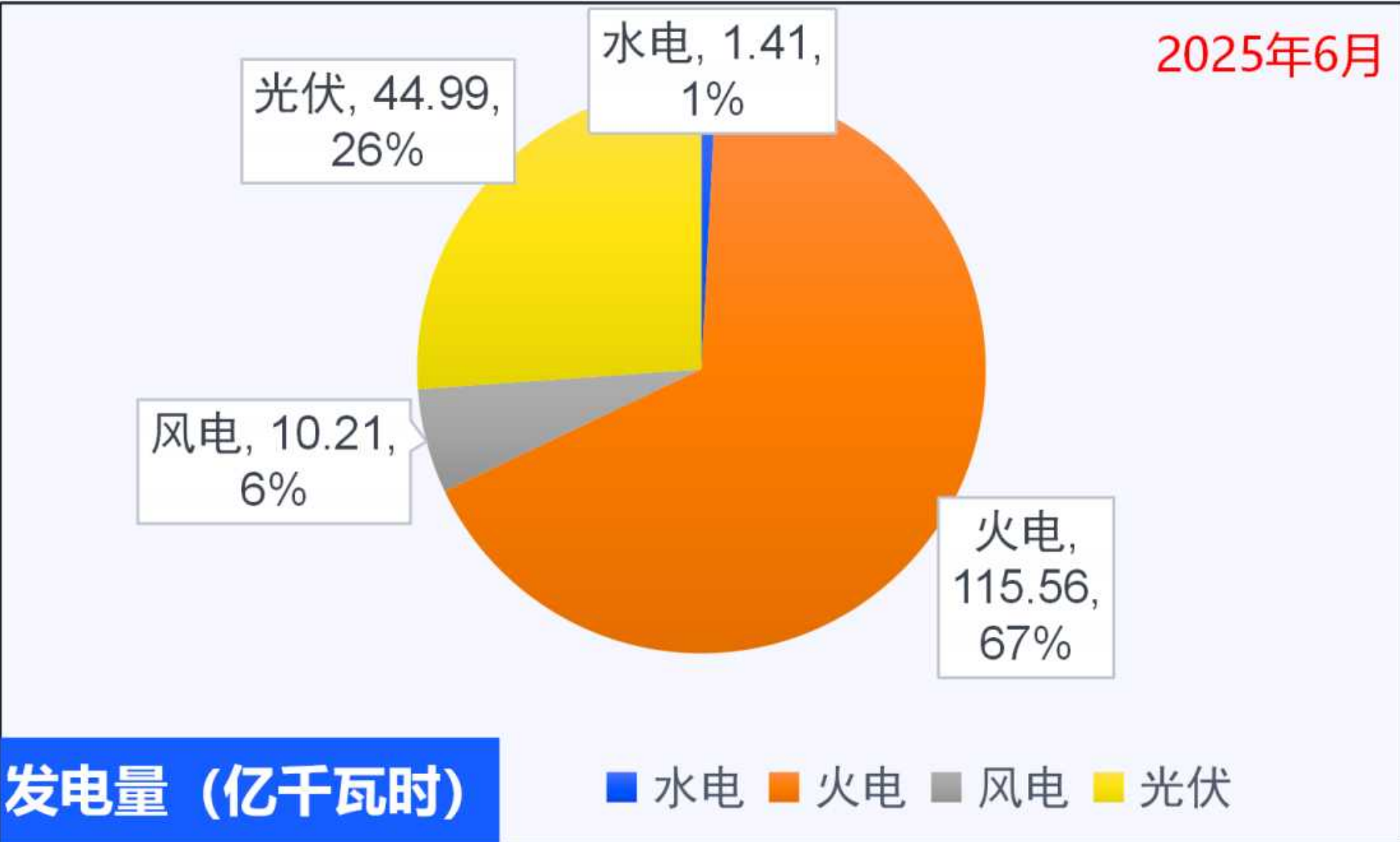
电源装机 (万千瓦)

截止2025年6月



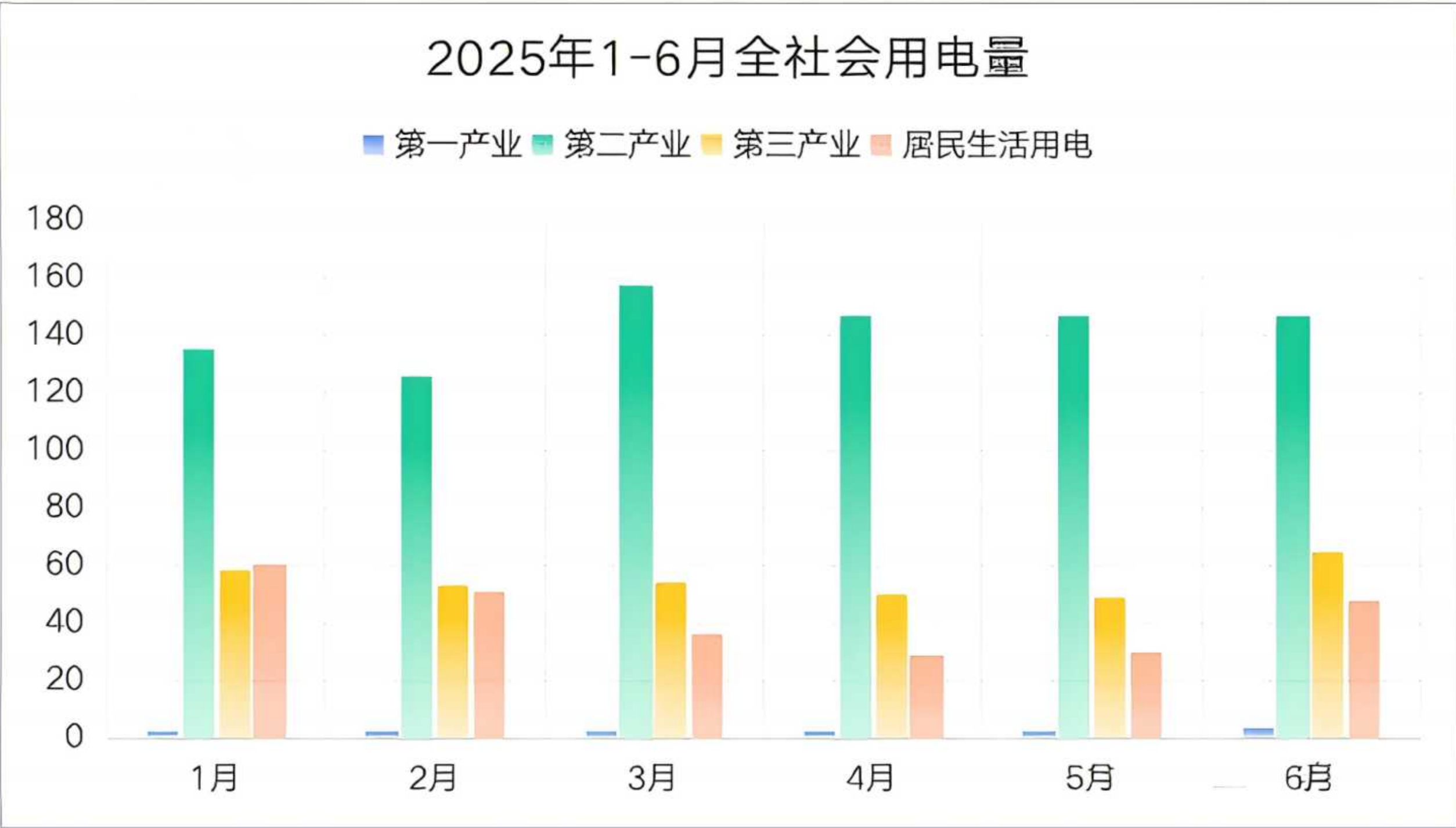
发电量 (亿千瓦时)

2025年6月



2025年1-6月全社会用电量

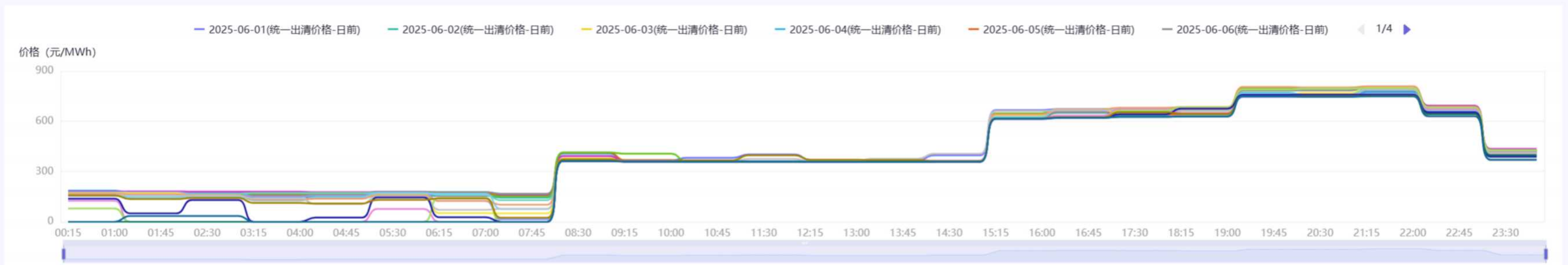
第一产业 第二产业 第三产业 居民生活用电



- 截至2025年6月底，河北南网全社会用电量1469.06亿千瓦时，同比增长4.86%。其中第一产业用电量20.05亿千瓦时，同比增长15.30%；第二产业用电量861.31亿千瓦时，同比增长5.33%；第三产业用电量332.08亿千瓦时，同比增长5.53%；居民生活用电量255.62亿千瓦时，同比增长1.74%。

风电分时段发电量比例 (估)					2025年全时段 风电平均价格	2024年全时段 风电平均价格	2025年全时段 风电综合价格	2024年全时段 风电综合价格	2024年分月风电 发电量比例(估)
月份	尖峰	高峰	平段	低谷					
1月(冬)	5.68%	21.76%	37.52%	35.04%	395.16	400.00	379.43	371.52	8.32%
2月(冬)	6.19%	23.46%	34.68%	35.66%	400.40	405.29	379.43	372.58	8.29%
3月(春)	0.00%	37.34%	32.03%	30.63%	428.22	433.45	379.43	385.12	11.83%
4月(春)	0.00%	36.34%	33.19%	30.47%	425.82	431.02	379.43	384.39	12.45%
5月(春)	0.00%	34.30%	31.73%	33.97%	409.96	414.97	379.43	379.57	12.08%
6月(夏)	16.36%	23.33%	25.48%	34.83%	445.65	451.09	379.43	381.74	8.22%
7月(夏)	14.63%	20.96%	30.78%	33.62%	435.00	440.32	379.43	379.58	6.36%
8月(夏)	15.31%	21.66%	30.93%	32.10%	444.22	449.65	379.43	381.45	4.71%
9月(秋)	0.00%	26.51%	36.66%	36.83%	379.47	384.11	379.43	370.31	6.59%
10月(秋)	0.00%	34.56%	33.39%	32.05%	416.18	421.27	379.43	381.46	6.63%
11月(秋)	0.00%	31.50%	31.29%	37.21%	392.64	397.44	379.43	374.31	6.92%
12月(冬)	5.94%	22.61%	36.10%	35.35%	397.78	402.64	379.43	372.05	7.62%
总计	5.34%	27.86%	32.82%	33.98%	414.49	419.55	379.43	378.42	1

光伏分时段发电量比例 (交易中心公布)					2025年全时段 光伏平均价格	2024年全时段 光伏平均价格	2025年全时段 光伏综合价格	2024年全时段 光伏综合价格	2024年分月光伏 发电量比例(估)
月份	尖峰	高峰	平段	低谷					
1月(冬)	0.10%	2.40%	54.50%	43.00%	265.23	295.34	337.45	336.78	8.85%
2月(冬)	0.70%	4.40%	56.10%	38.80%	283.60	315.79	337.45	344.96	5.23%
3月(春)	0.00%	7.30%	60.70%	32.00%	306.03	340.77	337.45	350.22	9.94%
4月(春)	0.00%	8.00%	59.60%	32.40%	306.80	341.63	337.45	350.74	9.57%
5月(春)	0.00%	9.80%	60.00%	30.20%	317.16	353.17	337.45	357.66	10.65%
6月(夏)	0.10%	17.30%	74.70%	7.90%	394.73	439.54	337.45	394.46	10.19%
7月(夏)	0.10%	18.70%	74.40%	6.80%	401.21	446.75	337.45	397.34	8.48%
8月(夏)	0.00%	16.90%	77.30%	5.80%	398.75	444.01	337.45	396.24	9.18%
9月(秋)	0.00%	6.00%	57.90%	36.10%	292.04	325.19	337.45	340.87	6.66%
10月(秋)	0.00%	3.40%	60.60%	36.00%	285.57	317.98	337.45	336.55	6.70%
11月(秋)	0.00%	1.10%	58.70%	40.20%	268.73	299.24	337.45	325.30	6.50%
12月(冬)	0.00%	1.00%	54.60%	44.40%	257.59	286.83	337.45	333.37	8.06%
总计	0.08%	8.03%	62.43%	29.47%	319.49	355.76	337.45	357.81	1



集中式

河北南部电网省调直调光伏(不含扶贫容量部分)、风力发电场站自全部容量取得或者豁免电力业务许可证(发电类)后次月起,按照上网电量一定比例参与市场化交易(含外送交易)。

分布式

分布式光伏参与市场化交易按照河北省有关政策执行。

	2023年	2024年	2025年
集中式风电	夏冬20%、春秋30%	夏冬20%、春秋30%;无补贴光伏可拓展至40%、60%。	30%
集中式光伏		夏冬40%、春秋60%	60%
分布式光伏	/	20%开展分布式光伏聚合试点交易	20%(10kV及以上工商业, 1月1日起增量, 7月1日起存量)

中长期峰谷电价

以平段交易价格为基准, 执行现行政策的峰谷电价上下浮动比例。其中, 尖峰、高峰、平段、低谷电价分别是平段电价的2.04、1.7、1、0.3倍。

	尖	峰	平	谷
标杆电价	743.38	619.48	364.4	109.32
中长期价格下限	594.7	495.58	291.52	87.46
中长期价格上限	892.05	743.38	437.28	131.18

现货限价

现货按照出清电价, 限价为0-1200元/兆瓦时

	年度交易	月度交易	旬(周)交易	日交易
交易方式	双边协商	集中竞价	滚动撮合	滚动撮合
交易周期	每年开展一次，标的物为次年度电量	每月开展一次，标的物为次月电量	按旬(周)开展，标的物为次旬电量	按日开展，标的物为运行日电量
购售方身份	发电侧仅可作为售电方，用户侧仅可作为购电方	发电侧仅可作为售电方，用户侧仅可作为购电方	旬(周)交易时，实现电能量交易与合同交易融合开市。发用两侧市场主体进行交易申报时可以选择作为购电方或者售电方参与交易，但对同一交易批次同一时段，只能选择购电方或者售电方一种身份	日交易时，实现电能量交易与合同交易融合开市。发用两侧市场主体进行交易申报时可以选择作为购电方或者售电方参与交易，但对同一交易批次同一时段，只能选择购电方或者售电方一种身份
时段划分	划分尖峰(尖峰月份)、高峰、平段、谷段4个交易时段	按小时划分24个交易时段	按小时划分24个交易时段	按小时划分24个交易时段
曲线形成方式	分时段电量按照交易月份日历天数平均分解至到日.各时段内电量按小时均分形成的日分时曲线	每个小时的合同电量默认按照交易月份日历天数平均分解至每日的相应小时，即通过24小时交易自动形成24小时曲线	每个时段的合同电量默认按照当旬日历天数平均分解至每日的相应时段，即通过24小时交易自动形成24小时曲线	可单独对每小时电量进行交易，直接形成每个小时的交易电量、电价，曲线形成方式更加灵活

结算原则：市场主体根据《河北南部电网电力中长期交易规则》(华北监能市场[2020]229号)有关规定，按照“照付不议、偏差结算”原则开展结算。交易合同(含电网代理购电合同)按照约定的电量、电价全额结算，实际执行与交易合同的偏差按照偏差价格结算，按月清算结账。开展分时段交易电量结算。

基数电量

基数电量=实际上网电量x(1-入市比例)

市场化电量

市场化电量=合同电量+偏差电量，其中偏差电量分为超发电量和少发电量

超发电量=实际上网电量x入市比例-合同电量

少发电量=实际上网电量x入市比例-合同电量

时段	超发1段/少发1段		超发2段		少发2段	
	偏差范围	惩罚系数	偏差范围	惩罚系数	偏差范围	惩罚系数
高峰(尖)	≤3%	1	>3%	0.95	>3%	1.05
平段	≤3%	1	>3%	0.9	>3%	1.05
低谷	≤3%	1	>3%	0.85	>3%	1.05

超发/少发电价=全网电力直接交易分月合同加权平均价x惩罚系数

报量报价参与申报

以“报量报价”方式申报，以场站为单位申报运行日的电力-价格曲线(最多5段)。第一段申报起始出力为0，最后一段申报出力终点为电站装机容量，每一个报价段的起始出力点必须为上一个报价申报方式段的出力终点。报价曲线必须随出力增加单调非递减，每连续两个出力点间的长度不能低于1兆瓦申报的最大发电能力低于新能源预测出力的，将申报的最大发电能力至新能源出力部分按最后一段报价参与市场出清。在市场申报关闸前未及时申报的，按照零报价参与市场出清。交易曲线按小时分为24个时段。

序号	时间节点	工作内容
1	D-2、D-3日	9：30-12：00，市场主体申报中长期交易D日24小时交易电量，交易结果实时出清。 17：00前，电力交易机构向市场主体发布D日日交易结果。
2	D-1日	8：45前，市场运营机构向市场成员发布D日的边界条件信息，包括系统负荷预测、联络线计划、新能源功率预测、检修计划等。 9：45前，各市场主体完成市场交易申报，燃煤发电厂可在调频辅助服务市场和现货电能量市场同时申报。 10：30前，电力调度机构完成D日省内日前现货市场和调频辅助服务市场的预出清。 11：00前，基于预测的全网系统负荷，测算运行日电力平衡及新能源消纳情况。 11：00-14：30，市场运营机构组织完成省间日前现货市场交易申报、出清和发布。 17：00前，电力调度机构结合省间日前现货和调峰市场出清结果，完善边界条件，完成省内日前现货电能量市场和调频辅助服务市场出清和可靠性机组组合出清。 17：30前，电力交易机构向市场主体发布调频辅助服务市场和日前现货电能量市场的金融出清结果。
3	D日	T-15分钟前，电力调度机构根据最新边界条件，组织开展省内实时现货电能量市场出清。
4	D+1日	电力交易机构披露D日实时现货电能量市场的每小时量价出清结果。
5	D+2、D+3日	12：00前，电网企业向电力交易机构提交D日发用电侧实际分时计量电量数据。
6	D+7日	电力交易机构发布D日日清算临时结算结果
7	D+8日	市场主体确认D日日清算结果

价格调控

$$P_{\text{日前}} = \begin{cases} \min \left\{ P_{\text{中长期分时均价}} + (P_{\text{日前出清}} - P_{\text{中长期分时均价}}) \times L, P_{\text{日前出清}} \right\} & (\text{低谷}) \\ P_{\text{中长期分时均价}} + (P_{\text{日前出清}} - P_{\text{中长期分时均价}}) \times L & (\text{平段}) \\ \max \left\{ P_{\text{中长期分时均价}} + (P_{\text{日前出清}} - P_{\text{中长期分时均价}}) \times L, P_{\text{日前出清}} \right\} & (\text{尖高峰}) \end{cases}$$

$$P_{\text{实时}} = \begin{cases} \min \left\{ P_{\text{中长期分时均价}} + (P_{\text{日前出清}} - P_{\text{中长期分时均价}}) \times L, P_{\text{日前出清}} \right\} & (\text{低谷}) \\ P_{\text{中长期分时均价}} + (P_{\text{日前出清}} - P_{\text{中长期分时均价}}) \times L & (\text{平段}) \\ \max \left\{ P_{\text{中长期分时均价}} + (P_{\text{日前出清}} - P_{\text{中长期分时均价}}) \times L, P_{\text{日前出清}} \right\} & (\text{尖高峰}) \end{cases}$$

截至目前，**L为0.1**。因此目前现货市场出清价格主要受到中长期分时均价的影响。

偏差费用

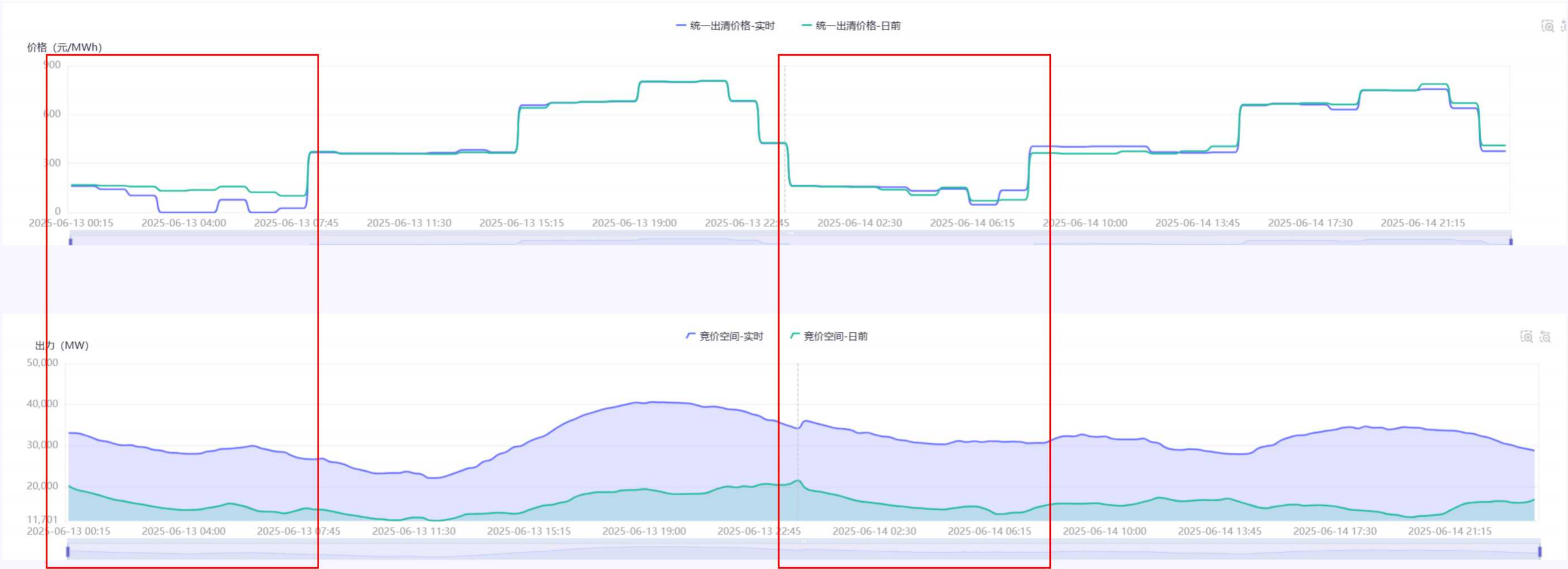
在中长期电量按合同价格结算、现货偏差电量按现货价格结算的基础上，发电侧市场主体的中长期合约电量值偏差允许偏差范围最低应不小于其市场化结算电量的90%，最高应不超出其市场化结算电量的110%。对允许偏差范围以外的电量部分，以小时为粒度，以月度为周期，按度电回收价格进行收益回收。

- 超额回收价格=(日前分时均价-中长期分时均价)*调整系数
- 差额回收价格=(中长期分时均价-日前分时均价)*调整系数

调整系数h暂按1.05执行，价格为负时不进行回收



河北南网新能源场站现货策略



04

新疆省新能源交易基本情况

交易规模及签约要求：

- 预计2025年电力中长期交易规模1500亿千瓦时，最终以实际成交结果为准。
- 2025年燃煤发电企业年度电力中长期交易合同签约电量比例应不低于上一年发电量的80%，并通过后续合同签订，保障电力中长期合同签约电量比例不低于90%。
- 2025年电力用户（含售电公司、电网代理购电）年度电力中长期合同签约电量比例应不低于上一年度用电量的80%，并通过后续合同签订，保障电力中长期合同签约电量比例不低于90%。

电量约束：

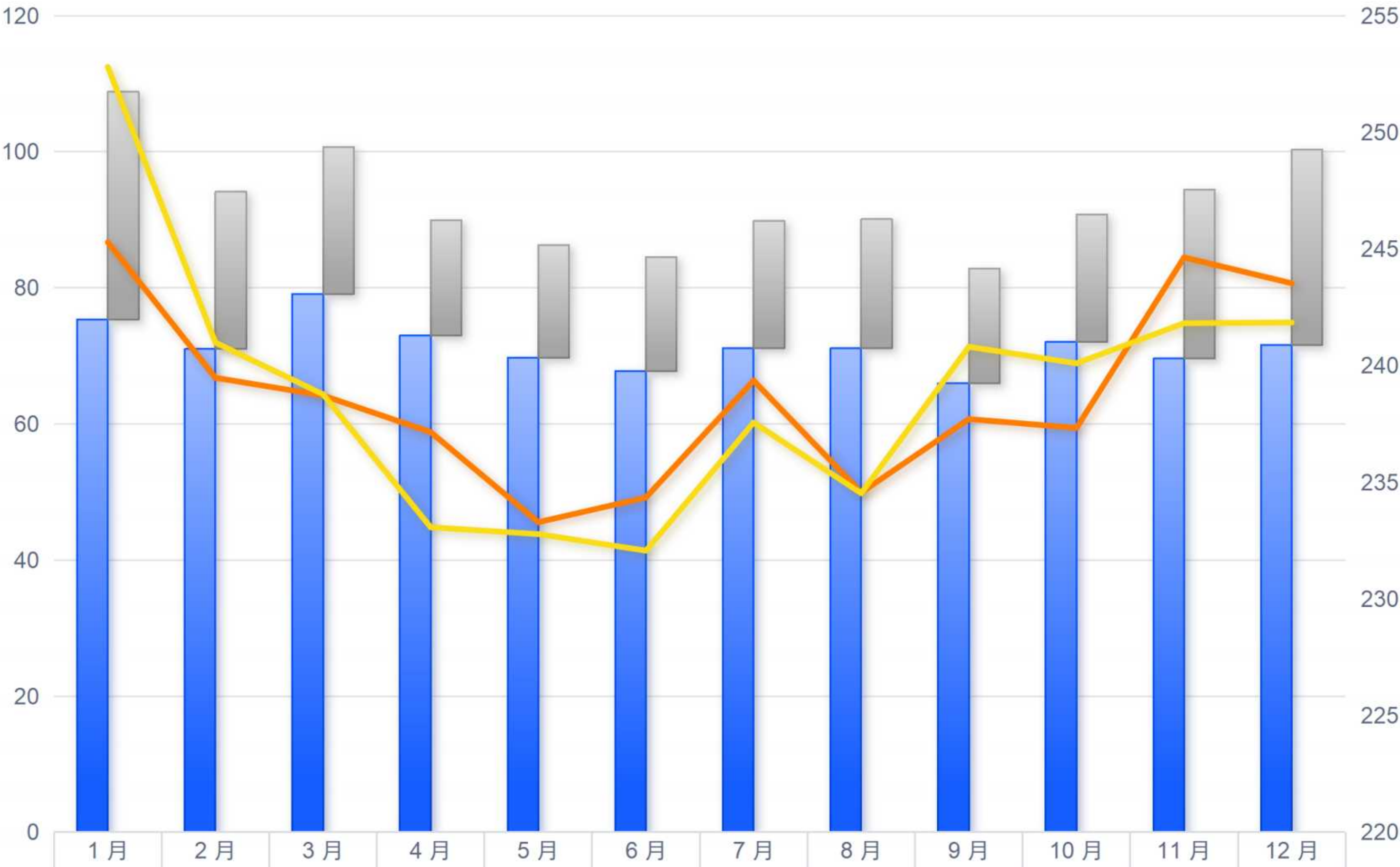
- 发电侧电量约束：发电企业成交电量不得超过月度最大上网电量和各交易时段最大上网电量约束。发电企业各时段最大上网电量不得超过各时段理论最大发电能力。其中，月度上网电量上下限额由调度机构在交易前提供。
- 用电侧电量约束：批发用户（含售电公司）成交电量不得超过各交易时段最大用网电量约束。
 - $\text{各交易时段最大用网电量} = \text{批发用户（售电公司代理用户之和）合同容量} \times \text{申报标的对应小时数} \times \text{调整系数} K$ 。

电价约束：

- 双边交易价格约束：按照1439号文要求，燃煤发电企业通过市场交易在“基准价+上下浮动”范围内形成上网电价，高耗能企业市场交易电价不受上浮20%限制。
- 集中交易价格约束：对年度、月度集中交易申报价格设置上下限，经新疆电力市场管理委员会审议通过后，提交电力主管部门和能源机构审定执行。

新疆2025年年度电力中长期成交结果（全市场）

新疆2025年年度双边、集中交易成交情况
(亿千瓦时、元/MWh)

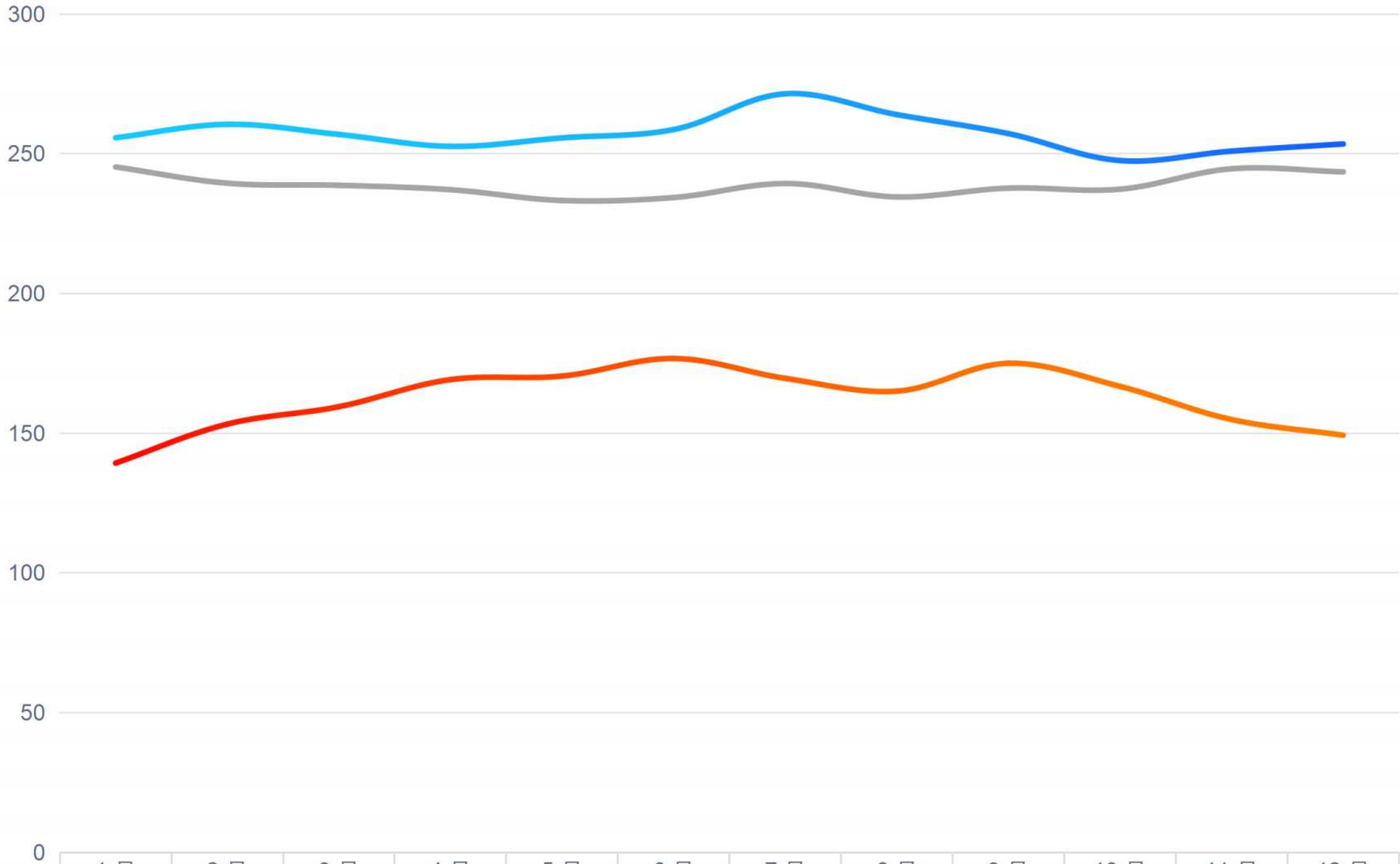


	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
年度集中出清电量	33.46	23.12	21.59	16.96	16.55	16.73	18.7	18.97	16.91	18.73	24.83	28.66
年度双边成交电量	75.35	71	79.13	73.01	69.75	67.79	71.13	71.12	65.95	72.07	69.6	71.65
年度双边成交均价	245.29	239.48	238.72	237.15	233.29	234.35	239.36	234.56	237.71	237.33	244.64	243.53
年度集中出清均价	252.81	240.99	238.77	233.07	232.78	232.07	237.56	234.53	240.81	240.1	241.82	241.85

- 新疆2025年年度中长期总成交量1112.77亿千瓦时，同比增长35.37%，交易电量创历史新高，成交均价239.12元/兆瓦时；
- 年度双边协商交易成交电量857.56亿千瓦时，成交均价238.84元/兆瓦时；
- 年度集中直接交易成交电量255.21亿千瓦时，成交均价240.08元/兆瓦时。

新疆2025年年度双边风电、光伏成交价格

新疆2025年年度双边风电、光伏成交均价
(元/MWh)



	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
风电成交均价	255.74	260.54	256.92	252.66	255.69	258.68	271.47	264.03	257.22	247.58	250.96	253.52
光伏成交均价	139.31	153.25	159.48	169.17	170.44	176.74	169.63	165.05	175.01	166.75	154.89	149.28
全市场成交均价	245.29	239.48	238.72	237.15	233.29	234.35	239.36	234.56	237.71	237.33	244.64	243.53

- 新疆2025年年度双边全市场成交均价为238.84元/兆瓦时;
- 风电（申报及成交电量主要集中在高峰、平段）整体成交均价略高于全市场均价，为257.05元/兆瓦时;
- 受光伏场站发电时段影响（成交电量主要集中在低谷、平段，高峰及尖峰成交电量少），光伏整体成交均价明显低于全市场均价，为164.77元/兆瓦时。

风电场站：

- 风电机组安排优先发电计划电量248.82亿千瓦时。其中：国家示范、试验风电项目优先发电利用小时数（以下简称“优先小时数”）按照批复小时数保障收购，计划电量7.26亿千瓦时；其他风电项目保量保价优先小时数895小时，计划电量241.56亿千瓦时。

光伏场站：

- 太阳能发电机组安排优先发电计划电量181.85亿千瓦时。其中：扶贫光伏、分布式光伏项目实行全额保障收购，计划电量2.93亿千瓦时；国家示范光热项目优先小时数按照批复小时数保障收购，计划电量1.98亿千瓦时；特许权光伏项目优先小时数执行特许权协议确定的年利用小时数，计划电量0.93亿千瓦时；其他光伏项目保量保价优先小时数500小时，计划电量176.01亿千瓦时。

现货期间优先发电计划曲线分解：

- 依据新疆电网发电企业月度合同电量计划编制规范要求形成月度分时段（峰平谷时段）计划电量，并暂按照各月度各时段（峰平谷时段）内小时数均分的原则，将优先发电计划分解至分月24时段，（考虑新能源发电特性，光伏企业0点-8点，23点-24点共9个时段暂不安排优先电量计划，不参与时段内小时数均分），在交易组织前将优先计划分月24时段电量计划发送至交易中心。年度关停机组替代交易电量曲线分解根据自治区优先计划的通知，参照优先计划曲线分解方式进行分解。



省间中长期：

- 新疆电力现货市场试运行期间，省间中长期交易形成的省间联络线交易曲线物理执行，作为疆内现货市场交易的边界条件，市场主体的中长期交易曲线结果及分解曲线仅作为结算依据，均不作为调度执行依据。

疆内合同曲线分解：

- 将年度（年度分月）、月度、月内（多日）等各周期中长期合同暂按照执行期内日历天数均分的原则，将24个交易时段合同电量分解至日小时块（每天一个小时为1个时段，日小时块定义为 1×1 兆瓦时）。

外送合同曲线分解：

- 发电企业出清结果已形成日24时段电量时，不分解曲线；未形成24时段电量时，按各发电企业分时段的出清电量比例分解交易结果曲线，形成日24时段电量。

电价衔接机制：

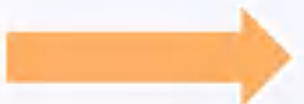
- 仅对现货结算试运行期间的标的，调整中长期月内合同交易限价机制。调整方式如下：全天24时段申报范围为40~650元/兆瓦时，不再人为规定分时电价水平和时段。当现货结算试运行完整自然月时，调整旬合同交易的限价范围为40~650元/兆瓦时。



基准



决策



复盘

电量基准

时段\日期	6月1日	6月2日	6月3日	6月4日	6月5日	6月6日	6月7日	6月8日	6月9日	6月10日	6月11日	6月12日	6月13日	6月14日	6月15日	6月16日	6月17日	6月18日	6月19日	6月20日	6月21日	6月22日	6月23日	6月24日	6月25日	6月26日	6月27日	6月28日	6月29日	6月30日
00:00-01:00	8.99%	8.99%	34.34%	47.05%	53.37%	58.68%	58.68%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	58.68%	58.68%	
01:00-02:00	8.99%	8.99%	34.34%	47.05%	53.37%	58.68%	58.68%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	58.68%	58.68%	
02:00-03:00	8.99%	8.99%	34.34%	47.05%	53.37%	58.68%	58.68%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	58.68%	58.68%	
03:00-04:00	8.99%	8.99%	34.34%	47.05%	53.37%	58.68%	58.68%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	58.68%	58.68%	
04:00-05:00	8.99%	8.99%	34.34%	47.05%	53.37%	58.68%	58.68%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	58.68%	58.68%	
05:00-06:00	8.99%	8.99%	36.16%	49.74%	56.54%	62.16%	62.16%	60.61%	60.61%	60.61%	60.61%	60.61%	60.61%	60.61%	60.61%	60.61%	60.61%	60.61%	60.61%	60.61%	60.61%	60.61%	60.61%	60.61%	60.61%	60.61%	60.61%	62.16%	62.16%	
06:00-07:00	8.78%	8.78%	47.10%	66.21%	75.85%	83.36%	83.36%	81.56%	81.56%	81.56%	81.56%	81.56%	81.56%	81.56%	81.56%	81.56%	81.56%	81.56%	81.56%	81.56%	81.56%	81.56%	81.56%	81.56%	81.56%	81.56%	81.56%	83.36%	83.36%	
07:00-08:00	7.65%	7.65%	46.89%	66.47%	76.35%	84.77%	84.77%	82.19%	82.19%	82.19%	82.19%	82.19%	82.19%	82.19%	82.19%	82.19%	82.19%	82.19%	82.19%	82.19%	82.19%	82.19%	82.19%	82.19%	82.19%	82.19%	82.19%	84.77%	84.77%	
08:00-09:00	5.37%	5.37%	44.62%	64.20%	74.07%	82.49%	82.49%	79.91%	79.91%	79.91%	79.91%	79.91%	79.91%	79.91%	79.91%	79.91%	79.91%	79.91%	79.91%	79.91%	79.91%	79.91%	79.91%	79.91%	79.91%	79.91%	79.91%	82.49%	82.49%	
09:00-10:00	4.03%	4.03%	40.18%	58.22%	67.31%	72.69%	72.69%	72.69%	72.69%	72.69%	72.69%	72.69%	72.69%	72.69%	72.69%	72.69%	72.69%	72.69%	72.69%	72.69%	72.69%	72.69%	72.69%	72.69%	72.69%	72.69%	72.69%	72.69%	72.69%	
10:00-11:00	8.02%	8.02%	44.17%	62.21%	71.31%	76.69%	76.69%	76.69%	76.69%	76.69%	76.69%	76.69%	76.69%	76.69%	76.69%	76.69%	76.69%	76.69%	76.69%	76.69%	76.69%	76.69%	76.69%	76.69%	76.69%	76.69%	76.69%	76.69%	76.69%	
11:00-12:00	6.25%	6.25%	29.74%	41.53%	47.38%	50.86%	50.86%	50.86%	50.86%	50.86%	50.86%	50.86%	50.86%	50.86%	50.86%	50.86%	50.86%	50.86%	50.86%	50.86%	50.86%	50.86%	50.86%	50.86%	50.86%	50.86%	50.86%	50.86%	50.86%	
12:00-13:00	6.33%	6.33%	29.82%	41.61%	47.46%	50.94%	50.94%	50.94%	50.94%	50.94%	50.94%	50.94%	50.94%	50.94%	50.94%	50.94%	50.94%	50.94%	50.94%	50.94%	50.94%	50.94%	50.94%	50.94%	50.94%	50.94%	50.94%	50.94%	50.94%	
13:00-14:00	6.38%	6.38%	42.53%	60.56%	69.66%	75.04%	75.04%	75.04%	75.04%	75.04%	75.04%	75.04%	75.04%	75.04%	75.04%	75.04%	75.04%	75.04%	75.04%	75.04%	75.04%	75.04%	75.04%	75.04%	75.04%	75.04%	75.04%	75.04%	75.04%	
14:00-15:00	6.61%	6.61%	42.76%	60.80%	69.89%	75.27%	75.27%	75.27%	75.27%	75.27%	75.27%	75.27%	75.27%	75.27%	75.27%	75.27%	75.27%	75.27%	75.27%	75.27%	75.27%	75.27%	75.27%	75.27%	75.27%	75.27%	75.27%	75.27%	75.27%	
15:00-16:00	8.72%	8.72%	44.87%	62.91%	72.01%	77.38%	77.38%	77.38%	77.38%	77.38%	77.38%	77.38%	77.38%	77.38%	77.38%	77.38%	77.38%	77.38%	77.38%	77.38%	77.38%	77.38%	77.38%	77.38%	77.38%	77.38%	77.38%	77.38%	77.38%	
16:00-17:00	4.03%	4.03%	40.18%	58.22%	67.31%	72.69%	72.69%	72.69%	72.69%	72.69%	72.69%	72.69%	72.69%	72.69%	72.69%	72.69%	72.69%	72.69%	72.69%	72.69%	72.69%	72.69%	72.69%	72.69%	72.69%	72.69%	72.69%	72.69%	72.69%	
17:00-18:00	8.99%	8.99%	45.14%	63.18%	72.27%	77.65%	77.65%	77.65%	77.65%	77.65%	77.65%	77.65%	77.65%	77.65%	77.65%	77.65%	77.65%	77.65%	77.65%	77.65%	77.65%	77.65%	77.65%	77.65%	77.65%	77.65%	77.65%	77.65%	77.65%	
18:00-19:00	8.99%	8.99%	48.23%	67.81%	77.69%	86.11%	86.11%	83.53%	83.53%	83.53%	83.53%	83.53%	83.53%	83.53%	83.53%	83.53%	83.53%	83.53%	83.53%	83.53%	83.53%	83.53%	83.53%	83.53%	83.53%	83.53%	83.53%	86.11%	86.11%	
19:00-20:00	8.99%	8.99%	44.60%	62.44%	71.36%	79.22%	79.22%	76.65%	76.65%	76.65%	76.65%	76.65%	76.65%	76.65%	76.65%	76.65%	76.65%	76.65%	76.65%	76.65%	76.65%	76.65%	76.65%	76.65%	76.65%	76.65%	76.65%	79.22%	79.22%	
20:00-21:00	8.99%	8.99%	44.60%	62.44%	71.36%	79.22%	79.22%	76.65%	76.65%	76.65%	76.65%	76.65%	76.65%	76.65%	76.65%	76.65%	76.65%	76.65%	76.65%	76.65%	76.65%	76.65%	76.65%	76.65%	76.65%	76.65%	76.65%	79.22%	79.22%	
21:00-22:00	8.99%	8.99%	48.23%	67.81%	77.69%	86.11%	86.11%	83.53%	83.53%	83.53%	83.53%	83.53%	83.53%	83.53%	83.53%	83.53%	83.53%	83.53%	83.53%	83.53%	83.53%	83.53%	83.53%	83.53%	83.53%	83.53%	83.53%	86.11%	86.11%	
22:00-23:00	8.99%	8.99%	34.65%	47.52%	53.91%	59.52%	59.52%	57.72%	57.72%	57.72%	57.72%	57.72%	57.72%	57.72%	57.72%	57.72%	57.72%	57.72%	57.72%	57.72%	57.72%	57.72%	57.72%	57.72%	57.72%	57.72%	57.72%	59.52%	59.52%	
23:00-24:00	8.99%	8.99%	34.34%	47.05%	53.37%	58.68%	58.68%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	57.13%	58.68%	58.68%	

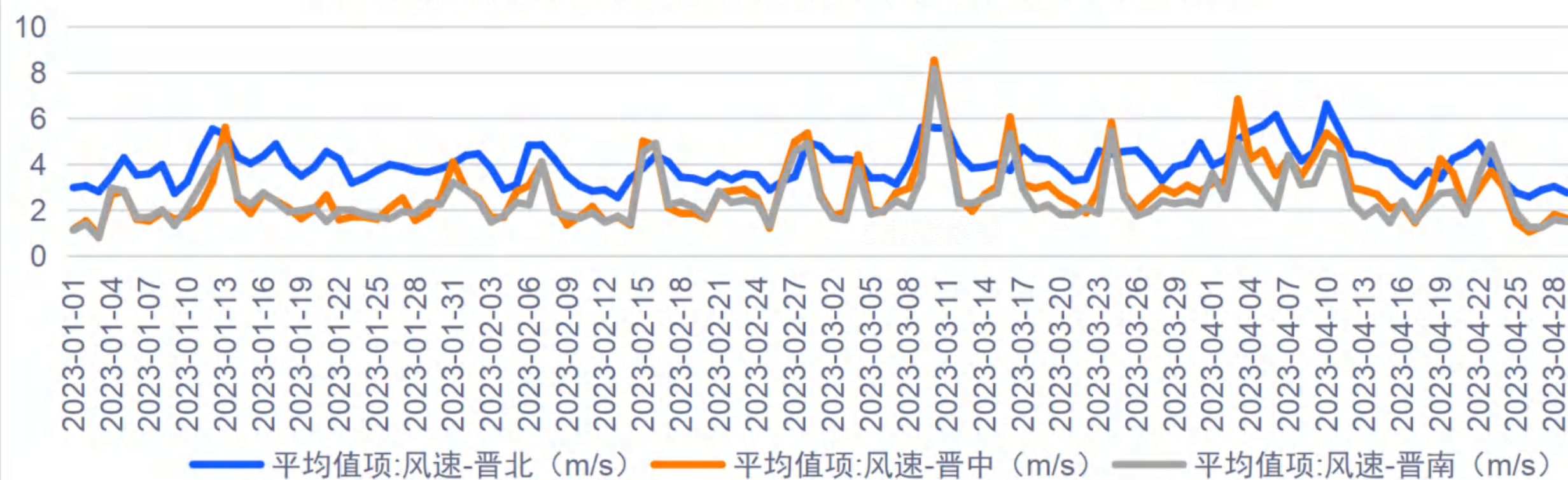
持仓负荷率：统计分时持仓负荷率情况，结合中长期超额、缺额回收考核，判断中长期仓位调整电量。



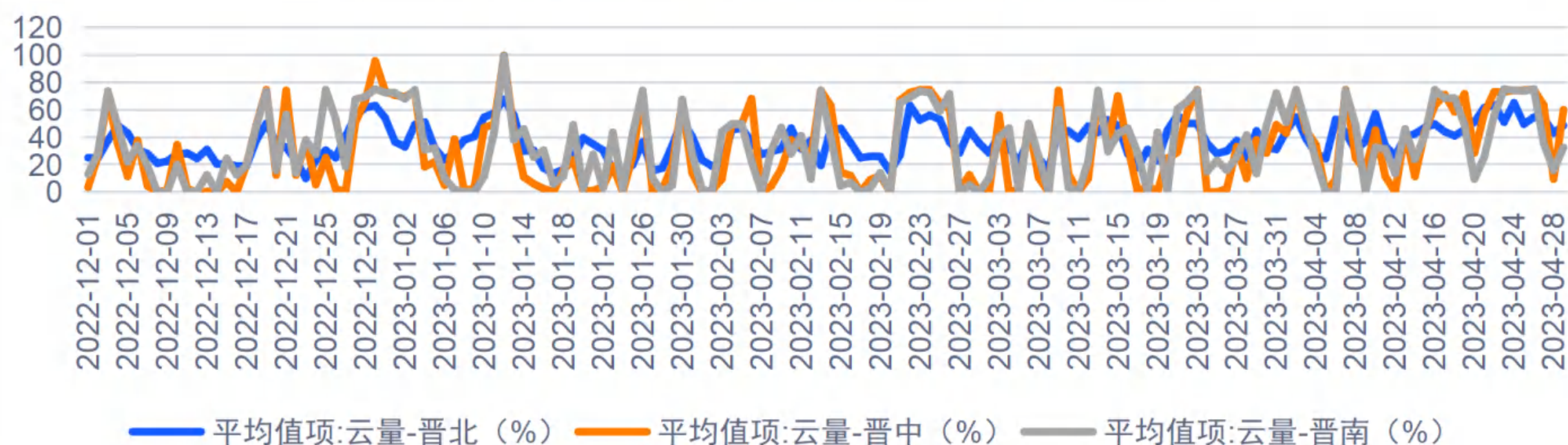
中长期交易第一步：长周期边界预测

➤ 长周期边界预测-新能源预测

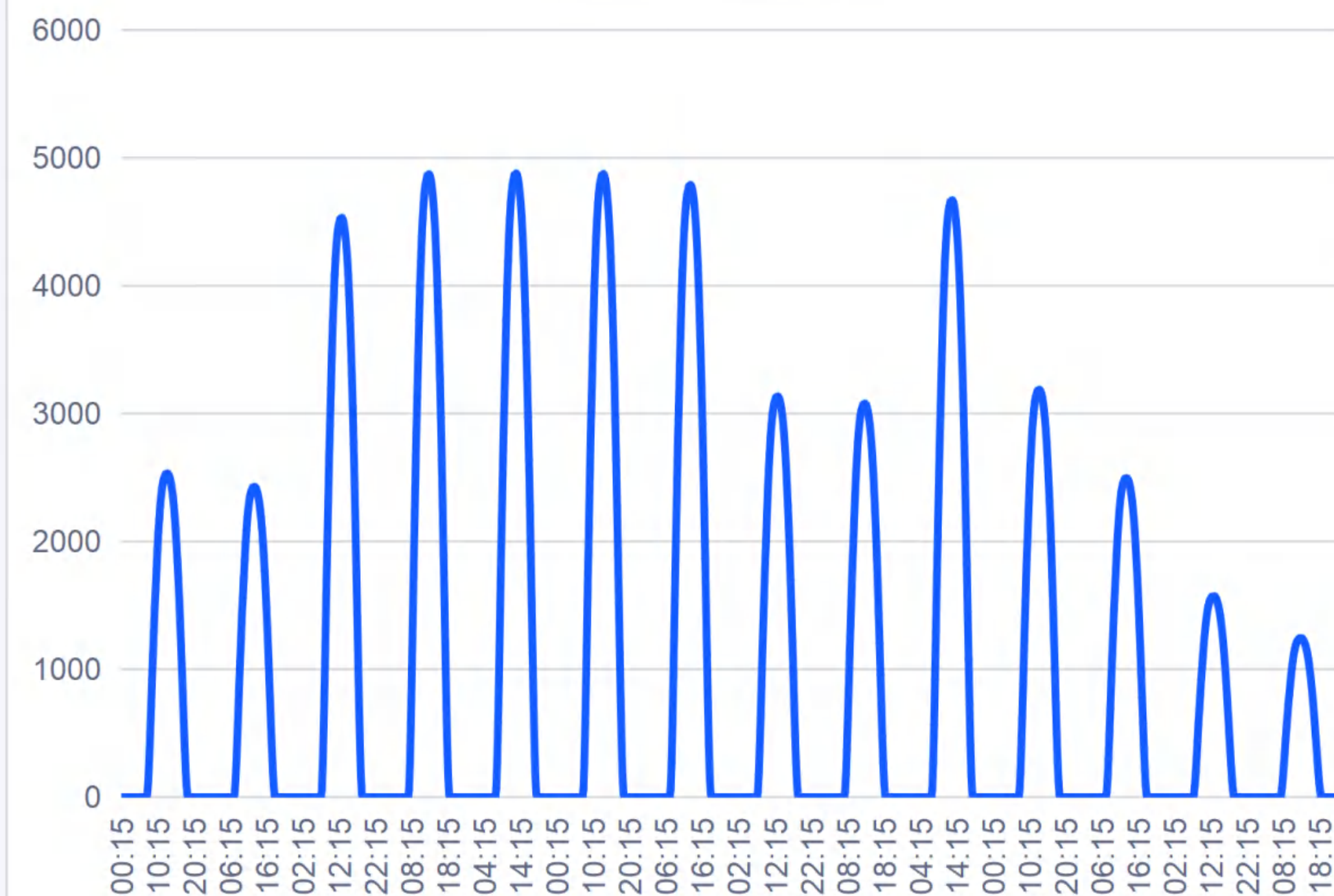
风资源预测-日均（23年2月下旬至23年3月）



光资源预测-日均（23年2月下旬至23年3月）



光伏日前预测





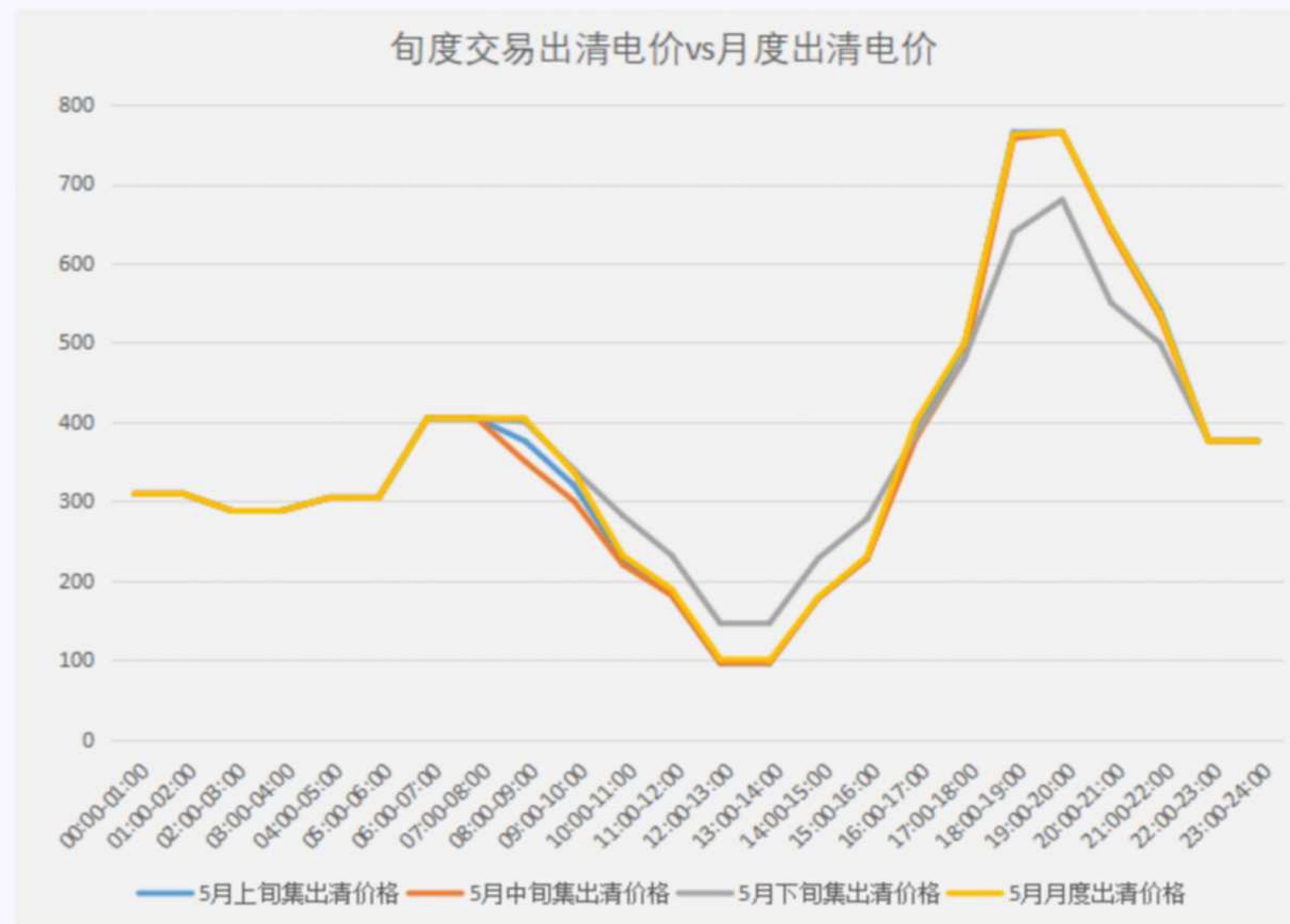
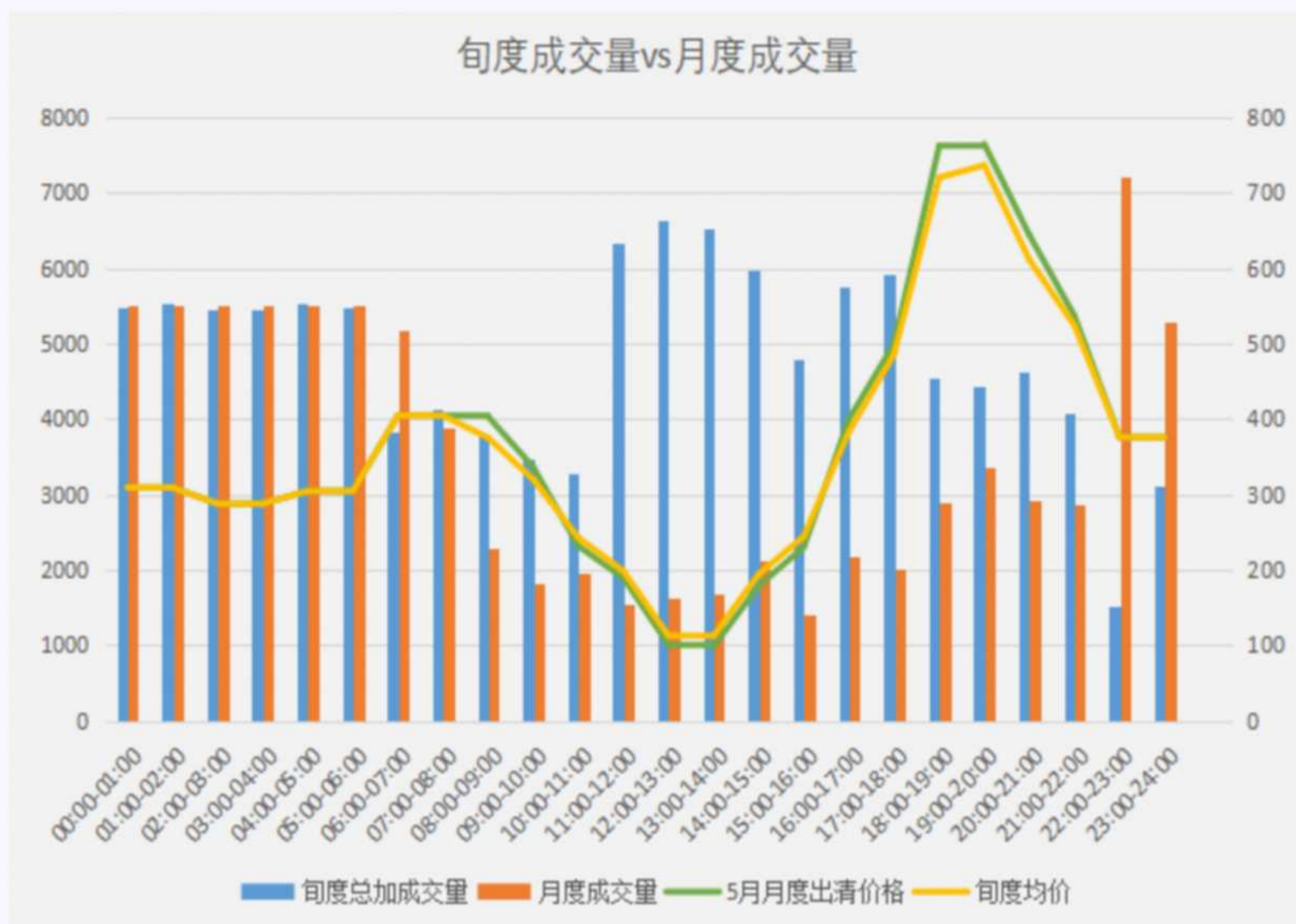
➤ 长周期边界预测-煤炭价格





➤ 长周期现货价格预测

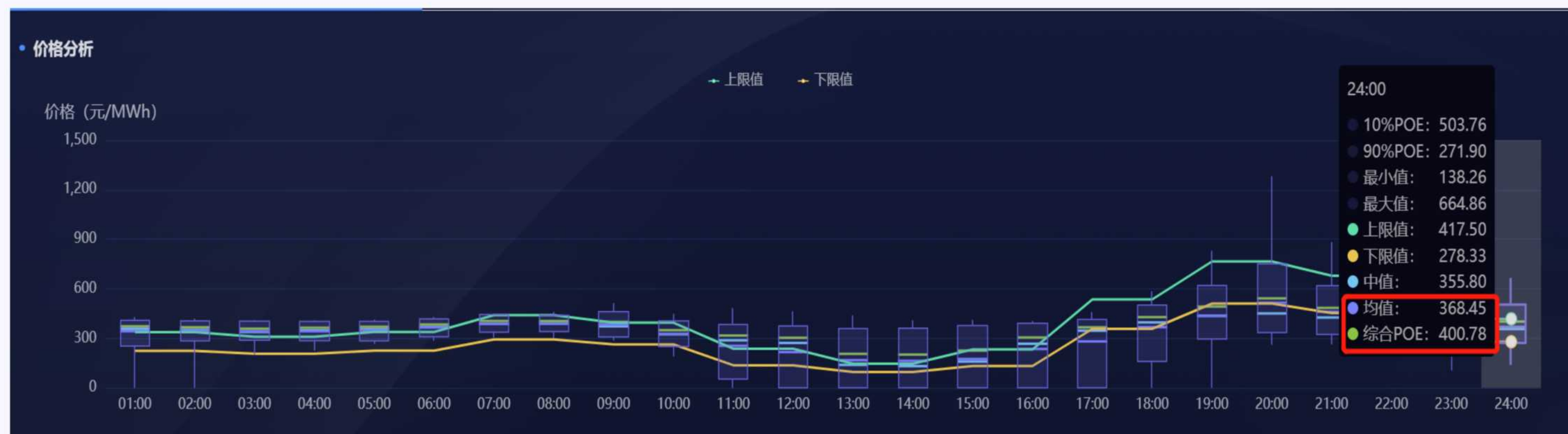
价格基准——中长期交易价格



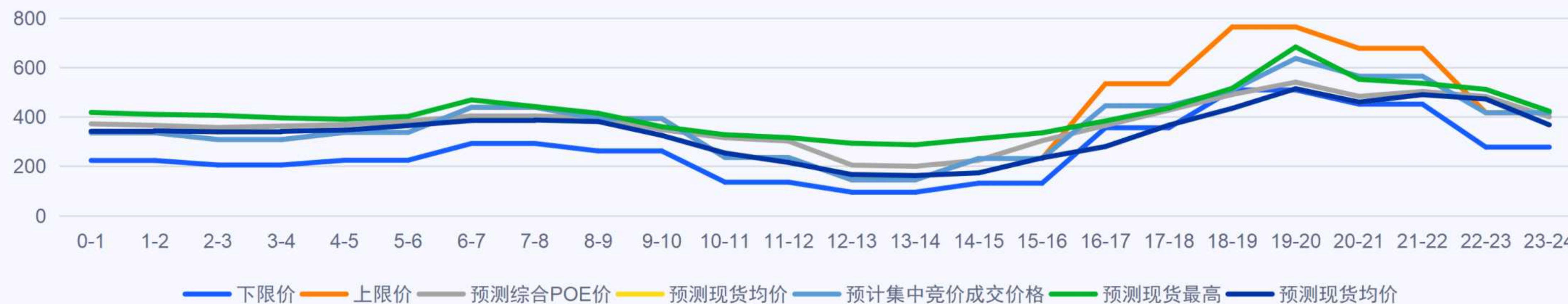
不同交易窗口的价格差异



➤ 长周期现货价格预测



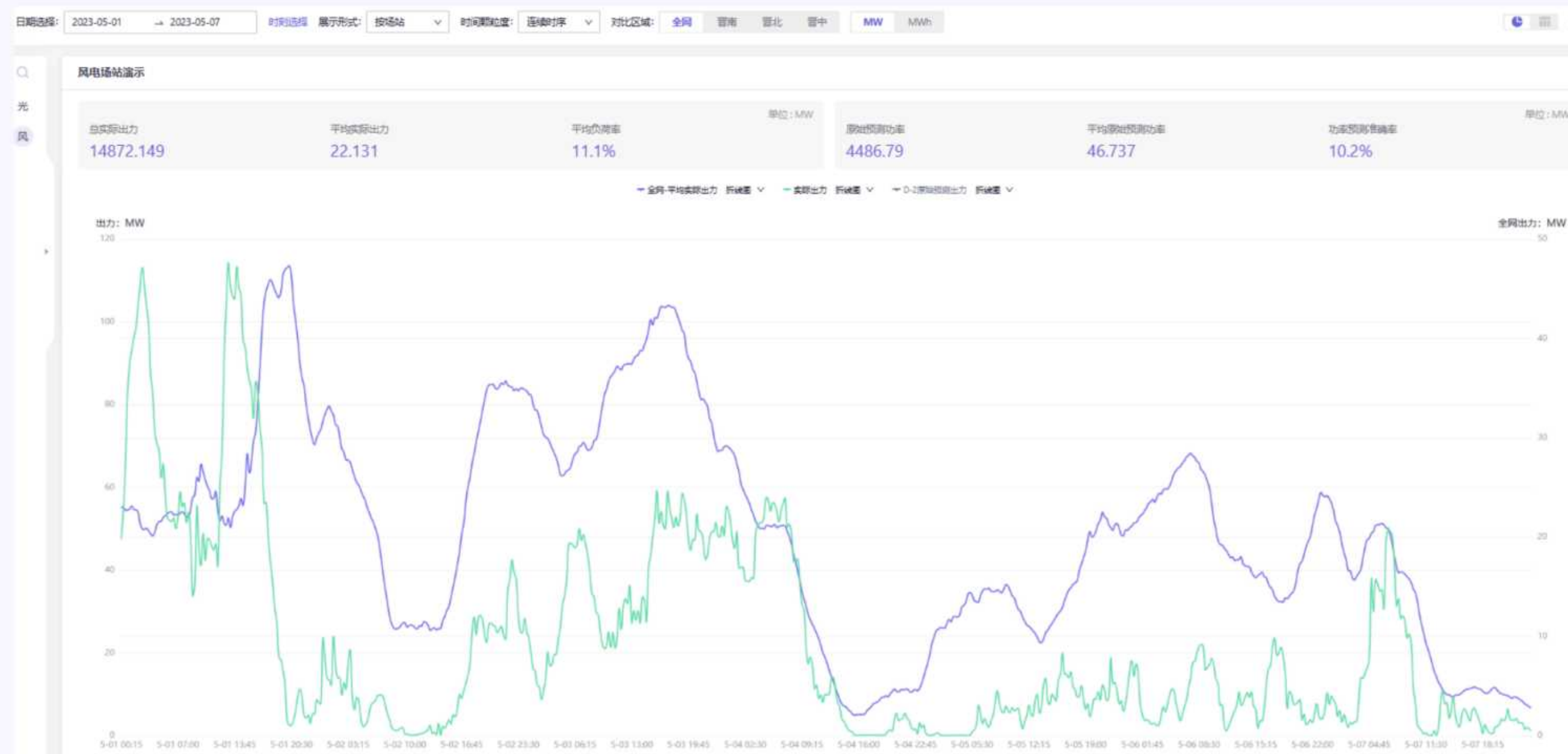
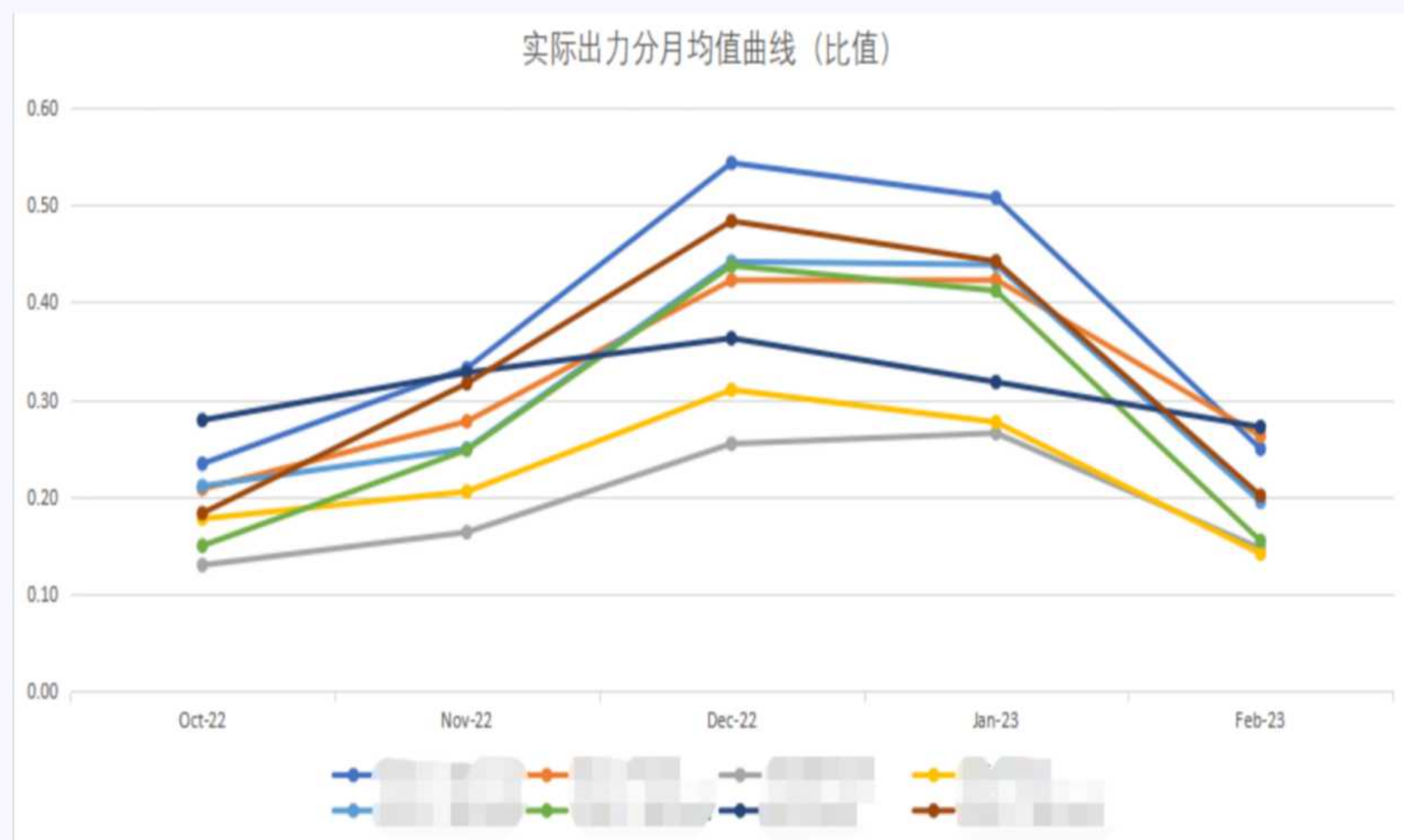
价格预测





中长期交易第二步：场站发电能力预测

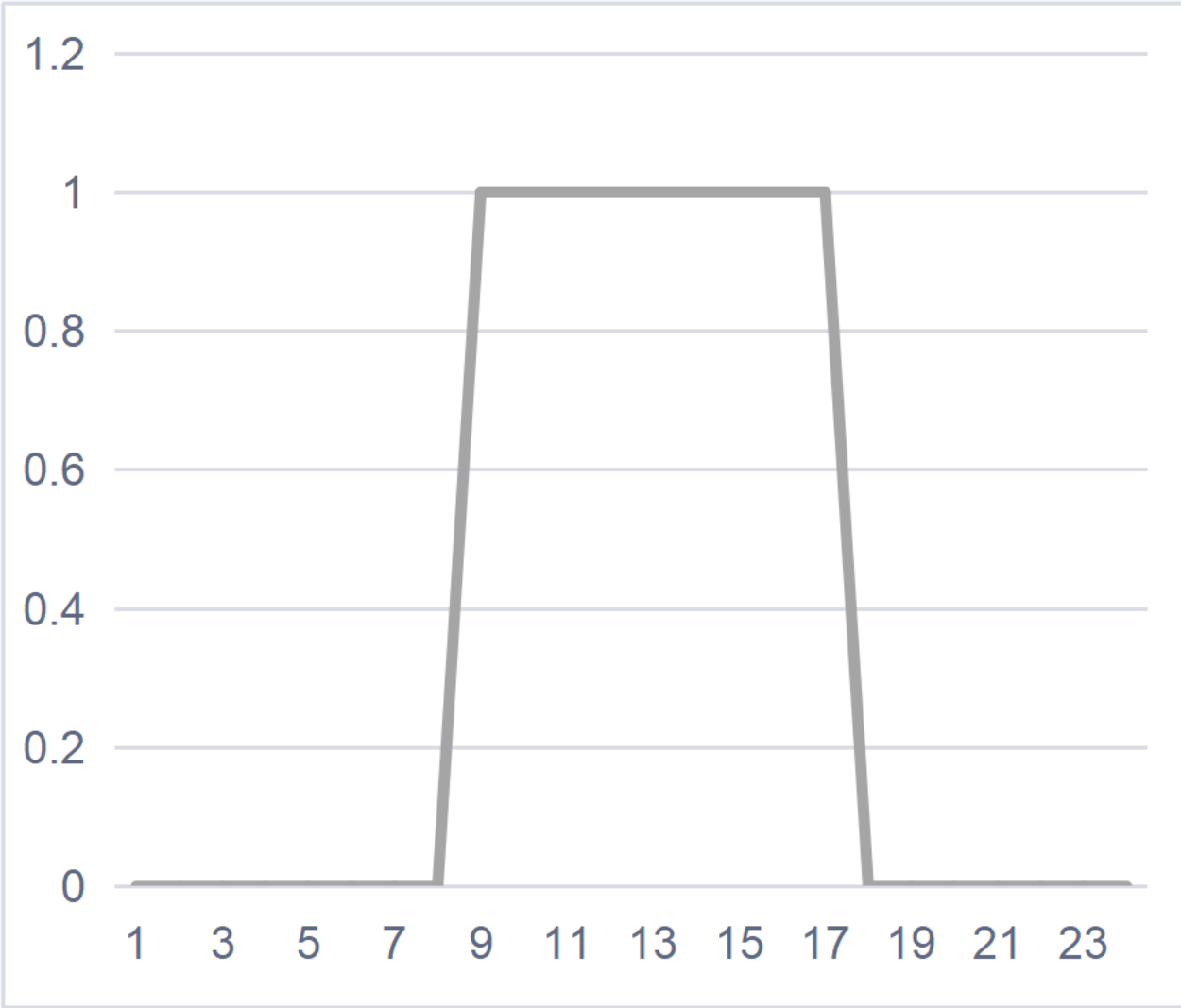
通过对场站的历史出力进行分析，结合气象、场站未来功率预测对场站发电能力进行未来预测



中长期交易第三步：中长期合约估值

- 年度交易、多月交易、月度交易可以根据长周期价格预测数据，结合不同的交易曲线形状进行中长期合约价值评估。
- 分时交易（例如月度分时交易、旬度分时交易等）可以针对不同时间点进行评估

1、曲线形状



2、合约估值

全时段		
均值	10%POE	综合POE
429.16	580.00	455.93

第一段 (0-7点 17-33点)		
均值	10%POE	综合POE
466.14	640.04	492.04

第二段 (8-16点)		
均值	10%POE	综合POE
367.53	479.93	395.75

1、96点现货价格预测

现货价格预测			
时段	均值	10%POE	综合POE
00:00-01:00	351.22	390.79	378.56
01:00-02:00	337.76	383.75	363.90
02:00-03:00	318.62	369.09	340.41
03:00-04:00	310.28	357.61	332.59
04:00-05:00	312.31	357.04	333.59
05:00-06:00	341.44	378.73	358.14
06:00-07:00	362.73	392.99	383.05
.....			

中长期交易第四步：中长期策略定、执行

根据价格预测，结合当前场站已有持仓，制定相应的申报策略，根据盘面信息进行交易，并进行各个时段交易前后的持仓对比和指标测算。

8月下旬分时交易策略建议						
时段	买卖方向	建议申报电量 (段一)	建议申报价 (段一)	建议申报电量 (段二)	建议申报价 (段二)	交易后持仓负荷率
0-1	不操作	-	0	-	0	
1-2	不操作	-	0	-	0	
2-3	不操作	-	0	-	0	
3-4	不操作	-	0	-	0	
4-5	不操作	-	0	-	0	
5-6	不操作	-	0	-	0	
6-7	卖出	1	365	1	365	13%
7-8	卖出	1.5	355	1.5	355	28%
8-9	卖出	2.5	355	2.5	355	169%
9-10	卖出	2.5	350	2.5	350	104%
10-11	不操作	-	0	-	0	85%
11-12	不操作	-	0	-	0	104%
12-13	不操作	-	0	-	0	103%
13-14	不操作	-	0	-	0	81%
14-15	不操作	-	0	-	0	89%
15-16	不操作	-	0	-	0	109%
16-17	卖出	15	369.11	15	369.11	206%
17-18	卖出	1.5	398	1.5	398	
18-19	卖出	40	509.95	40	509.95	
19-20	卖出	40	509.95	40	509.95	
20-21	卖出	35	434.4	35	434.4	
21-22	卖出	40	434.4	40	434.4	
22-23	不操作	-	0	-	0	
23-24	卖出	2.5	380	2.5	380	



中长期超短期获利回收日										每分交易后 (预估)						
时段	现货日前用户侧加权均价 (估值均值)	月包度交易均价 (上期均价或月包度成交均价较大值)	0.85*中长期均价-日前现货均价	价差为正	Q基数电量	Q中长期市场化合约电量	Q中长期	实发电量	Q实发-4%装机容量	Q中>300%Q实发	min (Q中长期-300%Q实发, Q市场化中长期)	Q中长期>12%装机容量	min (Q中长期-12%装机容量, Q市场化中长期)	中长期超短期获利回收 (日1)	中长期超短期获利回收 (日2)	中长期超短期获利回收 (日)
0-1	330.79	336.34	-44.901	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1-2	327.7	336.34	-41.811	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2-3	322.91	308.8	-60.43	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3-4	319.38	308.8	-56.9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4-5	320.2	317.82	-33.053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5-6	326.87	317.82	-39.723	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6-7	333.15	408	13.65	13.65	0	0	0	2	4.509875	1	0	-11.529625	0	-10	0	0
7-8	330.89	390	0.61	0.61	0	0	0	3	18.788375	1	0	-53.365125	0	-9	0	0
8-9	326.11	350	-28.61	0	0	0	0	5	36.618875	1	0	-104.856625	0	-7	0	0
9-10	321.08	350	-23.58	0	0	0	0	5	50.92625	1	0	-147.77875	0	-7	0	0
10-11	313.48	271.38	-82.807	0	0	0	0	0	60.316875	1	0	0	0	0	0	0
11-12	290.25	271.38	-59.577	0	0	0	0	0	61.142125	1	0	0	0	0	0	0
12-13	270.24	164.9	-130.075	0	0	0	0	0	62.219125	1	0	0	0	0	0	0
13-14	280.58	164.9	-140.415	0	0	0	0	0	59.735125	1	0	0	0	0	0	0
14-15	288.31	266.56	-61.734	0	0	0	0	0	53.4425	1	0	0	0	0	0	0
15-16	315.61	266.56	-89.034	0	0	0	0	0	41.635625	1	0	0	0	0	0	0
16-17	333.47	369.11	-19.7265	0	0	0	0	30	27.4805	1	0	-52.4415	1	0	0	0
17-18	366.27	409.5	-18.195	0	0	0	0	3	13.5675	1	0	-37.7025	0	-9	0	0
18-19	384.89	509.95	48.5675	48.5675	0	0	0	80	3.355	0	1	0	0	0	0	0
19-20	393.46	600	116.54	116.54	0	0	0	80	0.13775	0	1	0	0	0	0	0
20-21	380.59	625	150.66	150.66	0	0	0	70	0	0	1	0	0	0	0	0
21-22	375.44	580.19	117.7215	117.7215	0	0	0	80	0	0	1	0	0	0	0	0
22-23	355.66	417.5	-0.785	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23-24	338.56	417.5	16.315	16.315	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23-24	338.56	417.5	16.315	16.315	0	0	0	5	0	0	1	0	0	-7	0	0

中长期超短期获利回收日										每分交易后 (预估)						
时段	现货日前用户侧加权均价 (估值均值)	月包度交易均价 (上期均价或月包度成交均价较大值)	0.85*中长期均价-日前现货均价	价差为正	Q基数电量	Q中长期市场化合约电量	Q中长期	实发电量	Q实发-4%装机容量	Q中>300%Q实发	min (Q中长期-300%Q实发, Q市场化中长期)	Q中长期>12%装机容量	min (Q中长期-12%装机容量, Q市场化中长期)	中长期超短期获利回收 (日1)	中长期超短期获利回收 (日2)	中长期超短期获利回收 (日)
0-1	330.79	336.34	-44.901	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-12	0	0
1-2	327.7	336.34	-41.811	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-12	0	0
2-3	322.91	308.8	-60.43	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-12	0	0
3-4	319.38	308.8	-56.9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-12	0	0
4-5	320.2	317.82	-33.053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-12	0	0
5-6	326.87	317.82	-39.723	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-12	0	0
6-7	333.15	408	13.65	13.65	0	0	0	0	4.509875	1	0	-13.529625	0	-12	0	0
7-8	330.89	390	0.61	0.61	0	0	0	0	18.788375	1	0	-56.365125	0	-12	0	0
8-9	326.11	350	-28.61	0	0	0	0	0	36.618875	1	0	-109.856625	0	-12	0	0
9-10	321.08	350	-23.58	0	0	0	0	0	50.92625	1	0	-152.77875	0	-12	0	0
10-11	313.48	271.38	-82.807	0	0	0	0	0	60.316875	1	0	-180.950625	0	-12	0	0
11-12	290.25	271.38	-59.577	0	0	0	0	0	61.142125	1	0	-183.426375	0	-12	0	0
12-13	270.24	164.9	-130.075	0	0	0	0	0	62.219125	1	0	-186.657375	0	-12	0	0
13-14	280.58	164.9	-140.415	0	0	0	0	0	59.735125	1	0	-179.205375	0	-12	0	0
14-15	288.31	266.56	-61.734	0	0	0	0	0	53.4425	1	0	-160.3275	0	-12	0	0
15-16	315.61	266.56	-89.034	0	0	0	0	0	41.635625	1	0	-124.904875	0	-12	0	0
16-17	333.47	369.11	-19.7265	0	0	0	0	0	27.4805	1	0	-82.4415	0	-12	0	0
17-18	366.27	409.5	-18.195	0	0	0	0	0	13.5675	1	0	-40.7025	0	-12	0	0
18-19	384.89	509.95	48.5675	48.5675	0	0	0	0	3.355	0	0	-10.065	0	-12	0	0
19-20	393.46	600	116.54	116.54	0	0	0	0	0.13775	0	0	-0.41325	0	-12	0	0
20-21	380.59	625	150.66	150.66	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-12	0	0
21-22	375.44	580.19	117.7215	117.7215	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-12	0	0
22-23	355.66	417.5	-0.785	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-12	0	0
23-24	338.56	417.5	16.315	16.315	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-12	0	0

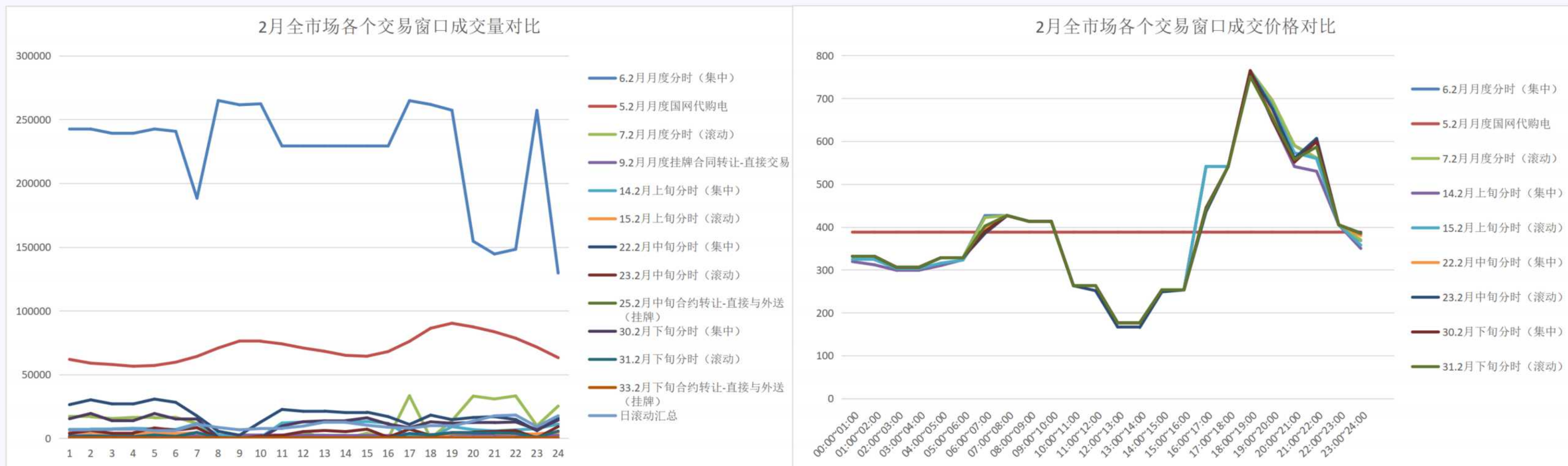


集中竞价成交电价	预估收益 (集中竞价)
	#VALUE!
	#VALUE!
	#VALUE!
	#VALUE!
	#VALUE!
	#VALUE!
	#VALUE!
	#VALUE!
365	54.00
355	146.70
355	555.50
350	562.00
	#VALUE!
	#VALUE!
	#VALUE!
	#VALUE!
	#VALUE!
	#VALUE!
	#VALUE!
	#VALUE!
369.11	3138.00
398	-14.70
509.95	74224.00
509.95	53384.00
434.4	13559.00
434.4	22048.00
	#VALUE!
380	928.50



中长期交易第五步：中长期交易复盘

现货市场出清后，结合市场出清情况，进行中长期交易市场行情的复盘；结合现货市场实际日前出清价格，进行合约收益复盘，评估损益得失。





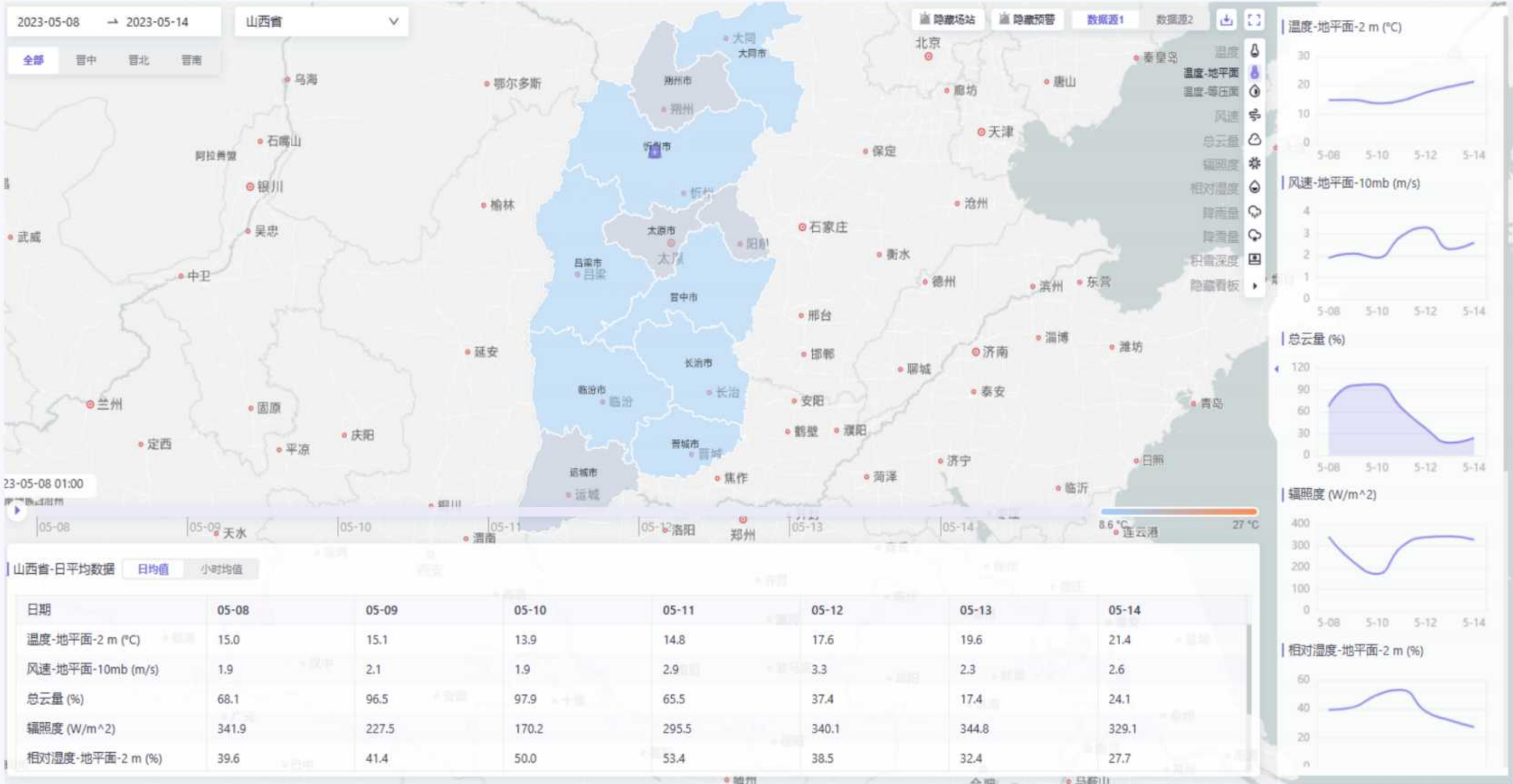
电能量报价：

- 单位为元/兆瓦时；
- 可最多申报10段；
- 电力的最小单位是1兆瓦，申报电价的最小单位是1元/兆瓦时；
- 每段需申报出力区间起点为0（兆瓦），出力区间终点为装机容量（兆瓦）以及该区间报价（元/兆瓦时）；
- 随着出力增加，报价曲线必须单调非递减；
- 每段报价段的长度不能低于机组最大技术出力与最小技术出力之差的10%；
- 每段报价均不可超过申报价格的限值，其中申报价格上下限为40~650元/兆瓦时，出清价格上下限为40~750元/兆瓦时；
- 发电机组在同一运行日仅允许申报同一条电能量报价曲线，同一运行日内的各时段均采用同一条电能量报价曲线进行出清计算；

新能源出力预测：

- 新能源企业需额外申报运行日96点的出力预测曲线；

- A：全疆范围内对应时段和海拔的风资源、光资源、雨雪分析。新疆主要按南疆和北疆进行划分。
- B：场站范围内对应时段和海拔的风资源、光资源、雨雪分析



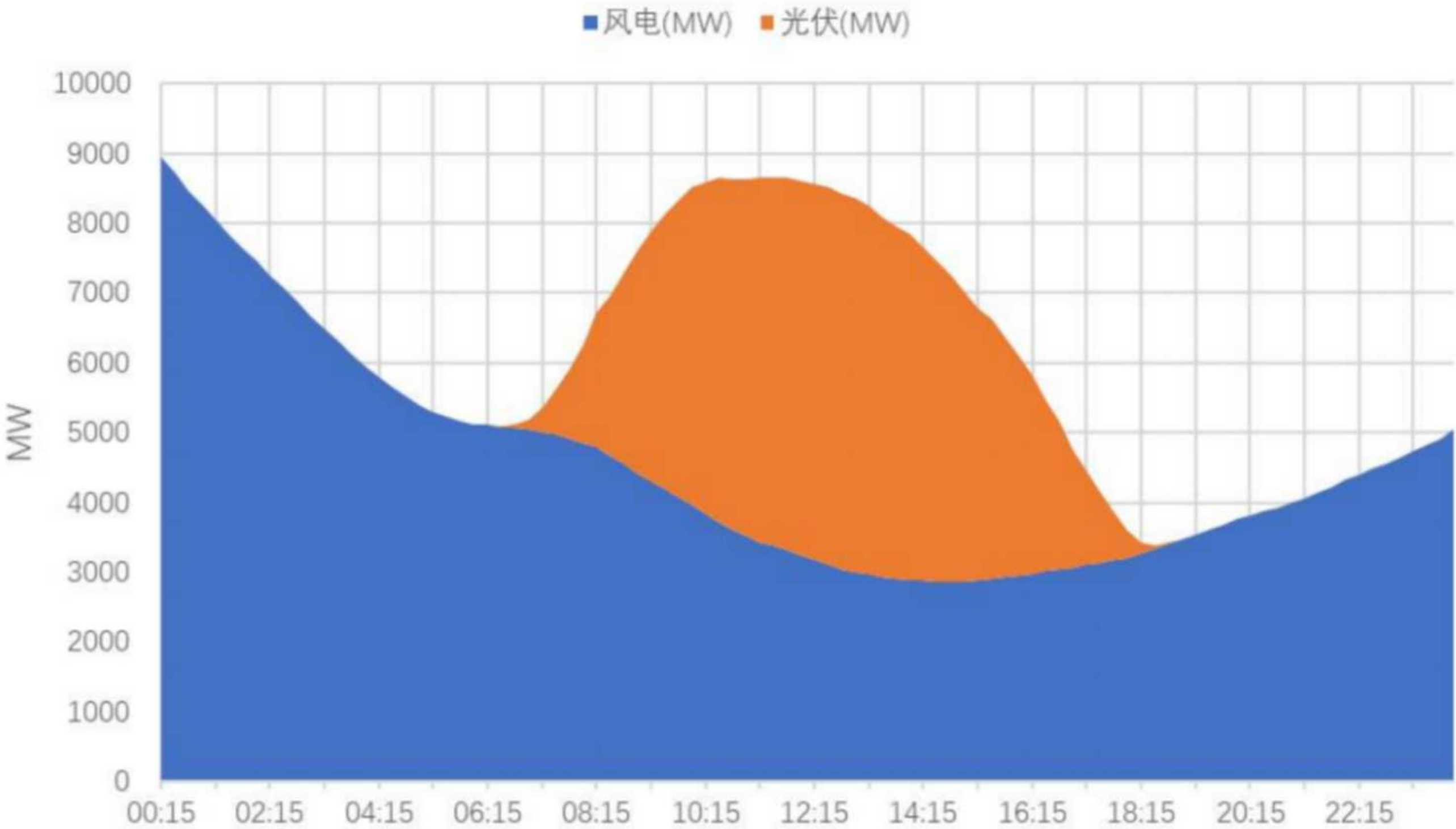
时间	风资源 (风速m/s)			光资源 (云量%)			雨雪 (降雨\雪量cm/3h)		
	晋北	晋中	晋南	晋北	晋中	晋南	晋北	晋中	晋南
01点	10	7.5	9	/	/	/	雨雪0.02	0	0
02点	10	7.5	9	/	/	/	雨雪0.02	0	0
03点	10	7.5	9	/	/	/	雨雪0.02	0	0
04点	7	6.5	7.5	/	/	/	0	0	0
05点	7	6.5	7.5	/	/	/	0	0	0
06点	7	6.5	7.5	/	/	/	0	0	0
07点	5	5	6	60	65	35	0	雨雪0.1	雨雪0.01
08点	5	5	6	60	65	35	0	雨雪0.1	雨雪0.01
09点	5	5	6	60	65	35	0	雨雪0.1	雨雪0.01
10点	3.5	3	4.5	65	70	60	0	雨雪0.3	雨雪0.3
11点	3.5	3	4.5	65	70	60	0	雨雪0.3	雨雪0.3
12点	3.5	3	4.5	65	70	60	0	雨雪0.3	雨雪0.3
13点	3	2.5	4	65	55	60	0	雨雪0.05	雨雪0.4
14点	3	2.5	4	65	55	60	0	雨雪0.05	雨雪0.4
15点	3	2.5	4	65	55	60	0	雨雪0.05	雨雪0.4
16点	4.5	3.5	4	65	80	80	0	雨雪0.01	雨雪0.01
17点	4.5	3.5	4	65	80	80	0	雨雪0.01	雨雪0.01
18点	4.5	3.5	4	65	80	80	0	雨雪0.01	雨雪0.01
19点	5.5	5	5	/	/	/	0	雨雪0.01	雨雪0.01
20点	5.5	5	5	/	/	/	0	雨雪0.01	雨雪0.01
21点	5.5	5	5	/	/	/	0	雨雪0.01	雨雪0.01
22点	8	6	6.5	/	/	/	0	0	0
23点	8	6	6.5	/	/	/	0	0	0
24点	8	6	6.5	/	/	/	0	0	0

基于 windy 的全省三个区域的观测气象，其中观测晋北平均海拔 2000m，晋中、晋南平均海拔 1500m

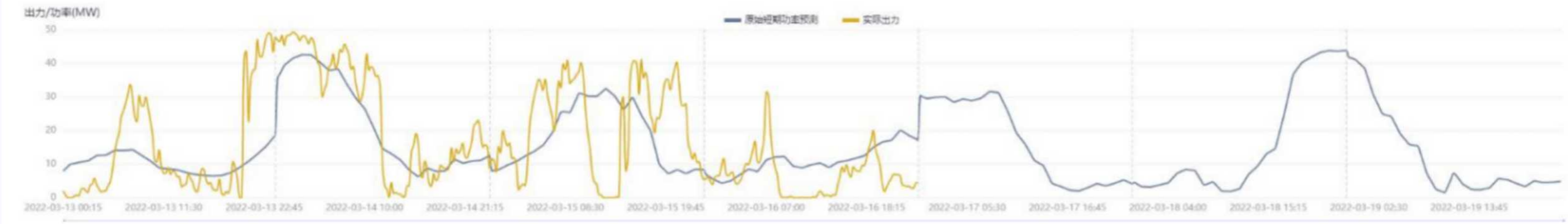
A：根据气象数据和全省的装机容量、分布，评估全网的新能源出力水平

时间	风资源 (风速m/s)			光资源 (云量%)			雨雪 (降雨\雪量cm/3h)		
	晋北	晋中	晋南	晋北	晋中	晋南	晋北	晋中	晋南
01点	10	7.5	9	/	/	/	雨雪0.02	0	0
02点	10	7.5	9	/	/	/	雨雪0.02	0	0
03点	10	7.5	9	/	/	/	雨雪0.02	0	0
04点	7	6.5	7.5	/	/	/	0	0	0
05点	7	6.5	7.5	/	/	/	0	0	0
06点	7	6.5	7.5	/	/	/	0	0	0
07点	5	5	6	60	65	35	0	雨雪0.1	雨雪0.01
08点	5	5	6	60	65	35	0	雨雪0.1	雨雪0.01
09点	5	5	6	60	65	35	0	雨雪0.1	雨雪0.01
10点	3.5	3	4.5	65	70	60	0	雨雪0.3	雨雪0.3
11点	3.5	3	4.5	65	70	60	0	雨雪0.3	雨雪0.3
12点	3.5	3	4.5	65	70	60	0	雨雪0.3	雨雪0.3
13点	3	2.5	4	65	55	60	0	雨雪0.05	雨雪0.4
14点	3	2.5	4	65	55	60	0	雨雪0.05	雨雪0.4
15点	3	2.5	4	65	55	60	0	雨雪0.05	雨雪0.4
16点	4.5	3.5	4	65	80	80	0	雨雪0.01	雨雪0.01
17点	4.5	3.5	4	65	80	80	0	雨雪0.01	雨雪0.01
18点	4.5	3.5	4	65	80	80	0	雨雪0.01	雨雪0.01
19点	5.5	5	5	/	/	/	0	雨雪0.01	雨雪0.01
20点	5.5	5	5	/	/	/	0	雨雪0.01	雨雪0.01
21点	5.5	5	5	/	/	/	0	雨雪0.01	雨雪0.01
22点	8	6	6.5	/	/	/	0	0	0
23点	8	6	6.5	/	/	/	0	0	0
24点	8	6	6.5	/	/	/	0	0	0

基于 windy 的全省三个区域的观测气象，其中观测晋北平均海拔 2000m，晋中、晋南平均海拔 1500m



B: 根据气象数据和场站近期的运行情况，评估运行日场站的预测功率



时间	风资源 (风速m/s)	雨雪 (降雨\雪量 cm/3h)
01点	8	0
02点	8	0
03点	8	0
04点	6	0
05点	6	0
06点	6	0
07点	2	0
08点	2	0
09点	2	0
10点	3	0
11点	3	0
12点	3	0
13点	3	0
14点	3	0
15点	3	0
16点	3	0
17点	3	0
18点	3	0
19点	2	0
20点	2	0
21点	2	0
22点	2	0
23点	2	0
24点	2	0

清能
Tsintergy Technology Co., Ltd.
基于 windy 的场站所在镇的观测气象，观测点平均海拔 2000m

运行情况检查：
该场站近期实时出力正常，预计 D 日可正常运行。

预测功率评估：
该风电场 D 日原始功率预测水平与气象预测数据基本相符。
全天功率预测不高于可用容量的 10%的时段为 9：30~11：30 以及 13：00~16：45 和 18：30-24：00；场站风速不高于 4m/s的时段为 7：00-24：00，需考虑功率预测偏高的风险。

A: D-2预测的D日的**全网日前价格预测偏差分析和修正**

1、新能源容量损失分析:

遭遇极端天气（如低温降雪）时，风电和光伏容量可能受损，若D-2日预测功率未考虑受损进行预测，那么在D-1预测时，会大幅下降。

2、根据气象信息和容量损失，修正新能源负荷，进一步对预测价格进行校核和适量修正；

3、新能源主体套利行为分析:

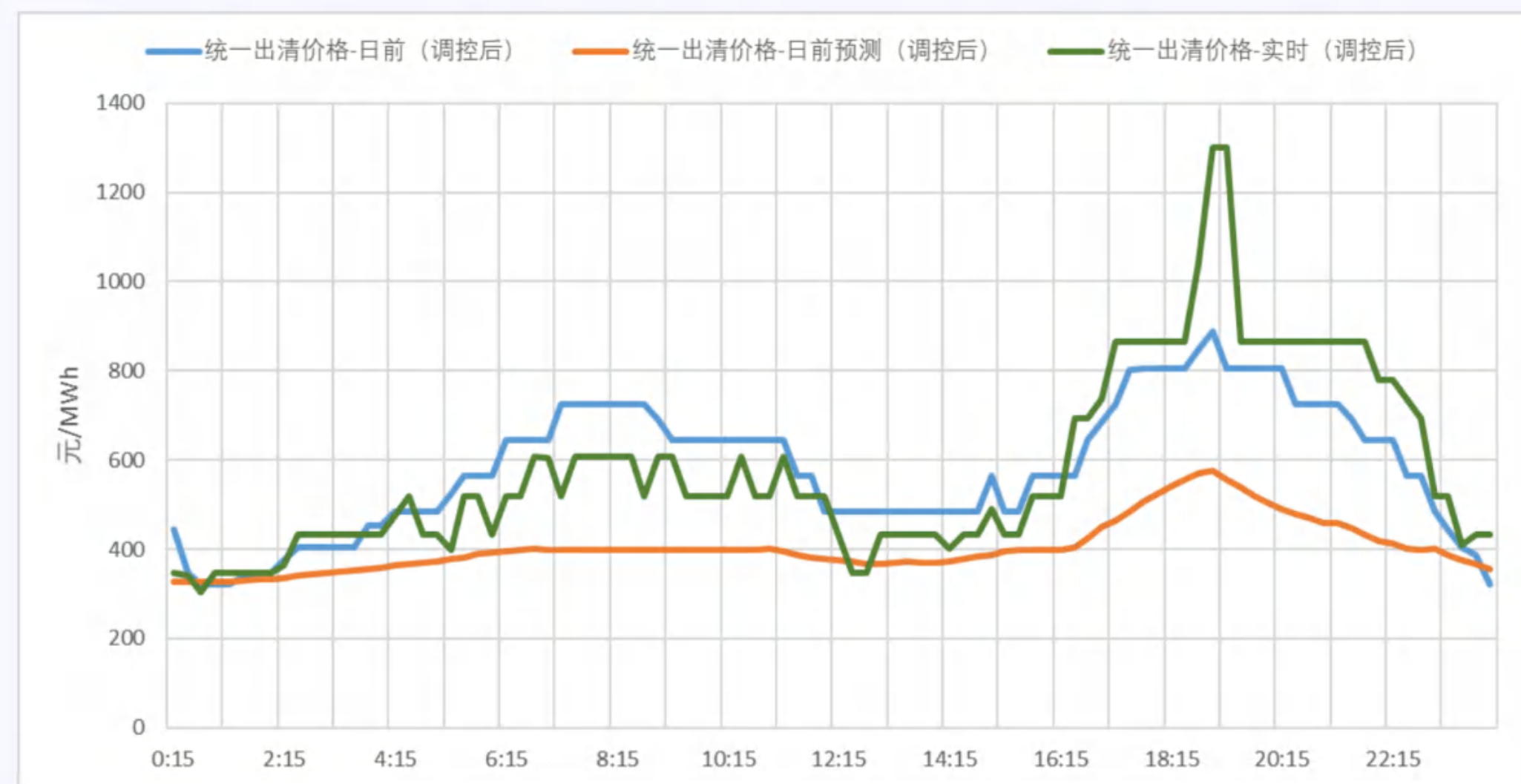
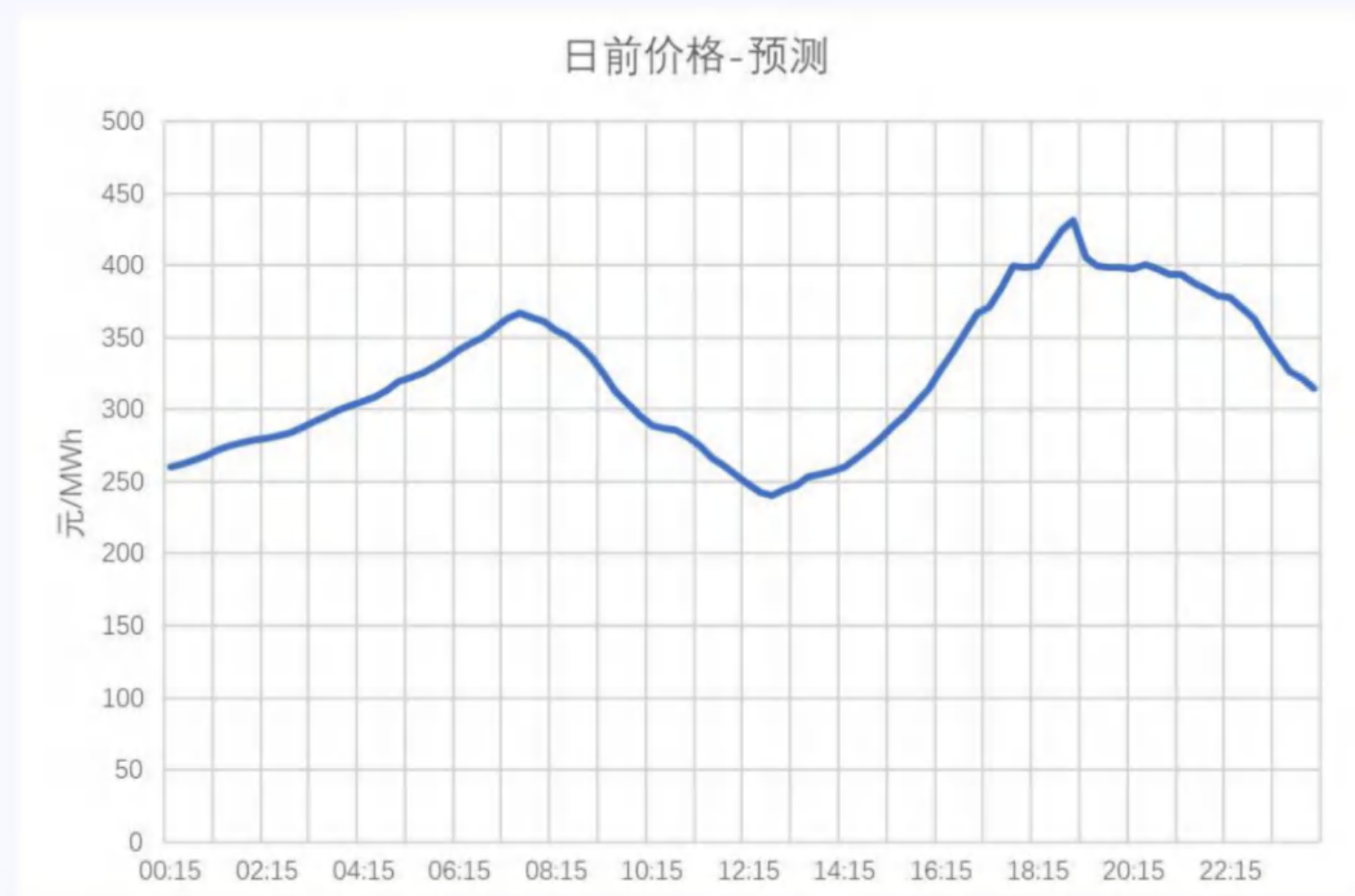
新能源市场主体在日前申报中，将在早、晚高峰下压套利，预计早、晚高峰下压分别约100-150万kW，日前价格将在当前预测的基础上上涨20-30元/MWh；

4、市场报价分析:

新能源整体出力水平较低时，火电会提升报价套利，整体日前价格均会提升，尤其在预见到未来新能源出力持续性走低，火电联盟提升报价的影响更为显著，如3月19日-21日。

5、省调负荷、总加联络线计划通过系统观察近期趋势和对比:

对于日前价格分析来说，观察D-2和D-1不同版本间的数据变化趋势，可以寻找近期相似日。



清能慧交易



清能小慧



“扫码联系我们”

感谢聆听!

Thanks for watching !