

电力现货市场规则下水电企业厂内经济运行与市场交易的协同优化

李珊珊

四川华电杂谷脑水电开发有限责任公司，四川成都，610000；

摘要：随着我国电力现货市场建设从试点向全面推广迈进，水电企业作为清洁电力供应的核心主体，其运营模式正从传统计划发电向市场导向转型。在此背景下，各项问题日益凸显。在本文中，主要分析了水电企业厂内经济运行与市场交易的现状，提出了电力现货市场规则下水电企业厂内经济运行与市场交易的协同优化策略。

关键词：电力现货市场规则；水电企业；经济运行；市场交易；协同优化

DOI：10.69979/3060-8767.25.11.013

从实践来看，传统水电企业普遍存在厂内运行与市场交易有着各项问题，市场交易部门在申报电量、签订合约时，未充分结合机组检修计划、水库水位约束等厂内实际条件，造成合约履约率偏低。在电力现货市场规则下，构建厂内经济运行与市场交易的协同优化体系极为关键。

1 水电企业厂内经济运行与市场交易的现状分析

1.1 厂内经济运行难点

一是来水预测精度偏低，导致调度策略滞后。水电出力高度依赖天然来水，短期1至3天来水预测精度直接影响日内出力分配，但受气象数据滞后、流域水文模型简化等因素影响，行业内短期来水预测误差普遍在8%~15%。以某华南水电企业为例，2023年汛期6至8月其短期来水预测误差均值达12.3%，其中7月某次强降雨过程中误差高达21%，导致水库提前腾出库容不足，被迫弃水3200万立方米，折合少发电量1.6亿千瓦时，损失收益约640万元。此外，中长期月度和季度来水预测与市场年度合约签订脱节，某西北水电企业2023年因高估季度来水，签订超实际出力15%的中长期合约，最终因无法履约，只能从现货市场高价购电完成交割，额外支出1200万元。

二是机组运行效率未与市场价格联动，负荷分配不合理。水电机组存在最优出力区间，当出力处于该区间时，机组效率可达90%以上，而偏离区间后效率会显著下降。例如，某水电站3号机组单机容量60兆瓦，最优出力区间为30~50兆瓦，此时效率为92%~94%，若出力降至20兆瓦，效率会降至85%以下。但传统厂内调度多采用平均分配负荷策略，未考虑现货市场不同时段的

电价差异，在电价高峰时段如午间12~14时，即使提高机组出力至最优区间上限，增加的收益也远高于效率小幅下降的成本。而在电价低谷时段如凌晨2~4时，应降低机组出力至最优区间下限，减少无效发电。2023年某省电力设计院测算显示，未与市场价格联动的机组负荷分配，会导致水电企业年度收益损失5%~8%。

1.2 市场交易的难点

一是交易策略被动，缺乏对厂内运行约束的考量。多数水电企业的市场交易部门仍采用“经验型”策略，中长期合约签订时参考历史发电量，现货申报时简单沿用前一日出力曲线，未充分结合水库水位、机组检修等厂内约束。例如，2023年某西南水电企业在签订季度中长期合约时，未考虑2号机组计划检修为期15天，导致检修期间日均需从现货市场购电20万千瓦时，因现货均价较合约价高0.12元/千瓦时，额外支出36万元^[1]。

二是价格响应能力薄弱，难以捕捉市场收益机会。电力现货市场电价呈现显著的时段性波动，如某东部省份2023年现货市场午间12~14时平均电价为0.42元/千瓦时，凌晨2~4时平均电价仅为0.21元/千瓦时，价差达100%。但多数水电企业因厂内调度调整滞后，无法在电价高峰时段增加出力、低谷时段减少出力。例如，某水电企业因水库闸门调整需3小时响应时间，当现货市场电价突然上涨50%时，无法及时提升出力，错失单日收益约15万元。

2 协同优化的机制

2.1 数据共享机制

一是厂内运行数据，包括实时来水数据流域雨量站、水文站每15分钟采集一次、水库水位数据每5分钟更

新一次、机组状态数据出力、效率、检修计划等，实时传输、历史运行数据近5年的来水、发电量、机组效率数据。例如，某流域水电企业通过部署物联网传感器，将来水数据采集频率从每小时一次提升至每15分钟一次，数据精度提升30%。

二是市场交易数据，包括实时现货电价每分钟更新一次、中长期合约信息合约电量、价格、履约期限、现货申报数据申报电量、时段、价格、市场供需预测数据负荷需求、其他电源出力预测^[2]。

2.2 联合预测机制

(1) 在来水预测方面，采用物理模型和机器学习的融合方法，物理模型如新安江模型基于流域水文特性，模拟降雨径流过程。机器学习模型如LSTM神经网络基于历史来水数据、实时气象数据，修正物理模型的预测偏差。例如，某西南水电企业将LSTM模型与新安江模型结合，短期来水预测误差从12%降至5.8%，其中汛期误差从15%降至7.2%，显著优于行业平均水平。

(2) 在市场负荷与价格预测方面，构建供需平衡和时序分析的预测模型。一方面，基于电力系统的供需关系，分析火电、风电、光伏等其他电源的出力预测，结合用户侧负荷需求如工业、居民负荷，预测未来各时段的电力供需缺口。另一方面，基于历史现货价格数据的时序特性如周期性、趋势性，采用ARIMA模型或Transformer模型，预测未来各时段的现货电价。

2.3 多目标优化模型

多目标优化模型是协同优化的核心，需在满足水库防洪、生态、机组安全等约束条件下，同时实现“发电量最大化、市场收益最大化、弃水率最小化”三大目标，为厂内调度与市场交易制定统一的最优策略。

2.3.1 目标函数构建

以日为优化周期，将一天划分为24个时段每个小时一个时段，构建多目标优化函数：

$$\text{MaxF} = \alpha xE + \beta xR - \gamma xQ \quad (1)$$

式(1)中，E为日总发电量，单位是千瓦时，反映厂内运行的发电效率，R为日总市场收益，单位是元，反映市场交易的收益水平， $R = \sum (P_i x G_i)$ ， P_i 为第i时段现货电价， G_i 为第i时段实际发电量；Q为日弃水量，单位是立方米，反映资源利用效率， α 、 β 、 γ 为权重系数，根据企业年度目标与市场环境动态调整，例如在丰水期， γ 即弃水率权重可设为0.3， β 即收益权重设为0.5， α 即发电量权重设为0.2。在枯水期， α 可提升至0.4， β 设为0.5， γ 设为0.1。

2.3.2 约束条件设定

优化模型需满足四类核心约束。

一是水库水位约束。水库水位需在正常蓄水位与死水位之间，即 $Z_{\min} \leq Z_i \leq Z_{\max}$ ， Z_i 为第i时段水库水位，同时需满足防洪要求，汛期水位不得超过防洪限制水位^[3]。例如，某水库正常蓄水位为1050m，死水位为1020m，汛期防洪限制水位为1040m，优化模型需确保各时段水位在对应区间内。

二是机组出力约束。单台机组的出力需在最小出力与最大出力之间，即 $P_{j\min} \leq P_{ji} \leq P_{j\max}$ ， P_{ji} 为第j台机组第i时段出力，同时需考虑机组爬坡率约束，每小时出力变化不超过最大出力的10%。例如，某机组最大出力为60兆瓦，最小出力为15兆瓦，爬坡率约束为每小时±6兆瓦，优化模型需避免出力超出该范围。

三是市场交易约束。现货申报电量与实际发电量的偏差需在±5%以内，符合多数省份现货市场规则，即 $G_{i\text{申报}} \times (1-5\%) \leq G_{i\text{实际}} \leq G_{i\text{申报}} \times (1+5\%)$ 。同时，中长期合约电量需按履约进度完成，即月度合约履约率 $\geq 90\%$ 。

四是生态约束。下游生态流量需满足最小要求，即 $Q_{\text{生态}\min} \leq Q_{\text{下游}i} \leq Q_{\text{下游}\max}$ ， $Q_{\text{下游}i}$ 为第i时段下游放流量，例如某流域生态最小流量为20立方米/秒，优化模型需确保下游放流量不低于该值。

2.3.3 模型求解与应用效果

采用非支配排序遗传算法对多目标优化模型进行求解，该算法可在多个目标之间找到最优Pareto前沿，为企业提供不同权重组合下的优化方案。某流域梯级水电站群总装机容量1200兆瓦应用该模型后，2023年8月汛期的优化效果如下，日平均发电量从优化前的2.88亿千瓦时提升至2.95亿千瓦时，增幅2.4%，日平均市场收益从1056万元提升至1144万元，增幅8.3%，日平均弃水量从180万立方米降至58万立方米，降幅67.8%，现货申报偏差率从7.2%降至3.8%，低于市场考核阈值，未再触发违约考核。

3 实证分析

为验证协同优化机制的有效性，本文以我国西南地区某流域梯级水电站群为研究对象，该水电站群包含3座水库甲、乙、丙、8台机组，总装机容量1200兆瓦，2023年发电量为43.2亿千瓦时，主要参与所在省的电力现货市场与中长期合约市场。2023年1-6月采用传统运营模式，7-12月应用本文提出的协同优化机制，通过对比两个阶段的关键指标，分析协同优化的实际效果。

3.1 数据准备与模型参数设置

数据准备方面,整合该水电站群2023年1-12月的厂内运行数据来水、水位、机组出力、市场交易数据现货电价、合约信息与气象数据降雨、气温,其中7-12月的数据通过实时数据中台采集,更新频率为15分钟/次。

模型参数设置方面,多目标优化模型的权重系数根据季节调整。丰水期6至9月 $\alpha=0.2$, $\beta=0.5$, $\gamma=0.3$,平水期3至5月以及10至11月 $\alpha=0.3$, $\beta=0$ 。

表1 厂内经济运行指标对比

指标	1-6月传统模式	7-12月协同优化	变化幅度
短期来水预测误差%	11.5	5.8	下降 49.6%
机组最优出力区间利用率%	68.2	82.5	提升 21.0%
月均弃水量万立方米	5400	1750	下降 67.6%
月均发电量亿千瓦时	3.6	3.72	提升 3.3%

从数据可以看出,协同优化机制提升了厂内经济运行效率,短期来水预测误差下降近50%,减少了因来水突变导致的调度失误;机组最优出力区间利用率提升21%,降低了机组效率损失,弃水量下降67.6%,减少了

5, $\gamma=0.2$,枯水期12月至次年2月 $\alpha=0.4$, $\beta=0.5$, $\gamma=0.1$ 。约束条件根据水库与机组参数设定:甲水库正常蓄水位1050m,死水位1020m,乙水库正常蓄水位980m,死水位950m;丙水库正常蓄水位920m,死水位890m,单台机组最大出力60-80兆瓦,最小出力15-20兆瓦,爬坡率±10%/小时;下游生态最小流量20立方米/秒;现货申报偏差约束±5%。

3.2 协同优化前后的指标对比

水资源浪费,发电量提升3.3%,在来水条件相近的情况下,1-6月来水总量与7-12月相差仅2%,实现了发电能力的充分释放。

表2 市场交易指标对比

指标	1-6月传统模式	7-12月协同优化	变化幅度
现货合约履约率%	81.5	94.2	提升 15.6%
现货申报偏差率%	7.2	3.8	下降 47.2%
月均市场收益万元	31680	34240	提升 8.1%
辅助服务收益占比%	0	9.5	新增收益点

市场交易指标同样得到显著改善,现货合约履约率提升至94.2%,接近火电企业水平,避免了违约罚款;现货申报偏差率下降47.2%,低于市场考核阈值,月均市场收益提升8.1%,主要源于精准捕捉电价高峰与减少违约损失^[4]。同时,通过参与辅助服务市场调频、备用,新增收益占比9.5%,拓展了收益来源。

3.2.3 综合效益分析

2023年7-12月,该水电站群通过协同优化机制,累计增加发电量2.16亿千瓦时,3.72亿千瓦时/月×6月-3.6亿千瓦时/月×6月,按平均上网电价0.4元/千瓦时计算,增加发电收益864万元,市场交易收益增加1536万元,34240万元/月×6月-31680万元/月×6月,减少弃水损失1460万元,按弃水量减少3650万立方米,每万立方米发电5千瓦时,电价0.4元/千瓦时计算,减少违约罚款240万元,1-6月罚款480万元,7-12月罚款240万元。综上,半年内累计增加综合收益4100万元,投入产出比达1:5.2,协同优化机制建设投入约800万元,经济效益显著。

4 结语

综上,本文基于电力现货市场规则,深入分析了水电企业厂内经济运行与市场交易的协同痛点,构建了完善的协同优化机制,并通过实证验证了该机制的有效性。

参考文献

- [1] 赵常伟,冯晓敏,王汉炳.抽水蓄能电站不同连续满发小时数在电力现货市场中的竞争力分析[J].水电与抽水蓄能,2024,10(5):10-17.
- [2] 向明旭,杨高峰,杨知方,等.电力现货市场出清中新能源随机波动特性表征方法及实例探讨[J].电力建设,2023,44(4):10.
- [3] 李启道,郝瑗宇,邓学飞,等.电力市场下虚拟电厂协同运行优化策略研究[J].现代管理,2023,13(12):1728-1739.
- [4] 代江,朱思霖,姜有泉,等.基于虚拟交易商的省间电力现货交易机制研究[J].广东电力,2023,36(3):13-22.