

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.230980

兼顾激励相容的水电富集电网中长期电力市场交易模型

程雄^{1,2}, 冯佳³, 吕欣³, 钟浩¹, 李文武¹, 杨胜仪⁴

(1. 三峡大学梯级水电站运行与控制湖北省重点实验室, 湖北 宜昌 443002; 2. 三峡大学水利与环境学院, 湖北 宜昌 443002; 3. 三峡大学电气与新能源学院, 湖北 宜昌 443002; 4. 福建华电福瑞能源发展有限公司池潭水力发电厂, 福建 三明 353000)

摘要: 针对我国水电富集地区梯级电站上下游中标电量与发电水量不匹配导致弃水和违约等问题, 借鉴巴西电力市场中长期交易模式, 提出兼顾激励相容的水电富集电网中长期交易模型。该模型以个体发电效益最大和电网侧购电成本最小作为激励相容的双重目标。首先以最小出力最大为目标对水电站群进行优化调度, 所得各水电站每月发电量定义为其该月保证电量, 并将保证电量拆分成基础电量、省内电量和西电东送电量。然后建立各级市场交易方法, 基础电量按相似来水频率的历年平均电价收购, 省内电量参与两轮拍卖, 西电东送电量按剩余电量比重排序依次收购, 采用强化学习确定各发电商份额和电价。最后利用改进的电量再分配机制对联盟内各水电站实发电量进行再分配。云南省5个流域52座电站群实例结果表明, 所提模型能有效缓解当前梯级上下游电站弃水和违约等问题, 促进了水电市场合理竞争和水资源充分利用。

关键词: 中长期交易模式; 巴西电力市场; 激励相容; 强化学习

Medium and long-term electricity market trading model considering incentive compatibility in a hydropower-dominated grid

CHENG Xiong^{1,2}, FENG Jia³, LÜ Xin³, ZHONG Hao¹, LI Wenwu¹, YANG Shengyi⁴

(1. Hubei Provincial Key Laboratory for Operation and Control of Cascaded Hydropower Stations and Renewable Energy, China Three Gorges University, Yichang 443002, China; 2. College of Hydraulic & Environmental Engineering, China Three Gorges University, Yichang 443002, China; 3. College of Electrical Engineering and New Energy, China Three Gorges University, Yichang 443002, China; 4. Chitan Hydro-electric Power Plant, Huadian Furui Energy Development Co., Ltd., Sanming 353000, China)

Abstract: There are problems such as surplus water and breach of contract caused by the mismatch between the bid winning electricity quantity and the generated water quantity in the upstream and downstream cascade power stations in hydropower enrichment areas. Thus a medium and long-term transaction model of hydropower enrichment grid with the consideration of incentive compatibility is proposed based on such a model of the Brazilian electricity market. The model takes the maximum benefit of individual power generation and the minimum cost of power purchase at the grid side as the dual goals of incentive compatibility. First, the minimum power generated of hydropower system is maximized to optimize the operation of the hydropower system, and the monthly generating capacity of each hydropower station is defined as the guaranteed electricity of this month. This is divided into basic, provincial and west-to-east electricity. Then, market trading methods at all levels are established. Basic electricity is purchased according to the average price of previous years with similar inflow, the provincial electricity participates in two rounds of auction, and the west-to-east electricity is purchased successively according to the proportion of remaining electricity. A reinforcement learning method is used to determine the share and price of each power producer. Finally, the improved electricity redistribution mechanism is used to reallocate the power generation of each hydropower station in the alliance. The results for 52 hydropower stations in 5 river basins in Yunnan Province show that the proposed model can effectively alleviate the problems of surplus water and breach of contract, and promote rational market competition and the full utilization of water resources.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. 51609124).

Key words: medium and long-term trading mechanism; Brazil's electricity market; incentive compatibility; reinforcement learning

基金项目: 国家自然科学基金项目资助(51609124); 湖北省自然科学基金三峡创新发展联合基金项目资助(2022CFD167)

0 引言

作为首批电改试点, 云南电力市场经过近十年的积极探索与实践总结, 逐渐形成以中长期交易为主、短期交易为辅的市场架构, 市场主体和市场化电量逐年快速递增, 在以水电为主的清洁能源电力市场改革方面, 云南取得了全国领先的示范性效果^[1]。

然而, 随着市场化改革的持续深入, 现有交易机制遇到很多困难, 突出表现在: ① 不同业主的梯级上下游电站在制定发电计划和报价策略时基本“互不沟通、各自为政”, 这种模式虽然有利于市场主体自由竞争, 却非常不利于水资源的充分利用, 经常出现上下游电站中标电量与发电水量不匹配导致弃水和违约现象^[2]; ② 随机性来水导致水电参与市场交易存在很大风险, 该随机性既包括天然因素, 也包括上下游互不沟通的人为因素^[3]; ③ 调节能力强的大电站在电力交易上具有天然优势, 拥有较大的市场力和话语权, 容易形成垄断地位, 而调节能力差的电站只能被动根据天然条件发电, 不利于实现公平竞争^[3]; ④ 市场竞争过于激烈, 不利于发电主体收回投资, 打击了发电企业投资新电源的信心, 一旦遭遇特枯年份, 将无法实现供电稳定, 2022 年四川汛期遭遇干旱出现全网限电就是惨痛教训^[4]。因此, 探索长效和实用的中长期电力市场交易模型对保障我国西南水电富集电力市场健康发展至关重要。

纵观国外成熟电力市场, 仅巴西电力市场与云南电力市场环境高度契合^[5-6], 深入分析“巴西模式”对云南电力市场改革具有重要借鉴意义, 为此, 文献[7]详细论述了巴西电力市场交易机制, 总结分析水电主导的电力市场机制设计建议, 受该建议启发, 本文尝试将巴西模式引入云南中长期电力市场, 以缓解水电富集电力市场目前遇到的困难。目前, 针对水电开展的电力市场研究比较多, 但将国外成熟电力市场机制引入国内水电富集电力市场的研究较少, 且关注的焦点偏向宏观层面和理论分析, 如文献[8]根据巴西市场电量互济特点, 提出以流域为主体, 建立“共享利益, 分摊风险”的大联盟来提高全流域水电利用效率; 文献[9]介绍了巴西市场优化模型原理及特点, 提出我国电力市场建设需要继续扩大开放, 促进协同优化和信息公开; 文献[10]总结了巴西电力市场机制的适应性、多样性和灵活性, 提出我国电力改革需要考虑管制与市场相结合, 设置水电保障机制才能适应未来发展趋势。文献[11]构建了巴西的两轮制拍卖模型, 探索了代理商如何以自身利益最大化参与拍卖交易, 但模型主要针对

巴西现货市场, 没有考虑巴西的保证容量、电量分配等核心运行机制, 而当前云南电力市场中 90% 的电量通过中长期交易完成, 仅 10% 的电量通过现货市场交易完成。

此外, 电力市场是一个具有复杂的非线性和不确定的动态大系统, 以往传统优化决策方法主要是从经验学习构建模型和多主体竞争展开^[12-14]。其中, 文献[15]构建“中长期物理交易+部分电量现货竞价”的电力市场模式, 设计了一种兼顾效率与公平的跨区跨省交易机制, 但发电商的报价报量等决策信息都是直接假定的, 无法模拟智能体决策思维过程。文献[16]采用灰色模型预测对手竞价策略, 并基于对手竞价策略分析了静态下梯级联盟竞价问题, 但对对手策略性竞争行为以及不同市场间的相关性等考虑不足, 无法准确描述复杂系统的演进过程。以上问题导致传统方法在多主体梯级水电市场交易中存在一定局限性, 亟需提出一种协调多主体自主决策与整体协调优化的方法。而强化学习可以对状态、动作、奖赏进行定义, 不需要直接建立其内部线性关系, 广泛适用于解决这类包含复杂的电力市场规则及其约束的博弈模型^[17-18]。

本文以云南省 5 个流域的 52 座梯级水电站作为研究对象, 提出兼顾激励相容的水电富集电网中长期电力市场交易模型, 该模型与原始“巴西模式”相比有 3 点改进: ① 以月为尺度, 以年为周期, 以最小出力最大为目标对上述水电站群进行优化调度, 将各水电站各月发电量定义为该月的保证电量, 作为后续考核的参考标准; ② 将保证电量拆分成基础电量、省内电量和西电东送电量三部分, 其中基础电量是为了保障每座电站获得基本收益而规定的中标电量, 该电量以相似来水频率年份的平均电价结算, 省内电量和西电东送电量需要参与省内市场和西电市场竞争才能确定市场份额和电价, 为此构建了个体发电效益最大和电网侧购电成本最小的激励相容模型, 并采用强化学习方法来进行求解; ③ 重点对亏损状态下电量分配机制提出积极的改进策略, 以激励梯级水电站群联合调度, 实现水资源充分利用, 图 1 是所提电力市场交易模型整体结构图。

1 改进的中长期交易模型

1.1 目标函数

本文中各电站的省内电量、西电东送电量和电价需要分别参与省内市场和西电市场竞争才能确定, 而公平有序的市场竞争需要同时考虑发电商和电网两方面的利益。激励相容指参与者从对自身最有利的角度出发选择的策略, 该策略与机制设计者

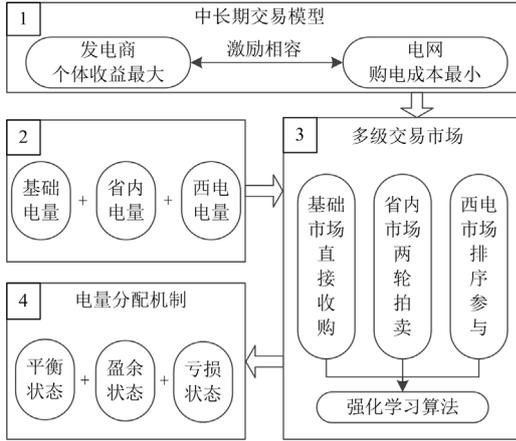


图1 电力市场交易模型整体结构图

Fig. 1 Overall structure diagram of electricity market trading model

所期望参与者选择的策略一致^[19-21]。从发电商角度来看，参与市场竞争的最优策略应该是个体收益最大，而从电网角度来看，最优策略应该是电网购电成本最小，如果发电商按市场机制设计者期望的目标采取行动，主动积极参与市场交易、理性申报交易电量，以促进市场充分竞争，从而进一步降低市场电价，则有可能实现电网整体购电成本最小，实现共赢局面，即实现激励相容。按照激励相容的思想建立水电发电商与电网的两级递阶优化模型，通过将上层的上报电量、报价作为下层的初始条件，将下层的出清电价和中标电量返回给上层进行策略更新，分别进行联络求解。通过这种交互迭代方式体现多个主体在市场竞争时局部优化目标和整体优化目标的联系与博弈。

为此，本文提出兼顾激励相容的水电富集电网中长期电力市场交易模型，旨在通过发电商追求个体利益最大的同时促进市场充分竞争，进一步降低电网购电成本，从而实现激励相容，因此，发电商和电网参与市场竞争的目标函数如下。

1) 发电商层面：个体发电效益最大。

$$\max J_m = \sum_{t=1}^T (C_{m,\text{base}}^t + C_{m,\text{pro}}^t + C_{m,\text{west}}^t + C_{m,\text{tran}}^t) \quad (1)$$

式中： J_m 表示电站 m 总收益； t 和 T 分别表示月份序号和总月数， $T=12$ ； $C_{m,\text{base}}^t$ 表示电站 m 在第 t 月的基础收益； $C_{m,\text{pro}}^t$ 和 $C_{m,\text{west}}^t$ 分别表示电站 m 在第 t 月参与省内市场和西电东送市场的发电收益； $C_{m,\text{tran}}^t$ 表示电站 m 在第 t 月的电量再分配收益，若该电站实发电量小于保证电量，则该收益为负数，反之该收益为正数。

2) 电网层面：总购电成本最小。

$$\min C = \sum_{t=1}^T (C_{\text{base}}^t + C_{\text{pro}}^t + C_{\text{west}}^t) \quad (2)$$

式中， C 、 C_{base}^t 、 C_{pro}^t 和 C_{west}^t 分别表示电网总购电成本、在第 t 月基础市场、省内市场和西电东送市场的购电成本，亿元。

1.2 约束条件

1) 负荷供需平衡约束

$$\sum_{m=1}^M N_m^t + N_o^t = L_{\text{pro}}^t + L_{\text{west}}^t \quad (3)$$

式中： M 表示参与计算的梯级水电站总数； N_m^t 表示水电站 m 在第 t 月的出力，MW； N_o^t 表示其他类型电源(火电、风电、光伏和不参与优化计算的水电站)在第 t 月总出力，MW； L_{pro}^t 和 L_{west}^t 分别表示第 t 月预测的省内负荷和西电东送负荷需求，MW。

2) 电站中标总电量约束

$$\begin{cases} E_{m,\text{all}}^t \leq G_m^t \\ E_{m,\text{all}}^t = E_{m,\text{base}}^t + E_{m,\text{pro}}^t + E_{m,\text{west}}^t \end{cases} \quad (4)$$

式中： G_m^t 和 $E_{m,\text{all}}^t$ 分别指水电站 m 在第 t 月的保证电量和实际总中标电量，kWh； $E_{m,\text{base}}^t$ 、 $E_{m,\text{pro}}^t$ 和 $E_{m,\text{west}}^t$ 分别表示水电站 m 在第 t 月的基础电量、省内市场中标电量和西电市场中标电量，kWh。该约束是为了保障供电安全性，使电站中标电量限制在保证电量以内，防止电站虚报过多电量难以履行合约。

3) 基础电量占比约束

$$X\% \sum_{m=1}^M G_m^t \leq L_{\text{pro}}^t \quad (5)$$

式中， $X\%$ 为基础电量在保证电量中的占比，该约束是为了保证基础市场收购的电量不会超过省内总负荷需求。

4) 省内市场报价约束

$$P_{\text{min}}^t \leq P_{\text{pro}}^t \leq \bar{P}_{\text{max}}^t \quad (6)$$

式中， P_{pro}^t 、 \bar{P}_{max}^t 和 P_{min}^t 分别为在第 t 月的省内最终出清电价和报价上下限，元/kWh。

2 模型求解

本文模型求解涉及3个关键子问题，首先如何确定各水电站保证电量和划分组成结构；其次针对不同电量份额如何构建不同的交易模型及求解方法；最后是交易电量如何再分配，下面分别介绍。

2.1 率定保证电量和重新划分组成结构

保证电量是水电站在不同时段真实可发出的可靠电量，它是电站参与该时段中长期交易的上限电

量, 其含义与巴西电力市场中的保证容量相似, 为避免电量与容量概念混淆, 本文统一称为保证电量。巴西多以调节能力强的大电站为主, 来水偏枯时仍可较长时间提供稳定出力^[22], 因此巴西制定保证容量时以季为时间尺度, 且五年不变, 而云南水电整体调节能力较弱, 年调节水电占水电总装机比重不足 15%, 不同季节内水电的发电能力受随机性来水影响很大。为此, 考虑到当前云南电力市场中以月为周期的交易模式比较活跃, 本文以月为时间尺度, 以年为周期, 利用最小出力最大模型对云南水电系统进行优化调度, 将各水电站各月发电量定义为该月的保证电量。

另一方面, 在巴西的保证容量机制中, 遵循“负荷需求 100%由保证容量覆盖”, 社会总体交易电量在管制合同市场和自由合同市场的占比分别为 74% 和 26%。这种分配策略虽然能保证大部分管制用户享受稳定优惠的电价, 但减小了发电商参与拍卖自由度, 一定程度削弱了拍卖市场的竞争力度, 因此, 本文将电站保证电量拆分成三部分: 基础电量、省内电量和西电东送电量, 其中基础电量(基础电量占比记为 $X\%$)是为了保障每座电站获得基本收益而直接收购的中标电量, 该电量以相似来水频率年份的平均电价结算; 各电站根据自身策略将不超过 $G_m^t(1-X\%)$ 作为省内电量, 投入省内市场竞争, 根据省内负荷需求, 各电站最终省内中标电量为 $A_m\% \cdot G_m^t$; 最后, 剩余电量 $G_m^t(1-X\%-A_m\%)$ 全部投入西电市场竞争, 图 2 为巴西保证容量与本文保证电量的组成结构对比图。

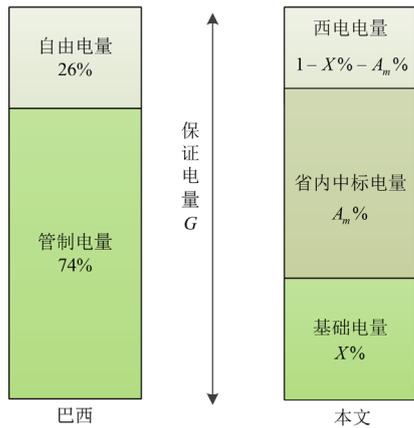


图 2 巴西保证容量与本文保证电量结构对比图

Fig. 2 Comparison between Brazil's guaranteed capacity and the guaranteed electricity structure in this paper

2.2 多级市场交易方式

2.2.1 基础市场交易方式

目前, 云南电网水电整体调节能力较弱, 若水

电站全部电量单独参与市场竞争势必会导致上下游电站中标电量与发电水量不匹配, 进而发生弃水和违约现象, 既打击了水电站参与市场的信心, 又不利于水资源的充分利用。为此, 本文设定每座水电站的 $X\%$ 保证电量参与基础市场交易, 以保证所有电站都能获得部分固定收益, 同时还能缓解激烈竞争带来的上下游电站中标电量的严重失衡和水资源浪费。在基础市场中, 各电站 $X\%$ 保证电量以每月固定电价直接被电网收购, 其中每月固定电价参考历史同期来水频率相似年份对应的实际电价, 基础市场购电成本表示为

$$C_{\text{base}}^t = X\% \times P_{\text{base}}^t \sum_{m=1}^M G_m^t \quad (7)$$

式中, P_{base}^t 为历史同期来水频率相似年份对应的第 t 月市场平均电价, 元/kWh。

2.2.2 省内市场交易方式

基础市场收购部分电量后, 剩余省内负荷需求通过竞拍方式在省内市场交易。为打破省内市场交易存在的双边垄断现象, 形成良性竞争的市场环境, 省内市场引入了巴西的“电量分配”和“确定价格”相结合的混合式两段式拍卖^[23-24], 具体规则如下。

第一阶段, “报量不报价”。如图 3 所示, 假定第一阶段第一轮最高的初始价格为 $P_{\text{pro}}^{t, \text{1st}}$, 每个发电商只需要提交在该价格下投标的电量。如果供大于求(此时电价很高, 一般都会供大于求)进入下一轮拍卖, 电价自动按比例下降, 发电商需要在下一轮拍卖中减少投标电量, 直到第 n 轮投标总电量满足需求且不超过负荷需求量的 $(1+Y\%)$ 倍时, 第一阶段拍卖结束, 同时确定了第二阶段初始电价上限 $P_{\text{pro}}^{t, \text{nst}}$ 和每座电站的一阶段中标电量 $E_{m, \text{pro}}^{t, \text{nst}}$ 。

第二阶段, “报价不报量”。为了进一步降低电价, 如图 3 所示, 本阶段发电商只需要提交不高于 $P_{\text{pro}}^{t, \text{nst}}$ 的报价。所有发电商投标根据价格形成从高到低的供应曲线, 确定最终出清点 B 划定为最后的省内出清电价 P_{pro}^t 和各电站的中标电量 $E_{m, \text{pro}}^t$ 。为了模拟发电商“自主上报, 不串谋”的竞争行为, 本文在第一阶段每轮报量环节中采用相同的比例减少报量, 同时再减去一个较小的高斯随机数对每个发电商报量进行干扰, 在第二阶段每轮报价环节中, 同样采用减去一个较小的高斯随机数对每个发电商报价进行干扰。

由此, 省内市场购电成本表示为

$$C_{\text{pro}}^t = P_{\text{pro}}^t \left(I_{\text{pro}}^t - X\% \sum_{m=1}^M G_m^t \right) \quad (8)$$

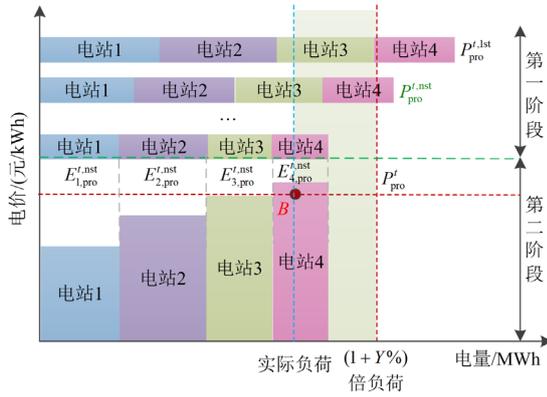


图3 省内两轮拍卖机制

Fig. 3 Provincial market two-round bidding mechanism

2.2.3 西电市场交易方式

由于云南水电供大于求，西电东送工程作为重要的外送消纳的途径，需要针对其建立专门的交易市场，本文称为西电市场。目前，云南西电东送电量的主要受端是广东，其参与电站和送电价格仍由政府间协商确定，电价虽略高于云南省内的平均市场化电价，但远低于广东省火电(主要电源)价格，导致该现象的主要原因有西电东送电量 GDP 归属问题、两省价差利润博弈问题、受端电网大规模火电转型问题、送端水电不稳定导致议价能力较弱问题等。现阶段这些问题难以解决，但从长远角度来看，只有大规模消纳清洁能源才能实现双碳目标，因此，本文根据受端购电负荷收购送端水电，若送端电网供应大于受端购电需求，则送端电网部分电量无法被消纳，若送端电网供应小于受端电网需求，则送端电网电量全部被消纳。为简化西电交易方式，本文假定送电价格为 0.3 元/kWh(略高于历史的 0.22~0.26 元/kWh)，以缓和两省价差利润博弈和促进西部经济发展。

西电市场衔接上文省内市场，为了促进省内市场竞争，按优先排序收购发电商剩余未中标的保证电量，优先排序指在省内市场上网更为积极的发电商可以优先参与电价更高的西电市场，具体思路为：① 将水电站未中标的剩余保证电量与自身保证电量进行比较，利用式(9)计算电站 m 的相对剩余比 R'_m 。② 将所有电站 R'_m 从小到大排序，排序靠前的优先参与西电市场交易，由于所有电站收购的基础电量都为 $X\%$ ， R'_m 越大，表明电站 m 在省内市场投标的电量越少，导致中标电量越少，相反， R'_m 越小，表示电站 m 投标越积极，而电站投标积极也促进了省内市场竞争。

$$R'_m = [(1 - X\%)G'_m - E'_{m,pro}] / G'_m \quad (9)$$

西电市场的购电成本表示为

$$C'_{west} = 0.3 \times L'_{west} \quad (10)$$

2.2.4 基于强化学习的省内与西电交易模型求解

本文采用强化学习(reinforcement learning, RL)对省内和西电市场交易模型进行求解。强化学习的本质是智能体与未知环境不断交互，获得反馈后更新策略，从而得到最优策略的学习过程^[25-27]。其数学模型可表示为

$$Q[s^{n+1}] = (1 - \alpha) \times Q[s^n] + \alpha(C_{now} + \varepsilon \times C_{future}) \quad (11)$$

式中： $Q[s^n]$ 、 $Q[s^{n+1}]$ 分别为智能体在第 n 轮和 $n+1$ 轮的策略因子值； C_{now} 和 C_{future} 分别为当前收益和未来收益； α 为学习率； ε 为衰减因子， $\varepsilon \in (0,1)$ ，表示对未来收益的重视程度。

通过这种交互迭代的方式，多个主体在进行市场竞争的同时，局部优化目标和整体优化目标也进行博弈，从而实现多级系统的协调优化。通过上下层交互，上层将生成的初始解作为参数输入下层问题中，求解出下层问题的解后再传回上层问题，并计算出此时上层目标数的值，通过不断地比较和迭代，得出所构建双层优化问题的解，结合本文交易机制的具体步骤介绍如下。

步骤 1：构建强化学习环境。

状态空间：将该回合中已选策略的对应值设为该轮的奖励值，反之，其他值不变，由此组成的 $M \times 3$ 矩阵，作为 M 个发电商在该轮结束后的策略状态。

动作空间：选择投标电量。为了便于建模，各发电商的投标策略简化为 3 种策略，分别为上报少量、中量和大量电量。奖励函数：当前利益 C_{now} 为在省内市场收益，未来收益 C_{future} 为在西电市场获得的收益，两者之和即是这一回合总体奖励。由于某些电站中标电量较大，间接导致 Q 值较大，不便于观察 3 种策略下各发电商 Q 值的差异，因此，用实际中标电量除以其保证电量得到的相对中标电量代替实际电量进行计算。

步骤 2：为使发电商能够充分探索未知环境防止陷入局部最优，本文采取贪婪策略来选择动作，可表示为

$$\begin{cases} \text{random}(A) & \eta \geq P_{\text{epsilon}} \\ \text{argmax}_{a \in A} Q(s, a) & \eta < P_{\text{epsilon}} \end{cases} \quad (12)$$

式中： P_{epsilon} 为探索概率最大值； η 为 $[0,1]$ 区间的随机数； $\text{random}(A)$ 为在动作空间 A 中随机选取动作； $\text{argmax}_{a \in A} Q(s, a)$ 为目前学习过程的 Q 表中回报最大的动作。根据贪婪策略选择动作并构建经验网络。

本文将探索概率 P_{epsilon} 初始值设为 0, 使发电商充分探索环境选择各种策略进行博弈和学习, 按照固定步长逐渐增加 P_{epsilon} 值至 1, 此时所有发电商策略都选择回报最大的动作策略。

步骤 3: 训练网络。根据获得的奖励更新 Q 表相应的值。

步骤 4: 判断 Q 表是否收敛。收敛则退出循环, 自由市场交易结束, 得到购电总成本; 否则增加学习次数, 并返回步骤 2 和步骤 3。

2.3 电量再分配机制

上述交易能够达成的前提是梯级水电站的实发电量达到该时段的保证电量, 其关键在于属于同一流域内的电站能否建成联盟从而进行优化调度。因此, 当交易完成后, 需要将交易电量按一定机制进行再分配才能保障流域梯级各成员的合约成功履行, 从而维持联盟的稳定性, 该机制称为电量再分配。相较于传统的发电权交易, 电量再分配以流域为对象, 以保证电量为基准, 省去选择交易对象和确定交易电量等步骤^[28], 是复杂电力市场环境下提升流域互补、共担风险的一种联盟机制, 也是巴西集中调配水资源和提高供电稳定性的根本保障。

本文同样引入电量再分配机制, 根据实发电量等于、大于和小于保证电量的情况, 设有平衡、盈余和亏损 3 种不同分配方式, 并重点对亏损状态下的电量分配机制提出积极的改进策略, 下面分别介绍。

1) 平衡状态下的电量分配

如图 4 所示, 平衡状态指联盟实发总电量正好等于联盟内所有电站的保证电量之和。此时只需要进行内部调整, 电量过剩的水电站以较低价格出售电量给未达到保证电量的水电站以达到平衡, 此时所有水电站的实际电量恰好等于其保证电量。

2) 盈余状态下的电量分配

如图 5 所示, 盈余状态是指联盟实发总电量大于联盟保证电量之和。在完成上一步提到的“内部调整”后, 就部分水电站(如电站 3)而言, 仍然存在盈余的电量, 巴西将该部分电量再次按比例分配给其他电站, 称为“二次调整”。但缺少了奖惩机制, 在业主不同的情况下, 有能力多发电的大电站宁愿弃水或将水蓄起来在枯水期进行市场垄断, 也不愿意在该时段主动再以较低的电价让利给其余电站, 不利于水资源的充分利用。基于充分利用水资源的目的, 将多余的电量作为该电站的奖励电量出售给存在缺额的流域或参与后续利润更大的现货市场。

3) 亏损状态下的电量分配

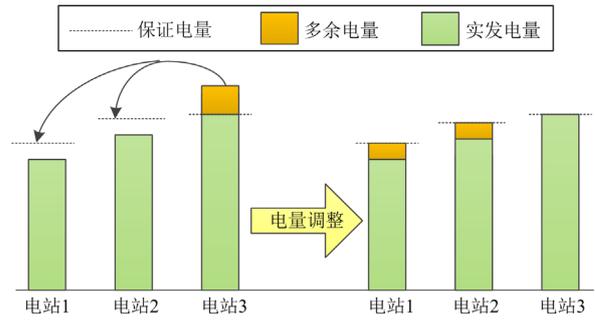


图 4 平衡状态下的电量分配机制

Fig. 4 Electricity redistribution mechanism on equilibrium state

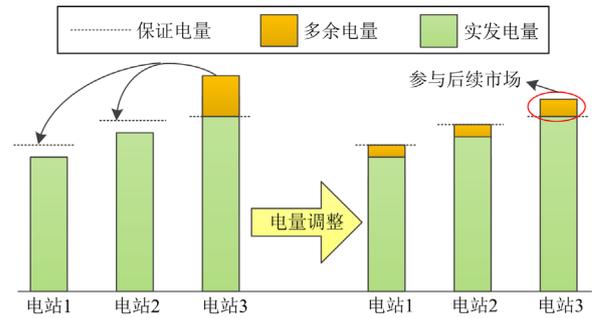


图 5 盈余状态下的电量分配机制

Fig. 5 Electricity redistribution mechanism on surplus state

如图 6 所示, 亏损状态指联盟实发电量之和小于联盟电站保证电量之和, 即视为亏损, 根据市场规则, 流域内所有水电站应向盈余状态的流域购买电量补齐缺额以保证合约正常履行, 具体操作如下。

步骤 1: 重新计算每个水电站新保证电量 $G_{m,\text{new}}^t$ 。将联盟内各电站实发电量 E_m^t 汇集在一起, 并按各自原始保证电量的比例进行分配, 得到每个水电站的新保证电量, 如图 7 所示, 新保证电量计算公式为

$$G_{m,\text{new}}^t = G_m^t \sum_{m=1}^M E_m^t / \sum_{m=1}^M G_m^t \quad (13)$$

步骤 2: 计算各水电站原先的保证电量和新保证电量的差值, 作为巴西电量再分配机制中每个电站需要承担的缺额量 $G_{m,\text{dif}}^t$ 。

$$G_{m,\text{dif}}^t = G_m^t - G_{m,\text{new}}^t \quad (14)$$

此时, 巴西默认该差值作为每个电站需要承担的缺额电量, 但该分配方法存在不合理的地方, 从表 1 可以看出, 电站 3 虽然已经达到了自身的保证电量, 但由于其保证电量较大, 需要承担的短缺也最多, 而电站 1 未满足电量最大, 承担的短缺却最小。为了构建更公平稳定的流域联盟, 需要对各电站缺额电量作合理改进。

步骤 3: 计算各电站新保证电量和实发电量的差值 X_m^t 。如果电站本身完成自身保证电量, 则降低惩罚比重, 其差值为 0。

$$X_m^t = \begin{cases} 0 & \text{if } E_m^t > G_{m,\text{new}}^t \\ G_{m,\text{new}}^t - E_m^t & \text{else} \end{cases} \quad (15)$$

步骤 4: 计算各电站的相对缺额值 V_m^t 。

$$V_m^t = G_{m,\text{dif}}^t + X_m^t \quad (16)$$

步骤 5: 分配各水电站需要承担的缺额量 S_m^t 。

$$S_m^t = V_m^t \sum_{m=1}^M (G_m^t - E_m^t) / \sum_{m=1}^M V_m^t \quad (17)$$

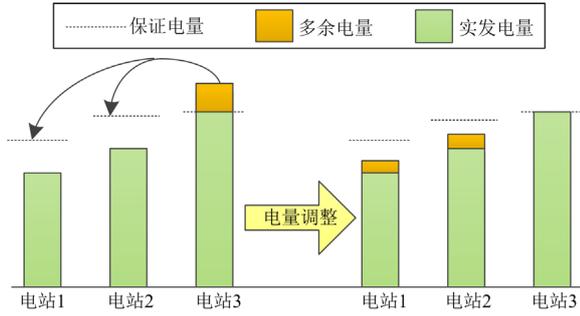


图 6 亏损状态下的电量分配机制

Fig. 6 Electricity redistribution mechanism on deficit state

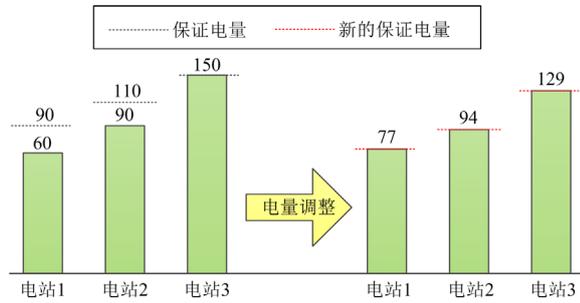


图 7 亏损状态下新保证电量的制定

Fig. 7 Formulation of new guaranteed electricity on deficit state

表 1 改进的亏损状态下电量分配表

Table 1 Improved electricity redistribution on deficit state

kWh			
各类分配指标	电站 1	电站 2	电站 3
巴西缺额量 $G_{m,\text{dif}}^t$	13	16	21
保证和实发电量的差值 X_m^t	17	4	0
相对缺额值 V_m^t	30	20	21
改进后的缺额量 S_m^t	21.2	14.1	14.8

下面以 3 个水电站为例进行详细介绍: 假设 3 个水电站该月的保证电量分别为 90 kWh、110 kWh 和 150 kWh。在第一次内部调整的电力重新分配后,

仍有 50 kWh 位的缺额。可以看出在新机制后 3 个水电站需要分别承担 21.2 kWh、14.1 kWh 和 14.8 kWh 的缺额电量, 相较于原先的 13 kWh、16 kWh 和 21 kWh, 实发电量差值最大的电站 1 承担缺额电力也最大, 整体分配更为合理公正。

图 8 为本文电力市场交易模型求解流程图。

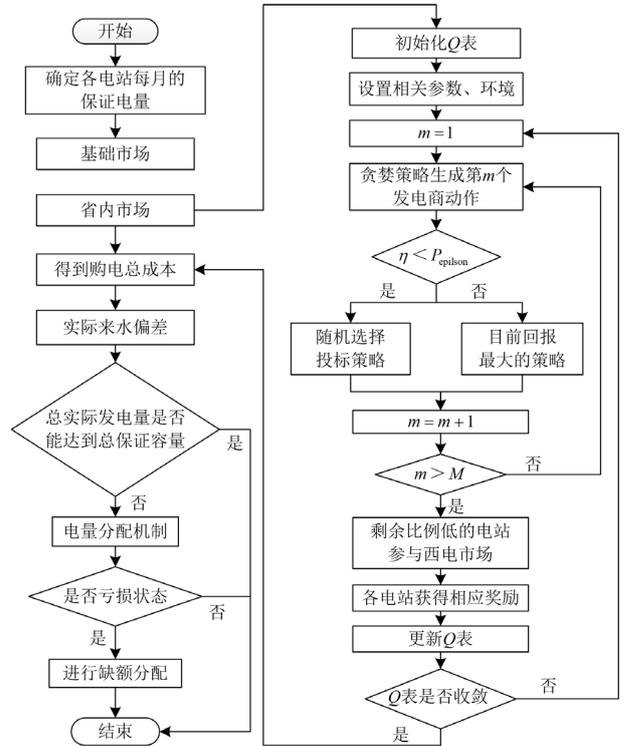


图 8 电力市场交易流程图

Fig. 8 Electricity market trading mechanism process

3 实例分析

3.1 系统参数设置

为了验证本文构建模型的有效性, 以云南省 5 个流域 52 座梯级水电站群为研究对象(约占全网统调水电装机容量的 80%), 其流域拓扑结构如图 9 所示, 其中日调节水电站数目占总体电站数目的 50%, 水电整体调节能力较弱。图 10 为 2017—2022 年云南电网月平均市场电价^[29], 本文根据来水频率大小, 取相似年份的实际电价作为基础市场的收购电价; 省内市场第一阶段拍卖电价上限参考云南省规定的水电最高价 0.313 元/kWh, 电价下限参考历史近几年最低实际值 0.1 元/kWh; 发电商在省内市场的 3 种投标策略分别设置为报少量(30%)、报中量(60%)和报大量(90%)的剩余保证电量; 省内市场第一阶段每轮拍卖电价和发电商报量均以上一轮的 0.9 的幅度下降; 强化学习中探索概率 P_{epsilon} 取 0.8。

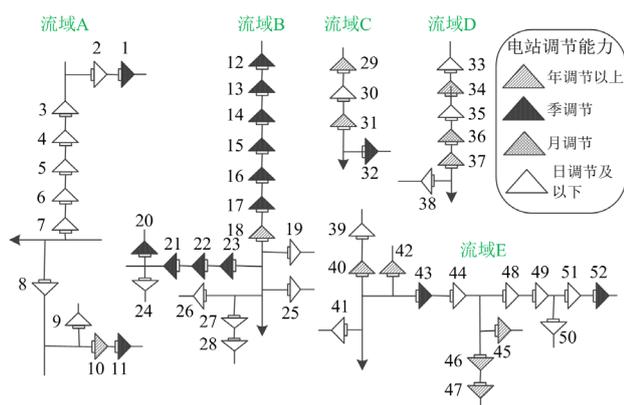


图 9 流域拓扑图

Fig. 9 Topology diagram of the river basin

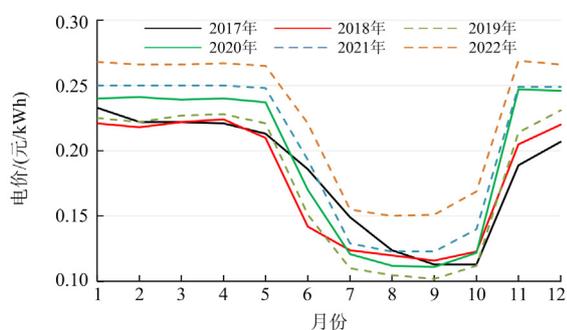


图 10 每月平均市场电价

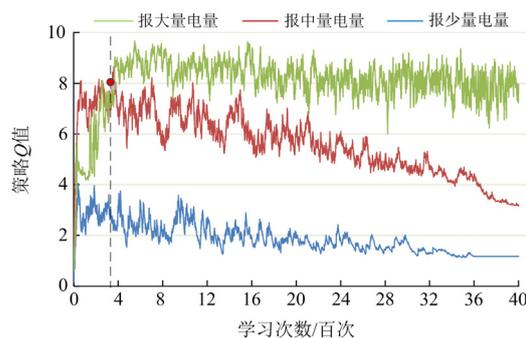
Fig. 10 Monthly average market electricity price over the years

3.2 运行结果分析

下面利用最小出力最大模型对云南水电系统进行优化调度, 取各水电站各月发电量为保证电量, 分别从发电商在省内市场投标情况和发电商市场经济效益两方面分析模型的应用效果; 然后再以 2018 年实际来水模拟的保证电量为标杆, 分析各流域内部结盟和所有流域整体结盟两种形式下的供电稳定性; 最后, 考虑到 2018 年实际来水整体偏丰, 拟合得到的保证电量偏高, 由于云南水电系统调节能力较弱, 在平枯年很难达到相应的电量, 拟对标杆保证电量进行不同程度降低, 再次分析不同来水频率下的水电系统供电稳定性情况, 下面分析介绍。

3.2.1 发电商投标情况分析

本节主要验证强化学习的收敛情况以及发电商通过本文交易模型能否积极主动参与市场竞争。由于单个发电商的策略 Q 值受高斯随机项影响, 即使较小的随机项差异也会影响其中标情况, 如果分析单个电站的 Q 值, 则波动较大, 因此分析 3 种不同投标策略下所有电站总 Q 值的变化趋势, 图 11 是枯水期 1 月份所有电站总 Q 值随学习次数的变化过程, 从图中可看出:

图 11 3 种不同投标策略下所有电站总 Q 值变化过程Fig. 11 Total Q values for the three bidding strategies of all substations

1) 当学习次数约等于 400 次时, 报中量的 Q 值明显大于报少量和报大量的 Q 值, 表明当拍卖次数较少时, 发电商处于前期探索阶段, 更倾向于通过报中量策略在省内市场获利, 主要原因是报少量策略虽然能获取很高的电价, 但中标电量很少, 导致收益(电价 \times 中标电量)不高, 报大量虽然能获取很高的中标电量, 但电价很低, 导致收益也很低, 而报中量则可以很好地兼顾中标电量和电价, 实现收益最大化。

2) 当学习次数超过 400 次后, 报大量的 Q 值明显高于报少量和报中量的 Q 值, 表明发电商整体都倾向于报大量策略获利, 主要原因是随着学习次数的增加, 发电商都“学习”到报大量策略能优先进入西电市场(省内电量比例越大, 进入西电的优先级越高), 因此, 通过报大量策略获得更高收益; 同时随着学习次数的增加, 报少量和报中量 Q 值开始下降, 说明这两种报价策略逐渐被发电商淘汰, 最终, 报少量、报中量和报大量 3 种策略下的 Q 值维持在 1.3、3.1 和 8.0 左右, 说明博弈状态达到稳定, 且更倾向于报大量策略。

上述分析验证了本文交易模型能激励发电商在保证电量范围内积极参与市场竞争, 规避了发电商企图谋求高价而扣留电量导致水资源无法充分利用的情况。

3.2.2 经济效益分析

为了进一步验证本文交易模型是否符合激励相容原理, 下面分别从电网和发电商两个不同层面分析经济效益情况。

1) 电网层面(省内购电成本)。由于模型中存在高斯项不确定参数, 每次运行结果波动较小, 取最后几组收敛后的出清电价的平均值作为省内市场的出清电价, 图 12 为不同基础电量占比 $X\%$ 下($X\%$

受到式(5)的约束, 经计算最大取值为 0.42, 本文取上限为 0.4)省内出清电价和实际电价对比, 图 13 为不同基础电量占比 $X\%$ 下基础市场、省内市场及总购电成本的关系曲线, 图 14 为当购电成本最优 ($X\% = 0.3$) 时发电商市场模型收益和实际收益图, 可以得到以下结论。

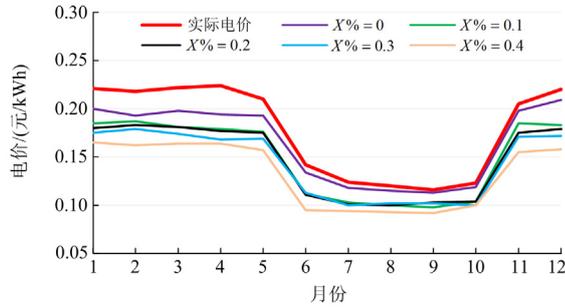


图 12 不同 $X\%$ 下的模型省内出清电价和实际电价
Fig. 12 Model provincial clearing electricity price and actual electricity price under different $X\%$

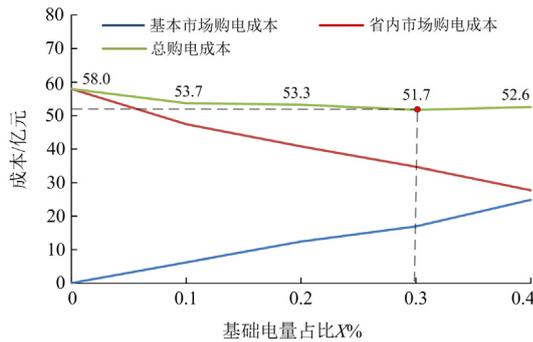


图 13 不同 $X\%$ 下的模型各类购电成本
Fig. 13 Various types of electricity purchase costs in model under different $X\%$

(1) 本文模型能有效降低省内市场电价, 且基础电量占比 $X\%$ 越大, 省内出清电价越小。如图 12 所示, 当基础电量比例 $X\%$ 从 0 逐渐增大到 0.4 时, 全年电价呈现整体下降趋势(均低于红线), $X\% = 0$ 、0.1、0.2、0.3、0.4 时, 相比红线电价曲线, 其他电价曲线平均降幅分别为 6.8%、16.7%、17.9%、20.2% 和 25.7%, 主要原因是随着 $X\%$ 的增大, 基础市场的直接收购电量增多, 参与市场拍卖的省内负荷和发电商的保证电量相应减少, 但由于相比于发电商减少的保证电量, 参与省内市场的负荷需求减少更多, 导致竞争更为激烈, 促进省内市场出清价进一步降低。

(2) 随着基础电量比例 $X\%$ 增大, 总的购电成本均呈现先减小后增大的趋势。如图 13 所示, 当

$X\% = 0.3$ 时, 总购电成本达到最小, 为 51.7 亿元。因此, 并非 $X\%$ 越大购电成本越小。主要原因是虽然 $X\%$ 越大, 省内出清电价越低, 但当 $X\%$ 越大, 基础市场收购的电量越多, 基础市场购电成本越大。

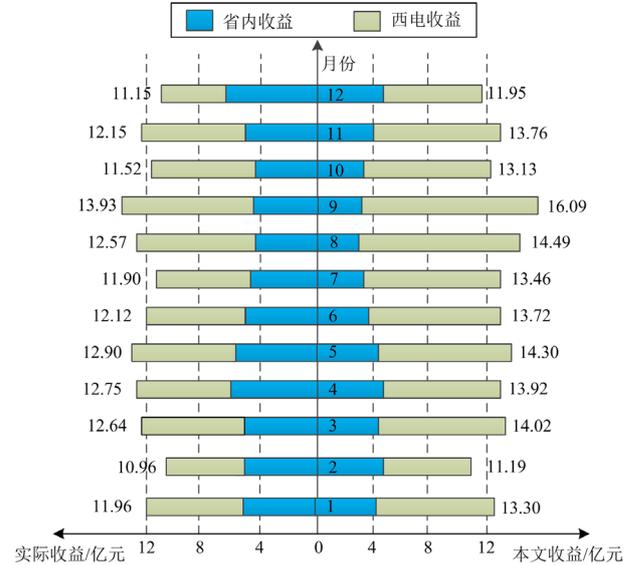


图 14 发电商市场模型收益和实际收益($X\% = 0.3$)
Fig. 14 Generators' revenue in model and actual revenue ($X\% = 0.3$)

2) 发电商层面(整体发电效益)。由图 12 可知, 不同基础电量比例下的电价普遍比实际电价要低, 说明发电商省内收益比实际收益均呈现减少状态, 图 14 也验证了这一点, 坐标轴右侧为当 $X\% = 0.3$ 时所有发电商 12 个月的总收益, 其中省内、西电和全部收益分别为 51.70 亿元、102.80 亿元和 154.50 亿元, 坐标轴左侧为所有发电商 12 个月的实际收益, 其中省内、西电和全部收益分别为 61.90 亿元、84.65 亿元和 146.55 亿元, 可以看出, 虽然本文模型中发电商省内总收益比实际省内收益少了 10.20 亿元, 但由于本文模型中提高了西电电价, 使得西电总收益较实际西电收益相比增加了 18.15 亿元, 因此, 发电商总体收益仍然增加 8.05 亿元, 有助于进一步激发发电商参与市场的积极性, 从而达到充分利用水资源的目的。

上述分析验证了本文交易模型可以提高发电商的整体利益, 同时降低省内电价和购电成本, 本交易机制符合激励相容原理。

3.2.3 不同来水频率下供电稳定性分析

本节分析不同来水频率下电量再分配机制的供电稳定性和弃水减少情况, 其中保证电量是根据 2018 年实际来水, 利用最小出力最大模型对云南水电系统进行优化调度得到(取各水电站各月发电量

作为保证电量), 而供电稳定性通过缺额电量比例来体现, 该比例计算公式为

$$R_{\text{lost}}^t = \begin{cases} 0 & \text{if } \sum_{m=1}^M E_m^t > \sum_{m=1}^M G_m^t \\ \left(\sum_{m=1}^M G_m^t - \sum_{m=1}^M E_m^t \right) / \sum_{m=1}^M G_m^t & \text{else} \end{cases} \quad (18)$$

式中, R_{lost}^t 指第 t 月缺额电量比例。

1) 分析各流域水电站结盟时(小联盟), 不同流域缺额电量比例情况。如图 15(a)所示, 通过流域内部调整, 电量再分配机制可以抵御一定的来水不确定性, 且调节能力越好的流域, 越能抵御来水偏枯风险。当来水频率为 10%~30%时, 5 个流域都能通过流域内部完成电量调整, 无须向其他流域购买缺额电量(颜色偏深绿色); 当来水逐渐偏枯时(大于 30%), 除了电站数目较少且拥有年调节电站的流域 C 和拥有多个年调节电站的流域 E 外, 其他流域都出现了不同程度的缺额电量(颜色从浅绿向浅橙色变化); 当来水频率达到 60%及以上, 由于来水锐减以及电站调节能力有限, 导致所有流域每月都存在缺额电量(颜色偏橙红色)。

2) 分析全流域所有水电站结盟时(大联盟), 水电系统整体缺额电量比例情况。图 15(b)是大联盟时水电系统整体缺额电量情况, 可以看出, 当来水频率达到 50%时, 水电整体才出现缺额电量, 而图 15(a)中当来水频率达到 40%时就有流域出现缺额, 说明 5 个流域之间再次进行电量再分配机制调节可以抵御更枯来水。以丰水期 6 月为例分析弃水减小情况, 表 2 是不同来水频率下水电整体弃水情况, 可以看出, 在电量再分配机制下, 调节能力强的电站为避免流域内其他电站出现缺额受到处罚, 倾向充分利用水资源积极发电补齐流域缺额电量, 降低保证电量缺额率的同时显著减少了弃水。

3.2.4 不同保证电量下供电稳定性分析

图 15(b)是大联盟时水电系统整体缺额电量情况, 它是用 2018 年实际来水制定的保证电量, 考虑到 2018 年实际来水整体偏丰, 对应保证电量偏高, 导致电量再分配机制只能在来水频率在 10%~40%时才完成所有电站的电量调整, 为了更好地保证供电的稳定性, 需要分析不同保证电量下水电系统缺额电量情况。以 2018 年实际来水制定的保证电量为标杆, 分析不同保证电量下水电系统整体缺额电量情况, 如图 16 所示, 可以看出, 当保证电量降低 10%和 20%时, 虽然各月缺额电量有所下降, 但是依旧存在较多无法完成调整的月份; 当保证电量降低 30%时, 缺额比例大大降低, 除来水频率 60%以上

的 1—4 月存在缺额电量, 其余月份均能完成调整; 当保证电量降低 40%时, 仅来水频率 90%下的 1 月和 2 月未能完成调整, 且缺额率均在 0.2 以下, 水电站的发电压力整体减轻, 比较适合云南水电调节能力较差的实际情况。

由上述分析可知, 电量分配机制不仅可以使流域成员之间进行风险调控, 提高供电稳定性, 还可以在在一定程度上缓解弃水严重的问题, 同时, 选择

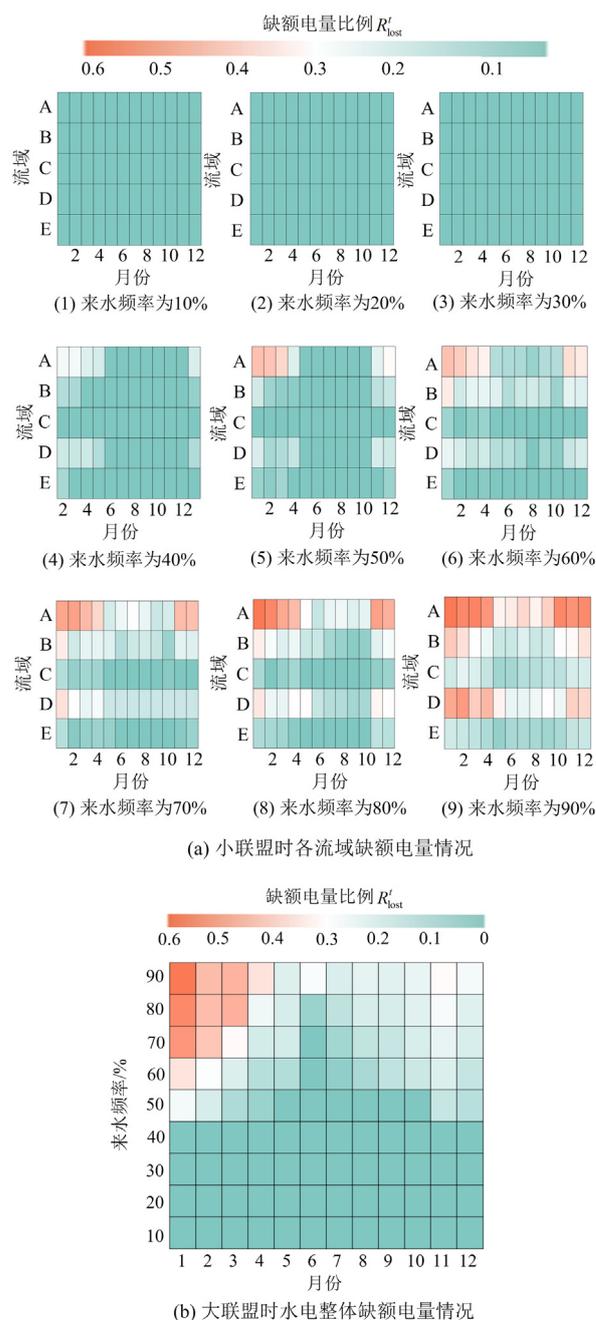


图 15 不同来水频率下各月缺额电量情况

Fig. 15 Monthly electricity shortage under different inflow frequency

表 2 不同来水频率下水电整体弃水情况
Table 2 Overall water abandonment of hydropower under different inflow frequency

来水频率/%	电量再分配		电量未再分配	
	缺额率/%	弃水量/(亿/m ³)	缺额率/%	弃水量/(亿/m ³)
10	0	74	0	74
20	0	41	0	45
30	0	24	7	31
40	0	16	13	24
50	0	13	17	20
60	0	7	21	10
70	10	0	25	0
80	19	0	33	0
90	24	0	43	0

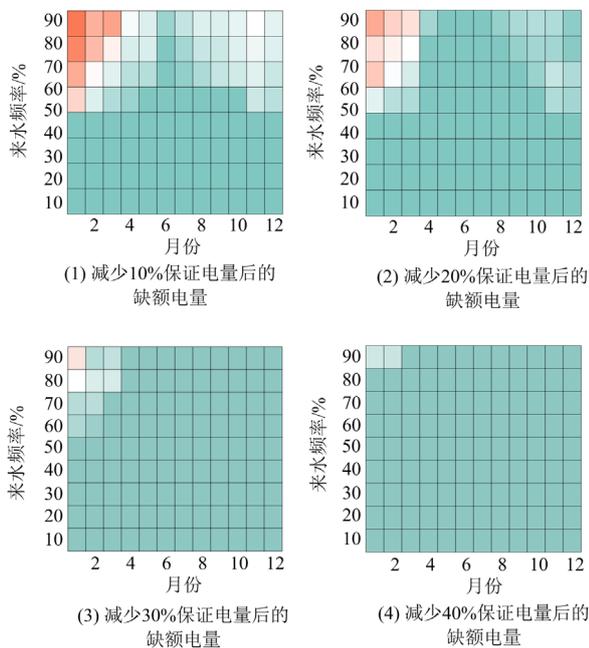


图 16 降低不同程度保证电量的整体缺额电量情况

Fig. 16 Monthly electricity shortage by reducing guaranteed electricity

合适的保证电量对电量再分配机制更好地发挥作用起到至关重要的作用。

4 结论

本文借鉴巴西模式对中长期市场进行改进，提出了一种兼顾激励相容的水电富集电力市场的中长期市场交易模型，通过引入强化学习方法，将多主体发电商与整个梯级水电流域作为不同利益主体，分别以发电商个体收益最大化和购电成本最小为目标，通过上网电量、出清电价以及中标电量进行联络求解，所得结论如下：

1) 设计的中长期交易模型利用强化学习求解验证了发电商提高自身利益的前提下自主促进了市场竞争，有效降低了省内出清电价，实现整体效益和个体效益的激励相容；

2) 通过引入电量分配机制能够在一定程度上抵御来水偏枯时流域梯级水电中标电量与实发电量不匹配导致的弃水和违约风险，进而保障了整个系统的供电稳定性。

3) 制定保证电量需要考虑多种因素，来水偏丰时，适当提高保证电量以促进水资源充分利用；相反，来水偏枯时，降低保证电量能够减轻水电站发电压力和违约风险，但保证电量过低又会减弱水电站结盟积极性，一定程度上会造成弃水增加。

4) 提出的交易模型通过限制交易电量上限，保证所有电站持有部分中标电量，直接调节实发电量等措施能够有效缓解当前梯级上下游电站中标电量与发电水量不匹配导致的弃水和违约风险；省内两轮拍卖市场能促进市场竞争，降低省内电价，增加社会福利；电量再分配机制也能有效克服随机性来水导致的交易风险，以及调节能力强的大电站在电力交易上具有天然垄断地位问题，对我国西南水电为主的电力市场改革具有重要的参考意义。

参考文献

[1] 国家发展改革委, 国家能源局. 关于促进西南地区水电消纳的通知[EB/OL]. (2017-10-19)[2019-01-01]. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/201710/t20171024_962574.html
National Development and Reform Commission, National Energy Administration. Notice on promoting hydropower consumption in southwest China[EB/OL]. (2017-10-19)[2019-01-01]. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/201710/t20171024_962574.html

[2] 唐应玲, 程雄, 刘冀, 等. 水电参与电力市场的交易机制及面临挑战[C]// 中国水利学会. 中国水利学会2019学术年会论文集第三分册, 中国水利水电出版社, 2019: 687-695.
TANG Yingling, CHENG Xiong, LIU Ji, et al. The transaction mechanism and challenges of hydropower participation in electricity market[C]// Chinese Society of Water Conservancy. Chinese Water Conservancy Association 2019 Annual Academic Conference Papers, Volume 3, China Water Conservancy and Hydropower Press, 2019: 687-695.

[3] 李华取, 周娜, 吴滇宁, 等. 水电参与电力市场实践研究综述及启示[J]. 云南水力发电, 2022, 38(12): 322-327.
LI Huaqu, ZHOU Na, WU Dianning, et al. Review and

- enlightenment of practical research on hydropower participation in electricity market[J]. *Hydropower in Yunnan*, 2022, 38(12): 322-327.
- [4] 周业荣, 毛玉鑫, 胡杨, 等. 2022 年夏季极端天气对四川电力影响与启示[J]. *水力发电学报*, 2023, 42(6): 23-29.
ZHOU Lirong, MAO Yuxin, HU Yang, et al. Impact of extreme weather on Sichuan' power in summer of 2022 and its enlightenment[J]. *Journal of Hydroelectric Engineering*, 2023, 42(6): 23-29.
- [5] 葛睿, 陈龙翔, 王轶禹, 等. 中国电力市场建设路径优选及设计[J]. *电力系统自动化*, 2017, 41(24): 10-15.
GE Rui, CHEN Longxiang, WANG Yiyu, et al. Optimization and design of construction route for electricity market in China[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2017, 41(24): 10-15.
- [6] 马莉, 范孟华, 郭磊, 等. 国外电力市场最新发展动向及其启示[J]. *电力系统自动化*, 2014, 38(13): 1-9.
MA Li, FAN Menghua, GUO Lei, et al. Latest development trends of international electricity markets and their enlightenment[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2014, 38(13): 1-9.
- [7] 刘方, 张粒子, 李秀峰, 等. 巴西电力市场研究: 市场机制内在逻辑分析与对我国电力市场建设的启示[J]. *中国电机工程学报*, 2022, 40(10): 3201-3214.
LIU Fang, ZHANG Lizi, LI Xiufeng, et al. Brazil's electricity market research: the internal logic analysis of market mechanism and its Enlightenment to China's power market construction[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2022, 40(10): 3201-3214.
- [8] 曲琦, 孙晓龙, 王雄飞. 浅述巴西电力市场水电电能互济机制[J]. *中国电力企业管理*, 2019(34): 103-105.
QU Qi, SUN Xiaolong, WANG Xiongfei. A brief introduction to the mutual benefit mechanism of hydropower and electricity in the Brazilian electricity market[J]. *Management of Electric Power Enterprises in China*, 2019(34): 103-105.
- [9] 任玉珑, 刘宁, 刘焕. 巴西电力工业改革及对我国的启示[J]. *华东经济管理*, 2010, 24(10): 148-151.
REN Yulong, LIU Ning, LIU Huan. The reform of Brazilian electric power industry and its enlightenment to China[J]. *Economic Management in East China*, 2010, 24(10): 148 -151.
- [10] 朱永娟, 陈挺. 巴西电力市场交易机制研究及对中国的启示[J]. *中国电力*, 2020, 53(6): 124-132.
ZHU Yongjuan, CHEN Ting. Research on Brazil's electricity market trading mechanism and its enlightenment to China[J]. *Electric Power*, 2020, 53(6): 124-132.
- [11] MOHSEN K, REZA R. Two-stage mechanism design for energy trading of strategic agents in energy communities[J]. *Applied Energy*, 2021, 295.
- [12] 段声志, 陈皓勇, 郑晓东, 等. 碳市场背景下发电商竞价策略及电力市场均衡分析[J]. *电测与仪表*, 2022, 59(5): 33-41.
DUAN Shengzhi, CHEN Haoyong, ZHENG Xiaodong, et al. Bidding strategy of electricity generation and electricity market equilibrium analysis under the background of carbon market[J]. *Electrical Measurement & Instrumentation*, 2022, 59(5): 33-41.
- [13] 臧海祥, 马铭欣, 周亦洲, 等. 电力市场环境风电-光热-生物质混合电站鲁棒优化调度模型[J]. *电力系统保护与控制*, 2022, 50(5): 1-11.
ZANG Haixiang, MA Mingxin, ZHOU Yizhou, et al. Robust optimal scheduling model for a 'wind power-concentrating solar power-biomass' hybrid power plant in the electricity market[J]. *Power System Protection and Control*, 2022, 50(5): 1-11.
- [14] 楼家树, 李继红, 薛必克, 等. 储能型虚拟电厂参与国外电力市场的报价收益方式及对中国的启示思考[J]. *供用电*, 2023, 40(12): 7-15, 31.
LOU Jiashu, LI Jihong, XUE Bike, et al. Quotation income method of energy storage virtual power plant participating in foreign power market and its enlightenment to China[J]. *Distribution & Utilization*, 2023, 40(12): 7-15, 31.
- [15] 舒畅, 钟海旺, 夏清. 兼顾效率与公平的用电市场竞争机制研究[J]. *电网技术*, 2014, 38(3): 681-686.
SHU Chang, ZHONG Haiwang, XIA Qing. A design of electricity market bidding mechanism considering efficiency and fairness[J]. *Power System Technology*, 2014, 38(3): 681-686.
- [16] 宋恒力, 岳超源, 韩守东, 等. 基于对手报价预测的流域梯级水电站联盟博弈[J]. *水电能源科学*, 2013, 31(8): 70-73.
SONG Hengli, YUE Chaoyuan, HAN Shoudong, et al. Coalitional game for cascaded hydropower stations based on prediction of opponent's pricing[J]. *Water Resources and Power*, 2013, 31(8): 70-73.
- [17] NANDURI V, DAS T K. A reinforcement learning model to assess market power under auction-based energy pricing[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2007, 22(1): 85-95.
- [18] 韩冬, 黄薇, 严正. 基于深度强化学习的电力市场虚拟投标策略[J]. *中国电机工程学报*, 2022, 42(4): 1443-1455.
HAN Dong, HUANG Wei, YAN Zheng. Deep reinforcement learning for virtual bidding in electricity

- markets[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(4): 1443-1455.
- [19] 谢敬东, 刘思旺, 孙欣, 等. 考虑市场力风险防范的电力市场出清机制[J]. 电力建设, 2023, 44(4): 18-28.
XIE Jingdong, LIU Siwang, SUN Xin, et al. Electricity market clearing mechanism considering market power risk prevention[J]. Electric Power Construction, 2023, 44(4): 18-28.
- [20] 杨强, 蔡华祥, 严明辉, 等. 基于激励相容与深度博弈的云南电力市场机制设计及应用[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(24): 27-34.
YANG Qiang, CAI Huaxiang, YAN Minghui, et al. Design and application of electricity market mechanism for Yunnan based on theory of incentive compatibility and game in depth[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(24): 27-34.
- [21] 聂涌泉, 顾慧杰, 彭超逸, 等. 激励性含风电竞标日前市场出清电价机制的建模[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(19): 25-34.
NIE Yongquan, GU Huijie, PENG Chaoyi, et al. Research on modeling the incentive electricity pricing mechanism in day-ahead electricity market clearing containing wind power bidding[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(19): 25-34.
- [22] CHAUDHARI, SUYOG, et al. In-stream turbines for rethinking hydropower development in the Amazon basin[J]. Nature Sustainability, 2021, 4(8): 680-687.
- [23] MORENO R, BARROSO LA, RUDNICK H, et al. Auction approaches of long-term contracts to ensure generation investment in electricity markets: lessons from the Brazilian and Chilean experiences[J]. Energy Policy, 2010, 38(10): 5758-5769.
- [24] BARROSO LA, RUDNICK H, MORENO R, et al. Ensuring resource adequacy with auctions of options and forward contracts[C] // Proceedings of 2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting, June 24-28, 2007, Tampa, FL, USA: 1-6.
- [25] 张钧钊, 姜欣, 段世杰, 等. 虚拟电站参与电-碳联合市场运行的竞价策略研究[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(11): 108-118.
ZHANG Junzhao, JIANG Xin, DUAN Shijie, et al. Bidding strategy for a virtual power plant to participate in the power-carbon joint market[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(11): 108-118.
- [26] HU Chunchao, CAI Zexiang, ZHANG Yanxu, et al. A soft actor-critic deep reinforcement learning method for multi-timescale coordinated operation of microgrids[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2022, 7(3): 423-432.
- [27] 张延宇, 饶新朋, 周书奎, 等. 基于深度强化学习的电动汽车充电调度算法研究进展[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(16): 179-187.
ZHANG Yanyu, RAO Xinpeng, ZHOU Shukui, et al. Research progress of electric vehicle charging scheduling algorithms based on deep reinforcement learning[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(16): 179-187.
- [28] 程雄, 程哲, 钟浩, 等. 计及大小水电发电权交易的风险调度分析[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(7): 40-52.
CHENG Xiong, CHENG Zhe, ZHONG Hao, et al. Risk scheduling analysis considering generation rights trade between large and small hydropower plants[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(7): 40-52.
- [29] 昆明电力交易中心. 云南电力市场 2022 年运行总结 2023 年预测分析报告[EB/OL]. [2023-02-17]. <https://www.kmpex.com/#/news/1626218543697760256>
Kunming Power Exchange Center. Summary of the operation of Yunnan electricity market in 2022 and the 2023ForecastAnalysisReport[EB/OL]. [2023-02-17]. <https://www.kmpex.com/#/news/1626218543697760256>

收稿日期: 2023-07-31; 修回日期: 2023-01-04

作者简介:

程雄(1986—), 男, 博士, 副教授, 研究生导师, 研究方向为大规模水电站群发电优化调度等; E-mail: chengandxiong@163.com

冯佳(1997—), 女, 硕士研究生, 研究方向为电力市场。E-mail: 871762572@qq.com

(编辑 许威)