

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.220857

计及大小水电发电权交易的风险调度分析

程雄^{1,2}, 程哲³, 钟浩³, 李咸善³, 李文武³

(1. 梯级水电及新能源运行与控制湖北省重点实验室(三峡大学), 湖北 宜昌 443002; 2. 三峡大学水利与环境学院, 湖北 宜昌 443000; 3. 三峡大学电气与新能源学院, 湖北 宜昌 443000)

摘要: 大小水电发电权交易是提高水电上网率和解决弃水窝电问题的有效途径之一。然而在双边协商交易模式下, 如何匹配交易对象和合理分配年度交易电量一直困扰着水电富集电力市场。为此, 构建了一种计及大小水电发电权交易的交易对象选择与风险评估双层模型。首先根据发电权交易中收益、成本等因素确定大水电选择交易对象的指标, 用熵权法算出每个指标的权重, 综合考虑所有指标的影响并选出最优交易对象。然后根据大水电报价对交易份额的影响, 参考计量经济学中市场需求函数建立大水电竞价模型。最后根据 CVaR 和夏普比率来确定最优合约、现货和发电权交易电量的比例。以我国西南某地区水电站群为研究对象进行实例分析。结果表明, 构建的模型能够减少小水电弃水, 并在减少风险的前提下, 使大水电的收益保持在一个较高的水平, 对大水电参与发电权交易和分配电量有重要意义。

关键词: 电力市场; 发电权交易; 风险建模; 电量分配

Risk scheduling analysis considering generation rights trade between large and small hydropower plants

CHENG Xiong^{1,2}, CHENG Zhe³, ZHONG Hao³, LI Xianshan³, LI Wenwu³

(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 443000, China; 3. College of Electrical Engineering and New Energy, China Three Gorges University, Yichang 443000, China)

Abstract: Generation rights trading (GRT) of dam-type hydropower plants (known as large plants) and runoff hydropower plants (known as small plants) is one of the effective ways to improve the hydropower grid access rate and solve the problem of water spillage and excess local power generation. However, how to choose trading partners and allocate annual electricity in a bilateral negotiation is always a problem. Therefore, a bi-level model for trading partners selection and risk evaluation considering the GRT between large plant and small plants is proposed. First, from the income, cost and other factors in the GRT, the indices of large plant's trading partners can be determined. Then considering the impact of all indicators the best trading partner will be selected. Then, from the impact of a large plant's bidding price on the trading share, we refer to the market demand function in econometrics. Then the bidding model of a large plant can be established. Finally, the proportion of the optimal contract, spot and GRT quantity can be determined by CVaR and the Sharpe ratio. The method is applied to the cascaded hydropower plants located in southwest China. The results indicate that the proposed model can reduce the spill of small plants, and keep the profit of a large plant at a high level while reducing risk. It becomes of significance for a large plant to participate in GRT and power allocation.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. 51909133 and No. 51609124).

Key words: power market; generation rights trade; risk modeling; electricity allocation

0 引言

发电权交易是指以节能减排和互利共赢为目标

基金项目: 国家自然科学基金项目资助(51909133, 51609124);
湖北省教育厅科学技术研究重点项目资助(D20211205)

的合同电量有偿出让和买入的行为^[1], 它与碳排放权交易^[2]类似, 是我国能源结构向清洁能源转变的重大措施。大小水电发电权交易可以利用调节性能好、年发电量和调节库容大的大水电, 与调节性能差的小水电按照双边协商方式买卖部分合同电量, 能够有效地解决小水电弃水窝电问题, 同时为大水

电带来超额收益。但受限于来水量和电价不确定性、装机容量和调节性能差异等因素,大小水电在双边协商模式下面临着如何确定交易对象、如何建立竞价模型、如何分配交易电量等难题,因此市场环境下如何实现大小水电发电权交易是水电富集电网亟待解决的理论与实践难题。

近年来,国内外学者广泛关注大小水电发电权交易问题,例如:1)大小水电发电权交易机制和模式,如联合交易模式^[3]、委托代理模式^[4]和期权交易模式^[5]等。上述研究主要是在多轮报价、排序、筛选出最终交易对象的撮合模式下进行,较少涉及需要自主选择交易对象的双边协商模式。2)大小水电发电权交易中的竞价问题,如供需平衡竞价^[6]、高低匹配竞价^[7]和动态博弈竞价^[8],研究内容主要集中在预测交易双方的报价底线或提高谈判效率从而指定报价曲线,较少考虑报价高低对交易量和交易成败的影响。3)发电商的决策风险问题,如综合考虑联合电站的风险^[9]、优化风险度量方法^[10]和改进发电商远期交易决策^[11],但考虑的风险主要是市场风险,较少考虑来水不确定性风险因素。

本文从大水电(发电商)的角度出发,以双边协商模式为背景,构建一种考虑交易对象选择与交易风险评估的大小水电发电权交易模型。该模型分两层:上层为大水电最优交易对象选择模型,首先利用蒙特卡洛法模拟大小水电来水过程,然后根据装机容量、市场份额、来水互补、网损成本和调节能力5个指标,用熵权法评选出最优的大小水电组合;下层为大水电年度电量分配模型,以上述最优组合为交易双方,参考计量经济学中市场需求函数建立大水电竞价模型,并采用对数需求关系模拟大水电报价与交易电量函数关系式。最后根据大水电夏普比率来确定最优合约、现货和发电权交易电量三者比例,同时对发电权交易中大水电的防洪风险进行分析。通过实例分析,结果表明所提出的模型能够减少小水电弃水,并在一定风险范围内能够提高大水电收益。

1 大水电最优交易对象选择模型

对于合约市场而言,大小水电站在年初就要根据自身多年平均发电情况,大致预估出各自今年的发电量,然后在市场完成签约。然而,由于径流存在很强的不确定性,进入本年度后大小水电利用各自径流预测模型,重新评估了本年度的发电量。当发现大水电预测来水偏枯,而小水电站群预测来水偏丰时,若依然按年初合约执行,大水电的年末水位可能会持续走低,而小水电则面临着弃水风险,

因此大小水电均有意愿参与发电权交易市场,以避免自身利益受损。

基于上述假设背景,本文建立了大小水电发电权交易最优交易对象选择与风险评估的双层模型,重点研究大水电如何在多个小水电站群之间选择交易对象以及如何确定合约、现货、发电权交易市场的电量。本节主要详细阐述大水电最优交易对象选择的建模与求解过程。

1.1 评估大小水电发电能力

一般而言,大小水电年前就已经签订了部分中长期合约。但由于中长期来水存在很大不确定性,大小水电很可能无法完全履约或者履约过程中水资源不能被高效利用。如大水电实际来水较少导致年末水位下降过快,耗水率大大增加;小水电实际来水较多面临较大的弃水压力,此时大小水电均有意愿参与发电权交易市场,以避免自身利益受损。因此,模拟不同频率的来水过程对评估大小水电能力及发电权交易具有重要意义。本文采用蒙特卡洛法模拟大小水电站来水过程,主要步骤如下所述。

1) 计算各电站多年平均流量 \bar{r} 和标准差 δ 。

$$\begin{cases} \bar{r} = \frac{\sum_{j=1}^J \bar{r}_j}{J} \\ \delta = \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^J (\bar{r}_j - \bar{r})^2}{J}} \end{cases} \quad (1)$$

式中: J 为年份总数; j 为年份编号; \bar{r}_j 为第 j 年的年平均流量, m^3/s 。

2) 根据水电站历史径流,计算电站 a、b 所处流域的历史来水相关系数 ρ^* ,生成两个独立的标准正态分布 ε_1 、 ε_2 ,得到服从大小水电站历史来水相关性的正态分布 ε_3 、 ε_4 。

$$\begin{cases} \sin 2\theta = \rho^* \\ \varepsilon_3 = (\cos \theta)\varepsilon_1 + (\sin \theta)\varepsilon_2 \\ \varepsilon_4 = (\sin \theta)\varepsilon_1 + (\cos \theta)\varepsilon_2 \end{cases} \quad (2)$$

式中, θ 表示某个角度值。

3) 模拟电站 a、b 本年度年平均流量 $\bar{r}_{\varepsilon,a}$ 、 $\bar{r}_{\varepsilon,b}$,这样处理后的电站保留了它们的来水相关性。

$$\begin{cases} \bar{r}_{\varepsilon,a} = \bar{r}_a + \varepsilon_3 \delta_a \\ \bar{r}_{\varepsilon,b} = \bar{r}_b + \varepsilon_4 \delta_b \end{cases} \quad (3)$$

式中: \bar{r}_a 、 \bar{r}_b 分别为电站 a、b 多年平均流量; δ_a 、 δ_b 为电站 a、b 多年平均流量标准差。

4) 根据模拟得到的各电站年平均流量 \bar{r}_{ε} ,对照电站历史径流表,选择与 \bar{r}_{ε} 最接近的历史年平均流

量 \bar{r}^* ，根据该年的月平均流量 \bar{r}_i^* 占年平均流量 \bar{r}^* 的比例，计算模拟的月平均流量，如式(4)所示。

$$\bar{r}_{\varepsilon,i} = \bar{r}_{\varepsilon} \frac{\bar{r}_i^*}{\bar{r}^*}, \quad i=1,2,\dots,12 \quad (4)$$

式中： $\bar{r}_{\varepsilon,i}$ 为模拟的月平均流量， m^3/s ， i 为月份； \bar{r}_{ε} 为模拟的年平均流量， m^3/s ； \bar{r}^* 为与 \bar{r}_{ε} 最接近的历史年平均流量， m^3/s ； \bar{r}_i^* 为该历史年第 i 月的月平均流量， m^3/s 。

通过上述方法模拟随机来水，用考虑弃水惩罚的发电量最大模型评估大、小水电的年度最大发电量。比较该发电量与年初签订的中长期合约电量，若大水电预测电量小于合约电量而小水电预测电量大于合约电量，则大水电可以将部分合约电量发电权卖给小水电，以避免小水电弃水损失，而大水电既可以获得发电权交易的额外收益，还可以通过少发电抬高发电水头，提高发电效率，从而实现双赢。

1.2 大水电最优交易对象选择指标

目前发电权交易模式主要分为集中撮合和双边协商两种^[12]。双边协商模式由于自主性强、具有较强的操作性和适应性等优点而被广泛应用。然而，双边协商交易不能通过多轮报价、排序，筛选出最终交易对象，而是需要交易双方自主选择交易对象。为此，本文从大水电角度出发，本着互利共赢的基本思想，综合考虑多个指标，在众多梯级小水电站群中选择合适的交易对象。其中装机容量在一定程度上反映了电站发电能力，当小水电群的装机容量较小时，意味着发电权交易额也较小，装机容量一定的前提下，小水电市场份额越小，意味着小水电超发合同电量越大，小水电的发电权交易额和潜力也越大。本文小水电的市场份额采用电站签订的年度合同电量来表示(假设小水电只参与合约市场)，通过比较各小水电年前签订的合同来比较其市场份额的大小(本文暂不考虑大水电站与多个小水电站群分散交易情形)。

$$\begin{cases} G_{\text{sum}} = \sum_{k=1}^K G_k \\ Q_c - Q_c = Q_{\text{cf}} \end{cases} \quad (5)$$

式中： k 为电站编号； K 为电站总数； G_k 表示编号为 k 的小水电装机容量； G_{sum} 为小水电群的总装机容量； Q_c 、 Q_c 分别为小水电群根据年后来水模拟的最大发电量、小水电群本年度签订的合同电量(市场份额)，文中根据电站多年平均发电量假定市场份额； Q_{cf} 为超发合同电量。装机容量指标可以反映 Q_c ，当 Q_c 不变时，市场份额 Q_c 越小，超发合同电

量 Q_{cf} 越大，表示小水电进行发电权交易的意愿越强。下面重点介绍其他3种指标。

1.2.1 来水互补性指标

当大水电年初预计是丰水年时，通过市场交易获得了较多市场份额，但实际交易后，因来水不足可能导致水位持续走低。若能将一部分市场份额通过发电权交易出去，既能获得部分交易收益，还能避免水库低水位运行。此时，最理想的交易对象是来水较丰但市场份额较小的小水电站群，因此通过来水相关性反映大小水电的来水互补性情况。这种来水相关性主要体现在来水总量的年径流量和来水均衡性的月径流过程两个方面。

1) 大、小水电年径流量相关性。统计大小水电模拟径流在各自历史径流中的排位，即大、小水电来水频率 P_B 、 P_S ，然后计算大小水电年径流总量的相关系数 ρ_a 。

$$\rho_a = \frac{[(P_B - \mu_B)(P_S - \mu_S)]}{\delta_B \delta_S} \quad (6)$$

式中： μ_B 、 μ_S 分别为大、小水电历年来水频率平均值； δ_B 、 δ_S 分别为大、小水电历年来水频率标准差。

2) 大、小水电月径流过程相关性。

$$\rho_b = \frac{\sum_{i=1}^{12} (\bar{R}_{\varepsilon,i} - \bar{R}_{\varepsilon})(\bar{r}_{\varepsilon,i} - \bar{r}_{\varepsilon})}{\sqrt{\sum_{i=1}^{12} (\bar{R}_{\varepsilon,i} - \bar{R}_{\varepsilon})^2} \sqrt{\sum_{i=1}^{12} (\bar{r}_{\varepsilon,i} - \bar{r}_{\varepsilon})^2}} \quad (7)$$

式中： $\bar{R}_{\varepsilon,i}$ 、 $\bar{r}_{\varepsilon,i}$ 分别为大、小水电模拟的第 i 月平均流量， m^3/s ； \bar{R}_{ε} 、 \bar{r}_{ε} 分别为大、小水电模拟的年平均流量， m^3/s ； ρ_b 为大小水电月径流相关系数。

3) 大小水电来水综合相关性。

$$\rho_c = \frac{\rho_a + \rho_b}{2} \quad (8)$$

式中： ρ_c 为大小水电来水综合相关系数。当 $\rho_c > 0$ 时，说明大小水电来水呈正相关，该值越大说明大小水电来水互补性越差；当 $\rho_c < 0$ 时，说明大小水电来水呈负相关，该值越小说明大小水电来水互补性越好；当 $\rho_c = 0$ 时，说明没有线性关系。

1.2.2 交易网损成本指标

由于发电权交易改变了电网原有的潮流分布，加重了电网输电网损，从而导致交易成本增加^[13-14]，这部分网损主要由变压损耗和线路损耗两部分组成。假设整个变压过程中，各大小水电经历的变压等级和变电层数相同，则在输电容量相同的情况下，各大小水电间的变压损耗是相同的，区别在于线路损耗，由于线损与电力运输距离成正比，因此，采用电力运输距离来间接反映交易网损成本。

$$\begin{cases} C = Q_3 \bar{L} \lambda P_3 \\ \bar{L} = \frac{\sum_{k=1}^K L_k}{K} \end{cases} \quad (9)$$

式中: C 为小水电群到主网的线损, 元; \bar{L} 为小水电群到主网平均距离, km; L_k 为当前小水电站到主网的距离, km; λ 为输电距离 \bar{L} 下高压输电的线损率; P_3 为大水电在发电权市场中的交易电价, 元/kWh; Q_3 为发电权交易电量, kWh。

1.2.3 库容调节能力指标

用库容调节系数来反映水库调节能力, 它是调节库容与水库多年平均径流量的比值。对于大水电来说, 该比值越大说明水库调蓄径流的能力越强, 调节性能越好, 越不容易弃水, 进行发电权交易的可能性和潜力越大。对于小水电站群来说, 其综合库容调节系数越小, 弃水风险越大, 希望购买发电权来避免弃水的意愿越强。

$$\begin{cases} \phi_k = \frac{V_k}{r_k} \\ \bar{\phi} = \frac{\sum_{k=1}^K V_k \phi_k}{K} \end{cases} \quad (10)$$

式中: ϕ_k 为第 k 个小水电站的调节库容系数; V_k 为第 k 个小水电站的调节库容, m^3 ; r_k 为小水电站 k 多年平均入库径流量, m^3 ; $\bar{\phi}$ 为小水电群综合库容调节系数; V 为所有小水电站的调节库容总和, m^3 。

1.3 求解大水电最优交易对象

根据以上 5 种评价指标, 最后采用熵权法计算各个候选交易对象综合评分, 其中装机容量为正向指标, 其余为负向指标。其详细计算步骤如下所述。

1) 指标数据归一化处理。由于各指标单位不统一, 在计算综合指标前要先进行归一化处理, 即把指标的绝对值转化为相对值, 以解决各项不同指标的同质化问题, 同时为了避免求熵值时出现对数无意义的情况(如 $\ln 0$), 对每个 0 值进行非负平移, 正向指标和负向指标归一化处理公式如式(11)所示。

$$F'_{k,t} = \begin{cases} \frac{F_{k,t} - \text{Min}(F_{k,t})}{\text{Max}(F_{k,t}) - \text{Min}(F_{k,t})} \text{ (对正向指标)} \\ \frac{\text{Max}(F_{k,t}) - F_{k,t}}{\text{Max}(F_{k,t}) - \text{Min}(F_{k,t})} \text{ (对负向指标)} \end{cases} \quad (11)$$

式中: $F'_{k,t}$ 为处理后的数据; t 为指标编号; $F_{k,t}$ 为第 k 个电站第 t 个指标的数值。

2) 计算在第 t 个指标下, 电站 k 的指标数据 $F'_{k,t}$

占整个指标的比例。

$$P_{k,t} = \frac{F'_{k,t}}{\sum_{k=1}^K F'_{k,t}} \quad (12)$$

式中: $P_{k,t}$ 为第 t 个指标下, 第 k 个电站占整个指标的比例。

3) 计算指标熵值和差异系数: 第 t 项指标的差异系数 d_t 取决于该指标的信息熵 e_t 与 1 之间的差值, 它的值直接影响权重大小。指标信息的差异系数越大, 对评价的重要性就越大。

$$\begin{cases} e_t = -\sum_{k=1}^K (P_{k,t} \ln(P_{k,t})) / \ln(K) \\ d_t = 1 - e_t \end{cases} \quad (13)$$

4) 计算指标权重和电站综合评分。

$$\begin{cases} w_t = \frac{d_t}{\sum_{t=1}^v d_t} \\ z_k = \sum_{t=1}^v w_t F'_{k,t} \end{cases} \quad (14)$$

式中: w_t 、 z_k 分别为第 t 项指标的权重、第 k 个电站的综合评分; v 为指标总数。

2 大水电年度电量分配模型

2.1 目标函数

一般而言, 利润高的市场往往风险也很大, 如何协调风险与收益, 在合约、现货、发电权交易市场中合理分配电量, 对大水电规避风险和提高收益意义重大。现代投资理论表明, 夏普比率可以综合考虑风险和收益因素, 为决策者提供最优投资组合^[15-16], 夏普指数越高, 表明单位风险所获得的收益越高, 交易效率也越高, 因此本文以夏普比率最大为目标来分配大水电的年度电量。

$$\begin{cases} \text{Max } S_p = \frac{\bar{S}}{C_{\text{VaR}}} \\ \bar{S} = \bar{S}_1 + \bar{S}_2 + \bar{S}_3 + \bar{S}_4 - C \end{cases} \quad (15)$$

式中: S_p 为大水电的夏普比率; S 表示大水电的总收益, 元; \bar{S} 表示大水电收益的均值; C_{VaR} 表示大水电的风险, 元; S_1 、 S_2 、 S_3 分别表示大水电在合约市场、现货市场、发电权交易市场的收益; S_4 表示大水电潜在的蓄能收益, 即大水电参与发电权交易而增加的蓄能; \bar{S}_1 、 \bar{S}_2 、 \bar{S}_3 、 \bar{S}_4 分别表示其收益的期望值; C 为交易成本, 元。

2.2 约束条件

本文的侧重点是求解大水电在发电权交易市场

的收益 S_3 ，下面主要列出该方面的约束条件。

1) 发电权交易电价约束

$$P_{3,\min} \leq P_3 \leq P_{3,\max} \quad (16)$$

式中， $P_{3,\max}$ 、 $P_{3,\min}$ 为 P_3 的上、下限，该约束旨在限定发电权交易电价波动范围。

2) 发电权交易电量约束

$$0 < Q_3 \leq (Q_c - Q_e) \quad (17)$$

若 $Q_c > Q_e$ ，表明小水电站群发完年度合同电量后，仍然有多余电量，如果这部分多余电量不参与市场交易，会面临被弃掉风险，可以将这部分电量与大水电进行发电权交易以避免弃水，本文假定 $Q_c > Q_e$ 。由于本文研究的交易主体为大水电，因此简化了小水电的年度电量结构，假定小水电只参与合约市场，现货市场电量占年前预测电量比例为 0。

3) 大水电市场电量比例总和约束

$$r_1 + r_2 + r_3 = 1 \quad (18)$$

式中， r_1 、 r_2 、 r_3 分别为合约、现货、发电权交易市场电量所占电站年度总电量的比例，%。

4) 大水电市场电量总和约束

$$Q_1 + Q_2 + Q_3 = Q_a \quad (19)$$

式中： Q_a 为大水电年度发电量，kWh； Q_1 、 Q_2 、 Q_3 分别为大水电在合约、现货、发电权交易市场投入的电量，kWh。

5) 大水电发电权交易市场收益约束

$$S_3 = P_3 Q_3 \quad (20)$$

式中， S_3 表示大水电在发电权交易市场的收益。

2.3 求解发电权交易电价与电量函数关系

在合约、现货市场中，电站通常直接与电网进行交易。然而，发电权交易市场的交易主要发生在发电商之间，市场电价不够透明^[17]，难以得到该市场历史电价情况。本文参考计量经济学中的市场需求函数，拟合发电权交易电价与电量的函数关系。

2.3.1 求解大水电发电权交易电价 P_3 范围

一般来说，本月度或本交易周期的发电权交易通常在上个月申报和进行，大水电通过发电权交易，在前一个月转让给小水电站群一部分月度合同电量，供其在次月多发电。完成交易后，交易的合同电量需要分解到后续时段，假设小水电群按每日来水量的多少将交易的月度合同电量分解到每一天，其投入日前现货市场获利，并将部分收益补偿给大水电，即大水电在发电权交易市场的获利为

$$S_{bc} = \alpha P_2 Q_3 \quad (21)$$

式中： S_{bc} 为小水电在发电权交易中补偿给大水电的收益，该收益是由小水电超发电量并投入现货市场（电价为 P_2 ）得到的； α 为小水电群给大水电的补偿比例，本文按平等对半的原则，取 50%。

联立式(20)可得发电权交易电价 $P_3 = \alpha P_2$ 。由于现货电价的不确定性，设现货电价 P_2 服从正态分布 $P_2 \sim N(\bar{P}_2, \delta_2^2)$ ，可以得到发电权交易电价 P_3 的上下限，如式(22)所示。

$$\begin{cases} P_{3,\max} = \alpha(P_2 + 2\delta_2) \\ P_{3,\min} = \alpha(P_2 - 2\delta_2) \end{cases} \quad (22)$$

2.3.2 拟合发电权交易电价与电量函数关系

当大水电报价提高时会使得小水电群的交易意愿降低，导致交易量减少，这种交易量随着交易价格增加而减少的变化趋势，类似于经济学中的市场需求弹性函数，表示价格变动对交易量的反应程度。本文采用应用较为广泛的对数需求函数^[18]来描述发电权市场中交易价格与交易量之间关系，如式(23)所示。

$$\ln P_3 = g + h \ln Q_3 \quad (23)$$

式中： h 表示价格弹性^[19]，表示报价每提高 1%，交易量会下降多少； g 和 h 为待求参数。 g 和 h 的计算步骤如下：

1) 根据式(23)绘制 $P_3 - Q_3$ 曲线示意图，如图 1 所示。设该曲线的始、末两点分别为 m 、 n 。

2) 联立式(17)和式(22)的边界值，可得 m 、 n 两点坐标($Q_{3,\min}$ 可取一个较小值，如 0.01)，将 m 、 n 两点坐标代入式(23)中，即可得待求参数 g 、 h 。

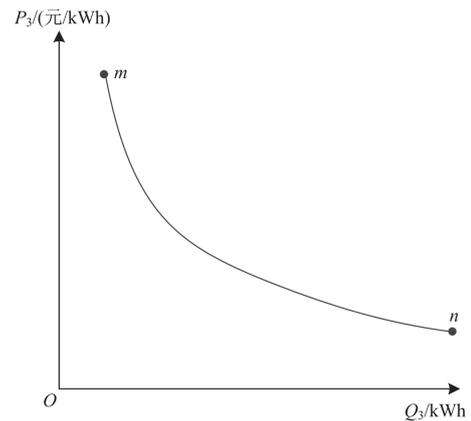


图 1 $P_3 - Q_3$ 曲线示意图

Fig. 1 Schematic diagram of $P_3 - Q_3$ curve

2.4 求解大水电年度综合收益

由目标函数可知，大水电年度收益由 5 个部分组成，由于在 2.3 节中已得到发电权交易电价与电量的函数关系式，联立式(20)可求解发电权交易市

场收益 S_3 , 下面重点介绍其余 4 个部分的求解过程。

2.4.1 求解合约市场收益 S_1 与现货市场收益 S_2

在合约和现货市场中, 电站通常直接与电网进行交易, 因此合约市场与现货市场的电价 P_1 、 P_2 较为公开透明, 通过上网查询可得到合约市场电价的均值 \bar{P}_1 和标准差 δ_1 、现货市场电价的均值 \bar{P}_2 和标准差 δ_2 。假设两市场电价以它们的平均值和标准差为参数服从正态分布 $P_1 \sim N(\bar{P}_1, \delta_1^2)$ 、 $P_2 \sim N(\bar{P}_2, \delta_2^2)$, 即可得到合约、现货市场电价的波动情况, 从而得到两市场的收益为

$$\begin{cases} S_1 = P_1 Q_1 \\ S_2 = P_2 Q_2 \end{cases} \quad (24)$$

2.4.2 求解大水电蓄能收益 S_4

在发电权交易中, 大水电有偿转让给小水电一部分发电合同, 并凭借自身的空闲调节库容, 把这部分发电用水储存起来, 该蓄能增加的直接原因是大水电把发电份额(水量即电量)出售了, 由于大水电会在下次将这部分蓄电量投入合约市场, 本年度并不投入市场中, 因此大水电潜在的蓄能收益 S_4 为

$$S_4 = \bar{P}_1 Q_r \quad (25)$$

式中: \bar{P}_1 表示合约市场的平均电价; Q_r 表示大水电因发电权交易所产生的蓄能电量。

2.4.3 求解发电权交易成本 C

发电权交易成本 C 主要为交易时所产生的网损成本, 通常由交易双方均摊, 如式(26)所示。

$$\begin{cases} C = \frac{1}{2}(C_1 + C_2) \\ C_1 = Q_3 \bar{L} \lambda P_3 \\ C_2 = \sum_{z=1}^Z Q_3 \lambda_z P_3 \end{cases} \quad (26)$$

式中: C_1 表示输电线路损耗; C_2 表示变压损耗; Z 为电站到换流站经历的总变压次数; z 为变压层编号; λ_z 为变压器的变压损耗率。

2.4.4 求解大水电年综合收益 S

根据大水电各部分收益、成本, 可得大水电年度收益 S 的表达式为

$$S = Q_a [r_1 \bar{P}_1 + r_2 \bar{P}_2 + Q_r \bar{P}_1 + r_3 P_3] - \frac{P_3}{2} (Q_3 \bar{L} \lambda + \sum_{z=1}^Z Q_3 \lambda_z) \quad (27)$$

大水电发电收益由 5 部分组成, 其中发电权交易市场电价由 2.3 节确定, 可视为一种无风险市场, 而大水电的交易成本 C 和蓄能收益 S_4 不受合约、现货市场电价波动的影响, 也可视为无风险市场。因此, 本文市场风险主要来自于合约与现货市场电价

波动。将合约、现货市场平均电价代入式(27), 可得大水电年度收益的均值 \bar{S} 为

$$\bar{S} = Q_a [r_1 \bar{P}_1 + r_2 \bar{P}_2 + Q_r \bar{P}_1 + r_3 P_3] - \frac{P_3}{2} (Q_3 \bar{L} \lambda + \sum_{z=1}^Z Q_3 \lambda_z) \quad (28)$$

2.4.5 求解大水电的风险 C_{VaR}

条件风险价值(CVaR)^[20]是风险价值(VaR)^[21]的修正方法, 代表着损失超过 VaR 临界值时风险的平均值, 能更好地反映极端情况和尾部风险^[22]。

采用蒙特卡洛法模拟合约、现货市场的电价 N 次, 得到 N 种情形下的收益 $S^1, S^2, S^3, \dots, S^N$, 将收益序列按从小到大排列, 设定置信度为 β , 则收益的累计分布图如图 2 所示, 大水电的风险价值 V_{aR} 为

$$V_{\text{aR}} = \bar{S} - S^q \quad (29)$$

式中, S^q 表示大水电收益的累计分布函数等于 $1 - \beta$ 时的收益。

由式(29), 可得大水电的条件风险价值 C_{VaR} 为

$$C_{\text{VaR}} = V_{\text{aR}} + \frac{1}{N(1 - \beta)} \sum_{n=1}^N [\bar{S} - S^n - V_{\text{aR}}]^+ \quad (30)$$

式中: N 表示模拟总次数; n 表示当前模拟情景的编号; β 表示置信度; S^n 表示大水电在当前情形下的收益; $[\bar{S} - S^n - V_{\text{aR}}]^+$ 表示 $\max\{0, \bar{S} - S^n - V_{\text{aR}}\}$ 。

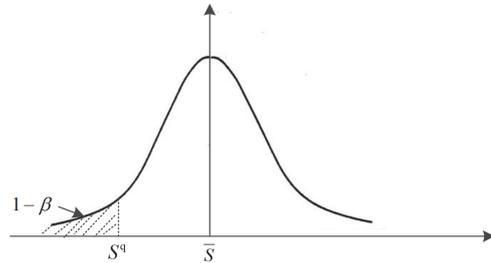


图 2 大水电收益的累计分布图

Fig. 2 Cumulative distribution of big plant's revenues

2.5 求解目标函数

综上, 可得到大水电夏普比率 S_p 的表达式为

$$S_p = \frac{Q_a [r_1 \bar{P}_1 + r_2 \bar{P}_2 + Q_r \bar{P}_1 + r_3 P_3] - \frac{P_3}{2} (Q_3 \bar{L} \lambda + \sum_{z=1}^Z Q_3 \lambda_z)}{C_{\text{VaR}}} \quad (31)$$

决策变量为现货市场电量所占年度发电量的比例 r_2 、合约与现货市场相关系数 ρ , 改变以上决策变量, 使目标函数 S_p 达到最大。具体步骤如下。

步骤一: 现化市场相关系数范围为 $\rho < 1$, 设置初始值 $\rho = 0.1$ 。

步骤二: 根据小水电群的预测来水和签订的合

约电量，得到小水电群的弃水电量，结合大水电年度电量 Q_a 从而得到大水电发电权交易电量比例 r_3 的范围及其最大值 $r_{3,max}$ ，设置 r_3 的初值为 0%。

步骤三：增加 r_3 ，步长为 0.1%。

步骤四：从 0% 增加大水电现货电量比例 r_2 ，步长为 0.1%，则合约市场电量比例 $r_1 = 1 - r_2 - r_3$ ，计算所有情形下大水电的夏普比率和市场风险。

步骤五：返回步骤三，改变 r_3 ，直到计算完所有情形。

步骤六：分别记录最大夏普比率、最小风险和各情形下大水电合约、现货、发电权交易电量比例。

步骤七：改变市场相关系数 ρ ，步长为 0.1，增加一个步长，返回步骤三，直至计算完所有情形。目标函数求解流程图见附录 A 图 A1 所示。

3 实例分析

3.1 工程背景

我国西南地区某省水能资源丰富，水电装机容量占全省总装机容量的 71.4%。自 2014 年起，该省开始出现较为严重的水电弃水，近年来，该省通过开展发电权交易来解决省内弃水问题已成为常态。为了验证本文方法的有效性，本节将选取该省内多个大小水电群进行分析。

大水电选择 X 和 Y 为分析对象，两个大电站都具有年调节以上的调节能力，调蓄能力强；小水电站(群)选择 c、d、e、f，它们的特点是调节库容小，弃水风险高。从两个方面开展实例分析，首先，以 X、Y 两个大电站为交易主体，利用 1.2 节和 1.3 节方法分别从上述 4 个小水电站(群)中选出最优的小水电交易对象；其次，以大水电 X 为研究对象，对其年度电量分配策略进行分析和比较。

为开展本文研究，还需作如下假设：1) 为计算大水电的收益与风险，根据文献[23]假设合约市场电价均值为 272 元/MWh、标准差为 56 元/MWh，现货市场电价均值为 320 元/MWh、标准差为 99.2 元/MWh；2) 根据各小水电群多年平均发电量，设本年度初各小水电群签订的合同电量如下：水电群 c 为 9.07 亿 kWh，水电群 d 为 17.6 亿 kWh，水电群 e 为 54.39 亿 kWh，水电站 f 为 39.72 亿 kWh。各电站参数见附录 A 表 A1。

3.2 大水电发电权交易对象的选择和分析

以大水电 X 为交易主体，从梯级水电群 c、d、e 和水电站 f 中选择合适的交易对象，根据 1.3 节指标权重计算步骤进行计算，最终得到大水电 X 的最优交易对象，如图 3(a)所示。大水电 X 的最优交易

对象为梯级电站群 e，原因在于小水电群 e 的装机容量最大、调节能力最弱，大大提高了电站群 e 的综合评价；电站 f 虽然在调节性能、装机容量上与小水电群 e 相差无几，但电站 f 与大水电 X 属于同一流域，很大程度上降低了它们之间的来水互补能力，而来水互补指标在大水电 X 的交易对象里所占权重较大，为 24.1%，因此降低了电站 f 在大水电 X 交易对象中的评分。

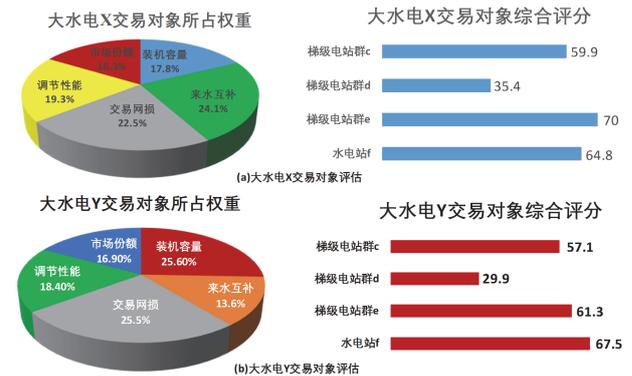


图3 指标权重和交易对象的综合评价

Fig. 3 Index weight and comprehensive evaluation of trading partner

由于本文选取的各小水电群的装机容量都不相同，装机容量和市场份额大的小水电群签订合约电量和超发合同电量都比较大，没有在同等装机容量的条件下比较，因此本文选取的小水电群并未明显地反映市场份额指标的对发电权交易的影响。

图 3(b)为大水电 Y 的评估结果，可见大水电 Y 在选取最优交易对象时各指标所占权重与大水电 X 并不相同，原因在于大水电 X 和 Y 的库容、装机容量等自身情况有所差异，在选择合适的交易对象时，对各指标重视程度也有所不同。大水电 X 和大水电 Y 最优交易对象分别是梯级水电站群 e 和电站 f，说明大水电在选择交易对象时，各电站之间的参数差异会对最优交易对象产生影响，不同大水电对交易对象选择可能不同。在下面的实例分析中，将以大水电 X 与小水电群 e 为研究对象进行分析。

3.3 各发电权交易对象的夏普比率分析

为验证 3.2 节中最优交易对象的评估方法是否有效，本节将计算大水电 X 与所有交易对象的交易结果，如图 4 所示。

由图 4 可知，在各市场相关性下，夏普比率 S_p 从高到低排序分别为大水电 X 与 e、f、c、d 进行交易(图中阴影部分)，与 3.2 节中大水电 X 最优交易对象评估结果一致。说明大水电在选择小水电群进行发电权交易时，可以先依据 3.2 节中的评估方法

对小水电群进行初筛, 初步得到交易对象选择范围, 然后采用夏普比率为目标, 综合考虑风险和收益因素对初筛的小水电群进行最终的选择。

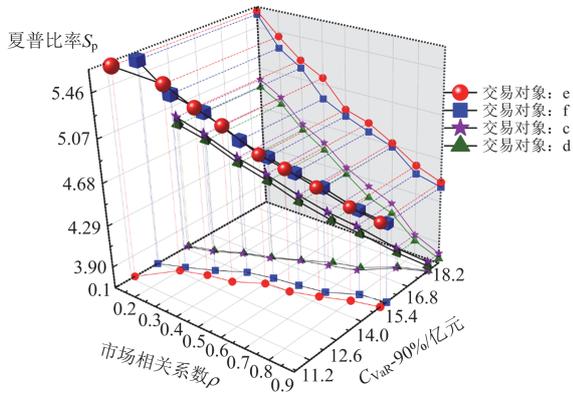


图 4 大水电 X 与所有交易对象交易结果

Fig. 4 Transaction results between plant X and all partners

3.4 大小水电水文补偿与大水电防洪风险分析

根据考虑弃水惩罚的发电量最大模型模拟大小水电的年发电量, 其结果如下: 大水电 X 年发电量为 241.27 亿 kWh; 梯级水电站群 c、d、e 和电站 f 的年发电量分别为 10、19.2、57.77、42.05 亿 kWh, 减去各小水电站群年合同电量, 可得梯级水电站群 c、d、e 和电站 f 年弃水电量分别为 0.93、1.6、3.39、2.33 亿 kWh, 分别占大水电 X 年度电量的 0.4%、0.7%、1.4%、1%。

为分析水电调节性能对大小水电水文补偿的影响, 以及参与发电权交易是否会对大水电产生防洪风险, 本节针对大水电 X 与小水电群 e 交易时, 对大小水电根据年前预测来水和年后模拟来水, 利用考虑弃水惩罚的发电量最大模型分别模拟梯级小水电群 e 的调度过程, 如图 5 和表 1 所示。

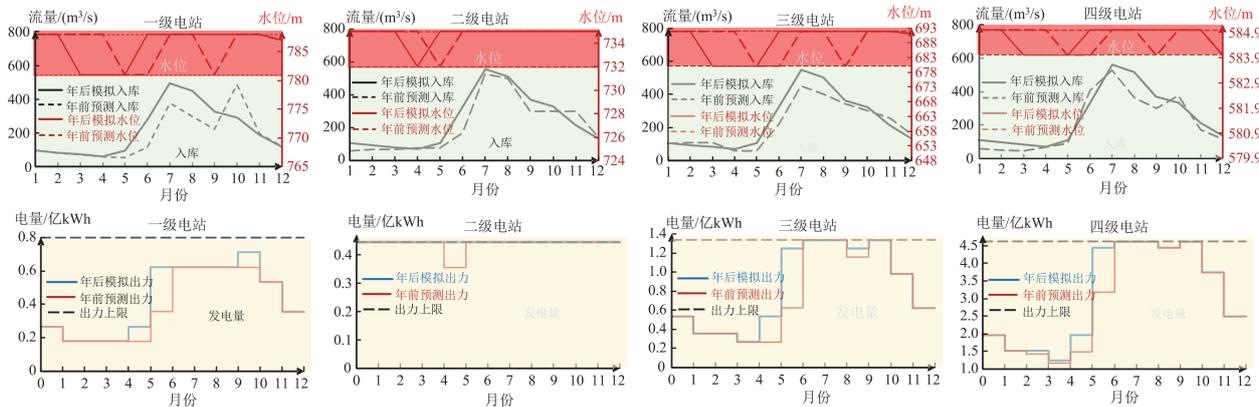


图 5 梯级小水电群 e 年前预测与年后模拟调度过程

Fig. 5 Pre year forecast and post year simulation scheduling process of cascade small hydropower group e

表 1 梯级小水电群 e 年前预测与年后模拟各月累计电量表

Table 1 Monthly cumulative electricity meter of pre year forecast and post year simulation of small hydropower group e

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	累计
年后模拟/亿 kWh	3.24	2.46	2.51	2.10	3.21	6.81	6.98	6.98	6.7	7.09	5.71	3.98	57.77
年前预测/亿 kWh	3.24	2.46	2.42	2.02	2.30	4.70	6.98	6.98	6.58	7.01	5.71	3.98	54.38
富裕出力/亿 kWh	0.00	0.00	0.09	0.08	0.91	2.11	0.00	0.00	0.12	0.08	0.00	0.00	3.39

表 1 可知, 径流式小水电群 e 在 3、4、5、6、9、10 月份有富裕出力, 但受到合同电量限制无法发出, 如果不向大水电购买发电份额, 这部分超发电量只能弃掉。为避免小水电弃水, 此时小水电群 e 可向大水电 X 在相应的月份购买相应发电份额, 让大水电 X 在该月份减少同等出力。大水电 X 年前/年后入库、出力、水位如图 6 所示, 大水电 X 年前预测发电能力为 241.27 亿 kWh, 其月尺度电量过程 (图 6(a)蓝线), 而年后由于来水偏枯 (图 6(b)红线),

如果仍按照年前合同执行, 虽然也能履约, 但年末的水位持续走低 (图 6(c)红线), 不利于大水电 X 的经济运行。

此时与小水电群 e 进行发电权交易, 在 3、4、5、6、9、10 月份减少对应的出力 (图 6(b)阴影部分), 转让发电份额, 抬高年末水位 (图 6(c)绿线)。由图 6 可知, 参与发电权交易后, 大水电 X 在 3、4、5、6、9、10 月份减少了同等出力, 抬高了大水电 X 的年末水位 (图 6(c)绿线), 增加了蓄能, 且在汛期没有

突破其汛限水位 812 m(图 6(c)黑虚线), 因此没有侵占防洪库容, 未对下游造成影响。通过发电权交易,

大水电提升了的年末水位, 增加了蓄能; 小水电多发发电, 减少了弃水。

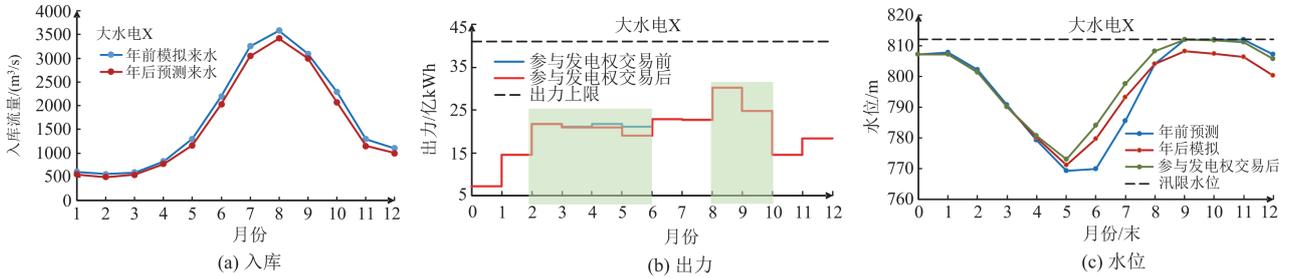


图 6 大水电 X 年前预测与年后模拟调度过程

Fig. 6 Pre year forecast and post year simulation scheduling process of large plant X

3.5 大水电 X 年度电量分配策略的比较和分析

为检验所提方法对解决大水电选择发电权交易对象和分配年度电量的应用效果, 本文选取多种不同的合约、现货市场相关性, 设计不同的市场情形。下面分别从引入发电权交易市场对大水电 X 年度电量交易结果的影响、风险最小和夏普比率最大两种情形下大水电 X 的电量分配策略以及不同市场相关性下大水电 X 的市场风险 3 个方面进行详细分析。

3.5.1 引入发电权交易后大水电 X 交易结果分析

为证明引入发电权交易能有效地提高大水电 X

夏普比率或降低市场风险, 本节针对大水电 X 与小水电群 e 交易时, 不同置信度 β 、不同合约与现货市场相关系数 ρ , 对大水电 X 交易结果进行比较。

1) 本文采用以下 3 种置信度, 对大水电 X 的交易结果进行比较, 如表 2 所示。由表 2 可知, 在 $\beta = 90\%$ 、 $\beta = 95\%$ 、 $\beta = 99\%$ 3 种置信度下, 大水电 X 的夏普比率 S_p 在引入发电权交易市场后分别增加了 0.18、0.27 和 0.33, 且小水电群 e 的超发合同电量全部参与发电权市场, 说明引入发电权交易市场能增加发电商的单位风险收益。

表 2 不同置信水平下大水电 X 交易结果

Table 2 Transaction results of big plant X under different confidence levels

交易结果	$\beta = 90\%$		$\beta = 95\%$		$\beta = 99\%$	
	引入发电权	未引入发电权	引入发电权	未引入发电权	引入发电权	未引入发电权
夏普比率 S_p	5.61	5.43	5.38	5.11	5.12	4.79
预期收益/亿元	68.81	67.14	68.48	66.59	68.24	66.44
C_{var} /亿元	12.26	12.37	12.72	13.03	13.35	13.96
发电权交易电量比例/%	1.40	0.00	1.40	0.00	1.40	0.00
合约电量比例/%	87.80	86.9	90.60	91.70	92.7	93.00
现货电量比例/%	10.80	13.10	8.00	8.30	5.90	7.00

在 90%置信度下, 引入发电权交易的 S_p 为 5.61, 代表每 1% 的风险能获得 5.61% 的收益, 未引入发电权交易的 S_p 为 5.43, 比引入发电权交易的 S_p 降低了 0.18, 说明相比于不参加发电权交易, 大水电 X 每 1% 的风险可以多获得 0.18% 的收益, 且与不参加发电权交易相比, 大水电 X 的预期收益增加 1.67 亿元, 风险减少了 0.11 亿元, 说明引入发电权交易市场可以增加预期收益并减少市场风险。

2) 改变相关系数 ρ , 观察大水电 X 参与发电权交易与不参与发电权交易的结果, 如图 7 所示。由图 7 可知, 在各市场情形下, 从夏普比率 S_p 来看, 大水电 X 参与发电权交易比不参与时的夏普比率要

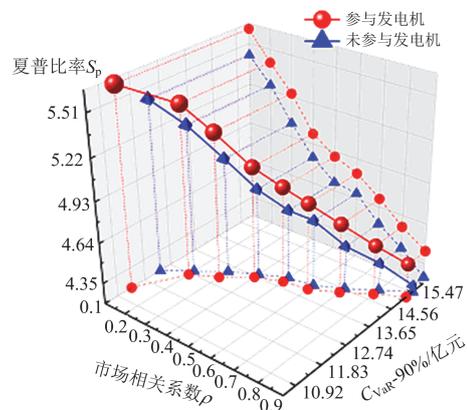


图 7 不同市场相关性下大水电 X 交易结果

Fig. 7 Trading results of X under different market situations

高。夏普比率越高, 说明承担相同风险的情况下, 参与发电权交易所获得的预期收益越高, 发电商能以尽可能低的风险换取尽可能高的回报, 从而提高交易效率。从 C_{VaR} 来看, 大水电 X 参与发电权交易时 C_{VaR} 比不参与发电权交易时要低, 原因在于引入了无风险的发电权交易市场, 与合约市场和现货市场的电价风险进行风险对冲, 从而降低了整体的市场风险。根据 S_p 和 C_{VaR} , 说明本文方法可以为发电商提高收益并降低风险, 证明了模型的有效性。

3.5.2 大水电 X 电量分配策略分析

为了分析夏普比率最大和风险最小这两种电量分配策略的区别, 本节设合约与现货市场的相关性 $\rho = 0.1$, 置信度 $\beta = 90\%$, 在小水电群 e 的超发合同电量全部参与发电权交易的情况下, 观察 C_{VaR} 和 S_p 随着现货电量比例的变化, 如图 8 所示。

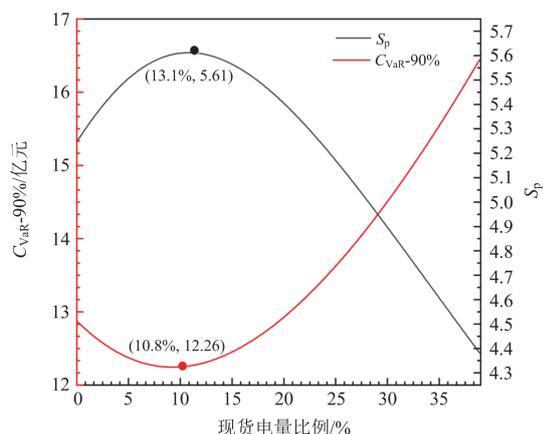


图 8 C_{VaR} 和 S_p 变化曲线

Fig. 8 Change curves of C_{VaR} and S_p

由图 8 可知, 风险最低点(现货电量比例为 10.8%)和夏普比率最高点(现货电量比例为 13.1%)的大水电 X 电量分配策略并不相同, 风险最小并不意味着夏普比率最大。说明风险最小的电量分配策略并非最优, 发电商在分配年度电量时不仅要考虑风险, 还要综合考虑收益, 才能得到最优投资组合。

3.5.3 不同市场相关性下大水电 X 的风险分析

为了研究不同情形下大水电 X 的市场风险, 本节设置 9 种不同的合约、现货市场相关性 ρ 。假设小水电群 e 的弃水电量全部参与发电权交易, 即大水电发电权交易电量比例为 1.4%, 分别从不同市场相关性下大水电 X 市场风险的变化情况、不同电价情形对大水电 X 风险的影响、不同市场相关性下大水电 X 的最优现货电量比例 3 个方面进行分析。

其中本节中的市场平均损失电价 P^* 表示合约和现货市场电价下降的平均值。

$$P^* = \sum_{n=1}^{N=200} [(\bar{P}_1 - P_{1,n} + \bar{P}_2 - P_{2,n})^+] / 200 \quad (32)$$

式中, $P_{1,n}$ 、 $P_{2,n}$ 分别为当前情形下合约、现货电价。

1) 改变合约与现货市场的相关性, 观察不同市场相关系数下大水电 X 风险的变化, 如图 9 所示。

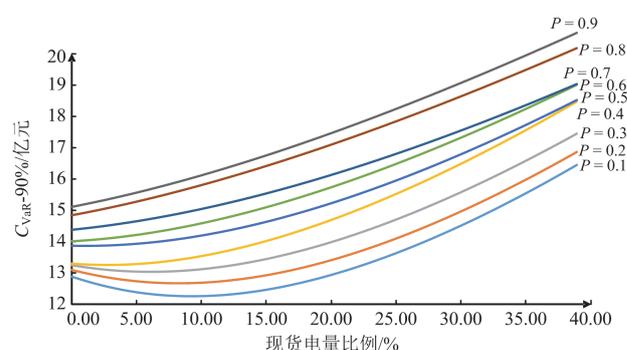


图 9 不同市场相关性下风险随现货电量比例变化曲线

Fig. 9 Curve of risk changing with the proportion of spot electricity under different markets situations

由图 9 可知, 在合约和现货市场相关系数较低的情况下 ($\rho < 0.6$), C_{VaR} 先减后增, 说明合约市场与现货市场的风险存在抵消性, 合理分配两市场的电量比例可以进行风险对冲, 降低发电商的市场风险。随着市场相关性增强, C_{VaR} 会直接增加, 说明在强市场相关性下, 这种风险抵消性就消失了。

2) 造成上述现象的原因主要是由于合约、现货电价的影响。两市场的相关性较弱时(如图 10 所示), 由于市场电价是波动的, 当一个市场电价下降时, 另一个市场的电价可能会增加, 如点 C、D, 导致平均损失电价 P^* 会减少, 总体风险也随之减小。随着合约、现货市场的相关系数 ρ 增大(如图 11 所示), 合约市场和现货市场的相关性越强, 当合约市场电价下降的时候, 现货市场电价下降的概率也会增大, 通过合约市场电价的走势可以预测现货电价的走势, 如 E、F 两点, 这种市场情形下平均损失电价 P^* 会增加, 现货市场和合约市场也不存在风险对冲。

3) 在强市场相关性下, 当合约市场电价下降时, 现货市场电价也有大概率下降。合约市场电价的走势可以影响现货市场电价的走势, 而现货市场的电价波动较大, 风险较高, 为了避免现货市场的电价风险, 现货电量比例会随之减少, 如图 12 所示。说明在合约和现货市场联系较为紧密时, 发电商应该减少现货市场的电量投入, 多把电量投入到风险较小的合约市场中, 用于降低整体市场风险。

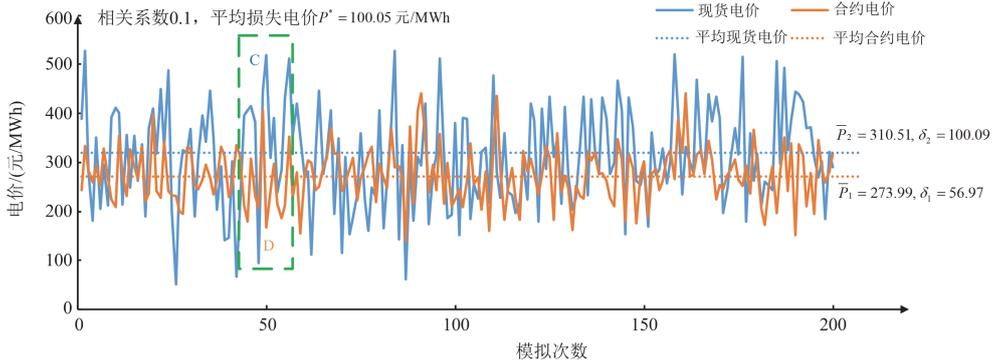


图 10 弱市场相关性下电价走势

Fig. 10 Trend of electricity price under weak markets correlation

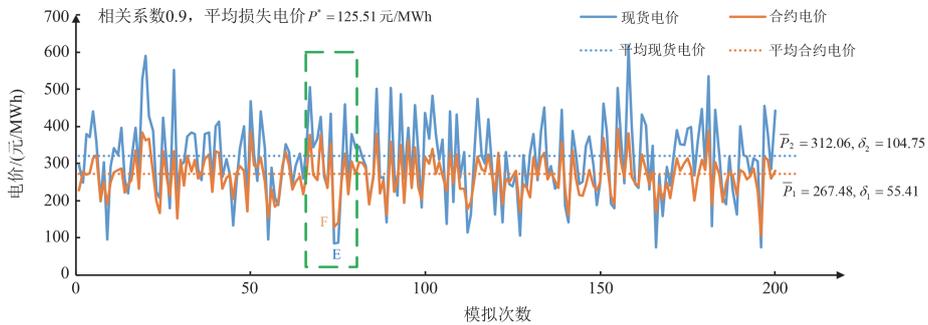


图 11 强市场相关性下电价走势

Fig. 11 Trend of electricity price under strong markets correlation

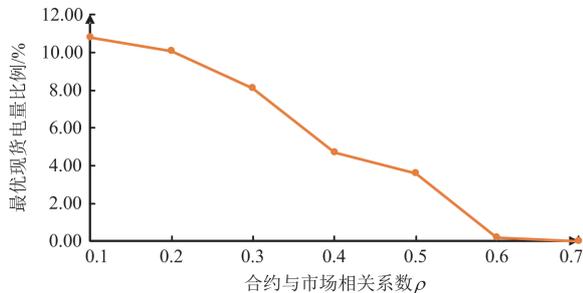


图 12 不同市场相关性下最优现货电量比例

Fig. 12 Optimal spot ratio under different market situations

4 结论

本文提出一种大小水电发电权交易模型及求解

方法，减少小水电群弃水的同时也为大水电的电量分配提供一种新的决策。通过实例分析证明了结果的有效性，并得出以下结论：

- 1) 大水电在选择发电权交易对象时应综合考虑收益、成本等多种因素，不同的大水电选择的最优交易对象存在差异。
- 2) 合约市场和现货市场的风险存在风险对冲，合理分配两者比例可以有效降低发电商的风险。
- 3) 发电商在分配市场电量时，应该综合考虑风险与收益因素，降低风险的同时提高收益。
- 4) 合约市场和现货市场的相关性会影响发电商的电量分配策略，发电商在分配市场电量时，也要考虑市场之间的关系。

附录 A

表 A1 各电站的参数

Table A1 Parameters of each station

水电站、群	X	Y	c	d	e	f
装机容量/MW	5820	4200	255	312.5	1078	900
调节库容/亿 m ³	113.35	98.95	4.92	7.44	0.12	0.49
调节能力	多年调节	年调节	日调节	日调节	无调节	日调节
所属流域	I	I	II	III	IV	I
距主网距离/km	116.8	157.3	99.5	131.9	105.2	78.8

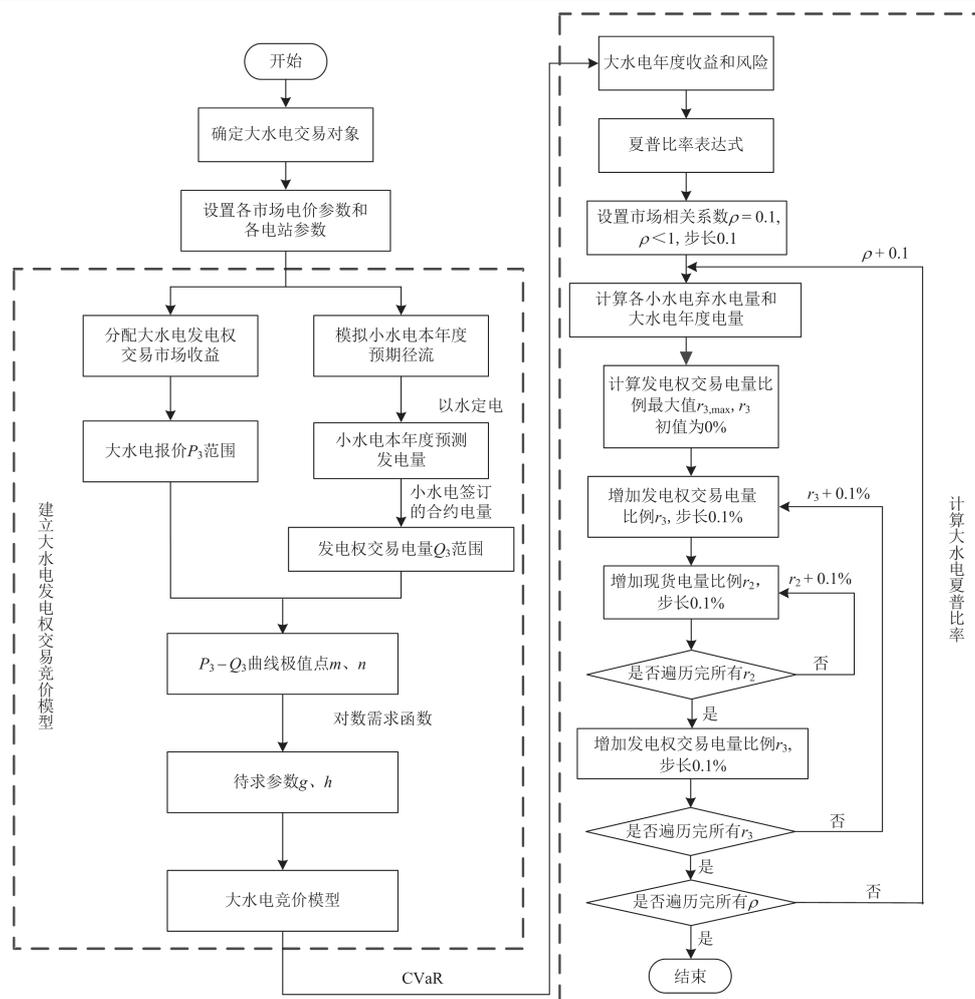


图 A1 大水电夏普比率算法流程图

Fig. A1 Flow chart of Sharpe ratio algorithm for large hydropower plant

参考文献

- [1] 杨胡萍, 严飞飞, 张力, 等. 考虑静态电压稳定约束的低网损发电权交易优化[J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(4): 45-49.
YANG Huping, YAN Feifei, ZHANG Li, et al. Optimization of low network loss generation right transaction considering steady state voltage stability constraint[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(4): 45-49.
- [2] 田雨杨, 卢锦玲, 赵洪山, 等. 基于联盟区块链的直购电交易模型[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(8): 139-148.
TIAN Yuyang, LU Jinling, ZHAO Hongshan, et al. Direct purchase electricity transaction model based on a consortium chain[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(8): 139-148.
- [3] 吴杨, 刘俊勇, 税月, 等. 计及水流补偿风险的梯级水电发电权投标决策模型[J]. 电力自动化设备, 2018, 38(2): 91-99.
WU Yang, LIU Junyong, SHUI Yue, et al. Bidding decision model of cascade hydropower taking part in power generation rights trading considering water flow compensation risk[J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(2): 91-99.
- [4] 莫莉. 电力市场下发电权委托代理交易模式及多赢策略[D]. 武汉: 华中科技大学, 2009.
MO Li. Multi-win strategies and generation rights models based on principal-agent theory in electricity market[D]. Wuhan: Huazhong University of science & Technology, 2009.
- [5] LIN Q G, HUANG G H, LI G C, et al. Dynamic planning of water resource and electric power systems under uncertainty[J]. Journal of Water Resources Planning and Management, 2013, 139(4): 407-417.
- [6] AASGÅRD E K, FLETEN S E, KAUT M, et al. Hydropower bidding in a multi-market setting[J]. Energy Systems, 2019, 10(3): 543-565.
- [7] 林昶咏. 发电权交易模型与竞价策略[D]. 杭州: 浙江大学, 2017.
LIN Changyong. Trading models and bidding strategies

- of generation rights[D]. Hangzhou: Zhejiang University, 2017.
- [8] 吴世勇. 基于博弈论的水电竞价策略研究[D]. 成都: 四川大学, 2006.
WU Shiyong. Research on bidding strategies for competitive hydropower generators based on game theory[D]. Chengdu: Sichuan University, 2006.
- [9] 臧海祥, 马铭欣, 周亦周, 等. 电力市场环境下风电-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.
- [10] 刘嘉佳, 刘俊勇, 帅颖, 等. 计及动态一致性风险度量的水电短期优化调度[J]. 中国电机工程学报, 2008, 28(10): 94-99.
LIU Jiajia, LIU Junyong, SHUAI Ying, et al. Short-term optimal regulation of hydropower plants with dynamic coherent risk measures[J]. Proceedings of the CSEE, 2008, 28(11): 94-99.
- [11] 程志欣. 电力市场合同交易风险建模[D]. 北京: 华北电力大学, 2007.
CHENG Zhixin. Trade risk modeling of power market contract[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2017.
- [12] 林昶咏, 文福栓, 蒙文川, 等. 两部制电价机制下的发电双边交易谈判模型[J]. 电力建设, 2016, 37(3): 90-98.
LIN Changyong, WEN Fushuan, MENG Wenchuan, et al. Generation-right bilateral transaction negotiation model based on two-part electricity price[J]. Electric Power Construction, 2016, 37(3): 90-98.
- [13] 王铮, 刘创华, 魏珍, 等. 基于叠加定 Aumann-Shapley 法的发电权交易网损分摊[J]. 电力系统保护与控制, 2014, 42(2): 13-22.
WANG Zheng, LIU Chuanghua, WEI Zhen, et al. Losses allocation resulting from generation rights trade based on superposition principle and Aumann-Shapley method[J]. Power System Protection and Control, 2014, 42(2): 13-22.
- [14] 吴尘. 考虑碳交易及网损成本的发电权交易优化模型研究[D]. 西安: 西安理工大学, 2019.
WU Chen. Research on optimal model of generation rights trade considering carbon trading and loss cost[D]. Xi'an: Xi'an University of Technology, 2019.
- [15] BODNAR T, ZABOLOTSKY T. How risky is the optimal portfolio which maximizes the Sharpe ratio[J]. AStA Advances in Statistical Analysis, 2017, 101(1): 1-28.
- [16] WANG B, LI Y, WANG S, et al. A multi-objective portfolio selection model with fuzzy value-at-risk ratio[J]. IEEE Transactions on Fuzzy Systems, 2018, 26(6): 3673-3687.
- [17] 艾东平. 电力市场发电权交易及相关问题的研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2011.
AI Dongping. Research on generation rights trade and its associated problems in electricity market[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2011.
- [18] 姜树元, 虞玲玲, 姜青舫. 现代产业分析的非线性需求函数模型[J]. 数学的实践与认识, 2020, 50(22): 111-121.
JIANG Shuyuan, YU Lingling, JIANG Qingfang. A model of nonlinear demand function for analysis of model industry[J]. Mathematics in Practice and Theory, 2020, 50(22): 111-121.
- [19] 张玮, 荀超, 黄夏楠, 等. 计及价格弹性负荷及风电的随机安全约束经济调度[J]. 智慧电力, 2021, 49(6): 116-123.
ZHANG Wei, XUN Chao, HUANG Xianan, et al. Stochastic safety constrained economic dispatch considering price elastic load and wind power[J]. Smart Power, 2021, 49(6): 116-123.
- [20] 杨波, 汤文成, 吴福保, 等. 考虑 CVaR 的“新能源+储能”电厂日前市场投标策略[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(9): 93-100.
YANG Bo, TANG Wencheng, WU Fubao, et al. Day-ahead market bidding strategy for "renewable energy + energy storage" power plants considering conditional value-at-risk[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(9): 93-100.
- [21] BODNAR T, SCHMID W, ZABOLOTSKY T. Minimum VaR and minimum CVaR optimal portfolios: estimators, confidence regions, and tests[J]. Statistics & Risk Modeling, 2012, 29(4): 281-314.
- [22] 刘嘉佳, 刘俊勇. CVaR 风险度量模型在单期发电权交易中的应用[J]. 四川大学学报(工程科学版), 2007, 39(1): 160-165.
LIU Jiajia, LIU Junyong. Application of CVaR models in the single-period generation rights trade[J]. Journal of Sichuan University (Engineering Science Edition), 2007, 39(1): 160-165.
- [23] 刘嘉佳. 电力市场环境下水电的优化调度和风险分析[D]. 成都: 四川大学, 2007.
LIU Jiajia. Optimal regulation and risk analysis of hydropower in the power market environment[D]. Chengdu: Sichuan University, 2007.

收稿日期: 2022-06-07; 修回日期: 2022-07-31

作者简介:

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

程 哲(1997—), 男, 通信作者, 硕士研究生, 主要研究方向为电力市场; E-mail: 1063772322@qq.com

钟 浩(1983—), 男, 博士, 副教授, 研究生导师, 主要研究方向为电力系统运行与控制。E-mail: zhonghao022@163.com

(编辑 魏小丽)