

# 水电站参与电网调峰的补偿机制研究

吴泰玮

贵州西源发电有限责任公司 贵州 六盘水 553000

**摘要:** 文章聚焦水电站参与电网调峰的补偿机制研究。分析了水电站调峰特性与成本,明确其灵活可控、快速响应等特性及成本核算优化方法。接着量化评估水电调峰的电网效益,涵盖电力系统、社会环境效益及分配原则。进而设计补偿机制,包括设计原则、动态补偿模型、市场化路径与配套政策。旨在构建科学合理的补偿机制,促进水电调峰服务可持续发展,提升电力系统调峰能力与资源利用效率。

**关键词:** 水电站; 电网调峰; 补偿机制; 电力市场

引言: 在新能源大规模并网背景下,电力系统调峰需求日益凸显。水电站凭借灵活可控、快速响应等特性,成为电网调峰的关键力量。然而,当前水电站调峰存在成本核算模糊、效益分配不合理、补偿机制不完善等问题,制约了其调峰积极性的发挥。因此,深入研究水电站参与电网调峰的补偿机制,明确成本核算方法,量化调峰效益,设计科学合理的补偿机制及配套政策,对保障电力系统安全稳定运行、促进新能源消纳具有重要意义。

## 1 水电站调峰特性与成本分析

### 1.1 水电调峰技术特性

水电站调峰技术特性核心体现为灵活可控性与快速响应能力,是电力系统实现削峰填谷的关键支撑。与火电、核电等电源相比,水电通过调节水库库容、控制水轮发电机组启停及出力变化,可在短时间内完成出力调整,响应时间通常仅需数分钟,远优于火电的数小时,能有效匹配电网负荷的瞬时波动。其调峰能力受水库调节性能主导,年调节、多年调节水库可实现跨时段、跨季节调峰,而日调节水库主要承担日内负荷峰谷差调节任务。同时,水电调峰具有可逆调节特性,抽水蓄能电站可在负荷低谷时段抽水蓄能,高峰时段发电释能,进一步提升系统调峰灵活性<sup>[1]</sup>。水电调峰过程中机组启停成本低、磨损小,且不额外增加能源消耗和污染物排放,与新能源大规模并网背景下的调峰需求高度适配,但其技术特性发挥受水文条件、水库库容约束,需结合流域来水规律合理规划调峰运行策略。

### 1.2 成本核算方法优化

当前水电站调峰成本核算存在边界模糊、分摊标准不统一等问题,优化核算方法需围绕“精准归集、合理分摊、适配市场”三大核心目标展开。首先,应明确调峰成本核算边界,将与调峰服务直接相关的支出单独归集,如机组调峰改造费、调峰专属维护费、调度费等,剥

离灌溉、航运等非电力功能相关成本,避免交叉分摊导致的成本失真。其次,优化成本分摊方法,针对多用途水库,可采用“功能系数法”结合调峰出力占比、库容占用比例等指标,科学分摊共同成本;对于梯级水电站,建立梯级联合调峰成本分摊模型,按各电站调峰贡献度分配成本。同时,引入作业成本法,将调峰运行拆解为启停、出力调节、调度监测等作业环节,精准核算各环节成本。另外,应结合市场化改革需求,在核算中纳入隐性成本量化结果,如通过生态价值评估方法将生态保障成本计入调峰成本,并建立成本动态调整机制,根据水文条件、调峰负荷变化实时更新核算参数,确保成本核算结果客观反映调峰服务的真实投入。

## 2 水电调峰的电网效益量化评估

### 2.1 电力系统效益

水电调峰对电力系统效益显著,体现在三方面且可量化评估。安全稳定上,其快速响应能力平抑负荷波动,降低频率偏差、电压波动风险,减少备用容量需求,合理调峰可使系统旋转备用容量降10%-15%,提升供电可靠性。经济层面,替代火电调峰,避免火电机组低负荷运行“煤耗上升、效率下降”问题,火电低负荷煤耗比额定负荷高50-100克/千瓦时,水电调峰可减少额外煤耗,降低成本;还能支撑新能源并网,减少弃电,按我国平均弃电率3%算,规模化水电调峰可使新能源消纳率提升2-4个百分点<sup>[2]</sup>。此外,可延缓电网升级改造投资,优化负荷分布,降低高峰输电压力,延长设备寿命。

### 2.2 社会环境效益

水电调峰社会环境效益具公共属性,核心是节能减排、保障能源安全与促进可持续发展。环境效益上,替代火电调峰大幅减少化石能源消耗,降低污染物和温室气体排放,每千瓦时水电调峰替代火电调峰可减少二氧化碳排放0.8-1.0千克、二氧化硫排放0.008-0.01千克,缓

解大气污染压力，且不消耗水资源，避免火电调峰的噪声、固废问题。社会效益上，提升供电可靠性，减少缺电损失，保障生产生活秩序；促进新能源消纳，推动能源转型，带动清洁能源产业发展，创造就业；依托水库工程，兼顾防洪、灌溉等，提升水资源利用效率，保障农业生产和防洪安全，产生间接社会价值。

### 2.3 效益分配原则

水电调峰效益分配遵循“公平公正、权责匹配、激励相容”原则，兼顾多方利益主体。公平公正原则按主体对调峰效益的贡献度分配，发电企业获匹配收益，电网企业体现运营成本节约与效率提升，电力用户通过电价机制担成本。权责匹配原则明确主体权利义务，发电企业负责调峰能力建设与运维，获补偿收益，政府部门制定规则与监管。激励相容原则通过差异化策略激发各方积极性，鼓励发电企业提升调峰能力，引导电网企业优化资源配置，推动用户合理用电。同时，兼顾跨区域、跨区域效益分配，建立跨省区利益协调机制，保障偏远地区水电调峰资源有效利用。

## 3 水电调峰补偿机制设计

### 3.1 补偿机制设计原则

水电调峰补偿机制设计需立足电力系统全局，遵循“成本回收、效益共享、市场化导向、风险可控”四大核心原则，确保机制的科学性和可操作性。成本回收原则是保障调峰服务供给的基础，需确保水电站调峰相关的直接成本、间接成本及合理利润得到足额回收，避免因成本无法覆盖导致调峰能力建设投入不足。效益共享原则要求将水电调峰产生的系统效益、社会环境效益在各受益主体间合理分配，激发发电企业提升调峰能力的积极性，同时降低用户用电成本。市场化导向原则强调补偿机制需适配电力市场化改革趋势，逐步减少行政干预，通过市场竞争形成合理的调峰补偿价格，引导调峰资源优化配置。风险可控原则要求充分考虑水文条件波动、电力负荷变化、市场价格波动等不确定性因素，建立风险分担机制，避免单一主体承担过高风险；同时，机制设计需兼顾不同调节性能水电站的差异，针对年调节、日调节、抽水蓄能等不同类型电站制定差异化补偿规则，确保公平性。补偿机制还需与现有电力政策、电价机制衔接，保障政策的连贯性和协调性。

### 3.2 基于成本-效益的动态补偿模型

基于成本-效益的动态补偿模型以水电站调峰的全生命周期成本和综合效益为核心核算依据，通过动态调整补偿参数实现精准补偿，适配不同工况下的调峰需求。模型构建首先需建立成本量化体系，涵盖调峰固定成本、变

动成本及隐性成本，采用作业成本法精准归集各环节成本；同时构建效益量化指标体系，包括系统安全效益（如备用容量节约、供电可靠性提升）、经济效益（如煤耗降低、新能源消纳增加）、社会环境效益（如污染物减排、生态保护），通过层次分析法、影子价格法等方法将非货币化效益转化为货币价值<sup>[3]</sup>。模型核心公式为“动态补偿价格=单位调峰成本×成本回收系数+单位调峰效益×效益分享系数”，其中成本回收系数和效益分享系数根据电力市场供需状况、调峰贡献度动态调整。当电网调峰需求紧张时，提高效益分享系数；当水文条件不利导致调峰成本上升时，提高成本回收系数。模型需引入实时监测数据，结合水库来水情况、电网负荷变化、新能源出力波动等动态更新参数，确保补偿价格的合理性和时效性。

### 3.3 市场化实现路径

水电调峰补偿市场化实现路径需分阶段推进，逐步构建“基础市场+辅助服务市场+跨区域市场”的多层次市场体系，打破行政壁垒，实现调峰资源优化配置。第一阶段，完善辅助服务市场机制，将水电调峰纳入电力辅助服务目录，明确调峰服务的交易品种、交易规则和定价机制，采用“报价竞争+边际定价”模式，让水电站通过市场化报价参与调峰交易，获得相应补偿。第二阶段，推进调峰市场与电能量市场、现货市场衔接，建立调峰服务与电力电量价格的联动机制，将调峰成本和效益纳入电能量价格形成过程，实现“谁受益、谁付费”。第三阶段，构建跨区域调峰交易市场，打破省域市场界限，推动调峰资源在更大范围内流动，通过跨省区调峰交易平台，实现新能源富集区域与负荷中心区域的调峰资源互补。同时，培育多元化市场主体，鼓励独立储能企业、虚拟电厂参与调峰市场竞争，提升市场活力；建立市场信用评价体系，规范市场主体行为，保障市场公平竞争。另外，需完善市场监管机制，防范市场操纵、价格垄断等行为，确保市场化路径有序推进。

### 3.4 配套政策建议

#### 3.4.1 完善调峰成本监审制度

完善调峰成本监审制度是保障调峰补偿公平合理的关键，需从监审主体、监审范围、监审标准、监审流程四个维度推进优化。在监审主体方面，明确政府价格主管部门为核心监审主体，引入第三方专业监审机构参与，形成“政府监管+第三方评估”的协同监审模式，提升监审的专业性和公正性。在监审范围方面，清晰界定调峰成本的归集边界，明确纳入监审的成本项目包括调峰能力建设工程折旧、机组调峰运行维护费、调度费、水资源使用费等直接成本，以及经核定的间接成本，坚决剔

除与调峰服务无关的不合理支出（如非调峰相关的办公经费、无关改造支出）。在监审标准方面，制定差异化的成本监审标准，针对不同调节性能、不同规模的水电站，明确合理的折旧年限、维护费率、人员薪酬标准等参数，避免“一刀切”导致的监审不公。在监审流程方面，建立“年度常规监审+动态专项监审”机制，年度监审重点核查成本归集的准确性，动态专项监审针对调峰能力改造、水文条件大幅波动等特殊情况开展，同时畅通企业申诉渠道，保障监审过程透明规范。

#### 3.4.2 建立调峰能力认证体系

建立调峰能力认证体系是规范调峰服务供给、保障调峰质量的重要支撑，需构建“标准制定-检测评估-认证发证-动态监管”的全流程体系。首先，制定统一的调峰能力认证标准，明确认证指标体系，包括技术指标（如机组响应速度、最大调峰出力、调峰持续时间）、安全指标（如调峰运行稳定性、设备可靠性）、环境指标（如生态流量保障水平），针对不同类型水电站制定差异化认证标准，如抽水蓄能电站侧重可逆调节能力认证，年调节水库侧重跨季节调峰能力认证。其次，组建专业的认证评估机构，由政府监管部门牵头，联合行业协会、科研院所成立认证机构，配备专业检测设备和专业技术团队，采用“现场检测+模拟运行”的方式开展评估工作，确保认证结果客观准确。再次，建立认证发证和动态复核机制，对通过认证的水电站发放调峰能力认证证书，明确认证等级和有效期限，有效期内每2-3年开展一次动态复核，根据设备更新、水文条件变化等情况调整认证等级。最后，将认证结果与调峰补偿、市场准入直接挂钩，只有通过认证的水电站才能参与调峰市场交易，且补偿价格根据认证等级差异化制定，激励企业提升调峰能力。

#### 3.4.3 推动跨省区调峰市场耦合

推动跨省区调峰市场耦合是破解区域调峰资源不均衡、提升全国调峰资源配置效率的关键举措，需从市场规则协同、交易平台互联、利益协调机制构建三个核心层面推进。在市场规则协同方面，由国家能源主管部门

牵头，协调各省级调峰市场管理部门，统一跨省区调峰交易的品种定义、定价机制、结算规则、信用评价标准等核心规则，消除不同区域市场间的规则壁垒，确保市场主体可顺畅参与跨区域交易<sup>[4]</sup>。在交易平台互联方面，依托全国电力交易平台，搭建跨省区调峰交易子平台，实现各省级调峰市场交易数据、调度信息、结算信息的实时共享和互联互通，支持市场主体在线开展跨省区调峰报价、交易签约、电量交割等全流程业务，提升交易效率。在利益协调机制构建方面，建立跨省区调峰效益共享与成本分担机制，按“谁受益、谁承担”原则，通过协商或量化测算的方式，将调峰产生的系统效益在调出省份和调入省份间合理分配，同时明确跨省区交易的输电费用分摊标准，避免因利益分配不均阻碍市场耦合。加强跨省区调度协同，建立统一的调峰资源优化调度机制，根据各区域负荷需求、新能源出力、水电来水情况，统筹调配跨省区调峰资源，提升全国电力系统的调峰保障能力。

#### 结束语

本文围绕水电站参与电网调峰的补偿机制展开系统研究，从调峰特性与成本分析出发，量化评估了调峰效益，设计涵盖设计原则、动态模型、市场化路径及配套政策的补偿机制。研究为构建科学合理的水电调峰补偿体系提供理论支撑与实践参考。未来，需持续优化补偿机制，适应电力系统发展变化，进一步提升水电调峰能力，推动能源绿色低碳转型，保障电力系统安全、高效、可持续发展。

#### 参考文献

- [1]石轩语,黄旭,艾学山,等.水电站日调峰能力计算方法研究[J].中国农村水利水电,2024(4):230-238.
- [2]韩伶俐,殷晶,方杰,等.水电站机组参与一次调频运行探讨[J].水力发电,2025,51(4):62-68,74.
- [3]张政,程春田,李泽宏,等.水电站群短期调峰优化模型目标函数比较研究[J].电网技术,2021,45(9):3523-3533.
- [4]杨忠伟,牟时宇,陈在妮,等.大渡河流域梯级水电站智慧调度建设实践[J].水利水电快报,2025,46(03):90-95+115.