

DOI: 10. 20040/j. cnki. 1000-7709. 2023. 20221380

考虑收益风险的梯级水电站群中长期合约电量最优组合模型

郝振凯^a, 程 雄^{b,c}, 钟 浩^a, 李文武^a

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

摘要: 针对梯级水电站群参与不同时间尺度的合约电量交易时天然来水和交易电价的不确定性因素导致不同市场份额难以确定、水资源利用不充分及不同时间尺度电量分配不合理导致收益存在较大风险问题,提出了考虑收益风险的梯级水电站群中长期合约电量最优组合模型,该模型采用给定置信度下整个梯级发电收益风险最小为目标,其求解首先由多年来水数据生成随机月尺度来水过程,然后根据梯级水电站占市场比重不同模拟出三种电价函数,采用逐步优化和逐次逼近混合算法对电站出力和合约电量组合循环迭代求解。最后以西南地区某流域梯级水电站为例进行验证。结果表明,所提出的优化调度模型能够合理制定年度和月度双边合约电量申报策略,有效降低收益风险,为梯级水电站群参与不同时间尺度的双边交易市场提供可靠依据。

关键词: 电力市场; 水库调度; 申报策略; 电价模拟; 收益风险

中图分类号: TV73; TM73

文献标志码: A

文章编号: 1000-7709(2023)01-0082-05

1 引言

当前,国内水电占绝对支配地位的电力市场主要以中长期交易为主^[1]、日前短期和现货交易^[2]为辅,水电市场收益主要来自中长期交易。然而,受限于天然来水不确定及电价波动较大等特点,梯级水电站群在申报中长期合约电量时难以权衡不同时间尺度的市场份额,如何针对不同时间尺度市场制定合理的合约电量,成为梯级水电站群参与市场竞争亟待解决的难题。目前,针对水电中长期合约电量最优决策问题进行了大量研究,主要包括确定效益最大时合约电量最优策略^[3]、求解年度合约电量月度计划方案^[4]、拟合市场交易电价^[5]等,对于水电制定年度合约电量月度计划问题具有实际意义,然而部分问题仍需考虑:①合约电量非最优组合导致收益损失问题;②年与月时间尺度协调问题;③水电站交易电量占水电市场比重不同时电价差异性问题。为此,本文以西南地区某流域梯级水电站群为例,由于中长期市场交易主要以年度、月度双边协商方式完

成,假定电站仅参与年、月度双边市场,构建收益风险最小模型,确定不同频率来水及市场交易电价,采用逐步优化—逐次逼近混合算法对电站发电过程和年/月度合约电量组合循环迭代求解;实例应用结果表明,本文所提模型能够合理求解年/月度合约电量最优组合方案,且有效降低了收益风险。

2 数学模型

2.1 目标函数

梯级水电站制定年/月度双边交易方案不合理将导致收益损失存在收益风险,本文引入风险价值(V_{VaR})理论^[6],定义 R_{VaR} 为在给定置信度 α 下最小收益,如图 1 所示, x 为总收益, x 的概率

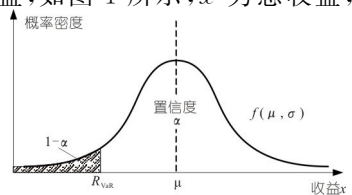


图 1 收益概率密度函数曲线

Fig. 1 Probability density function curve of profit

收稿日期: 2022-07-06, **修回日期:** 2022-08-09

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

作者简介: 郝振凯(1999-),男,硕士研究生,研究方向为电力市场,E-mail:71969317@ qq. com

通讯作者: 程雄(1984-),男,博士、副教授、硕导,研究方向为大规模水电站群发电优化调度等,E-mail:chengandxiong@163. com

密度函数为 $f(\mu, \sigma)$, μ 为收益期望值, 则 $V_{VaR} = \mu - R_{VaR}$ 为最大可能损失, σ 为收益波动水平, 对于确定的 μ , 由 σ 引起的 $f(\mu, \sigma)$ 不大于 R_{VaR} 的概率 $\text{Prob}(\pi \leq R_{VaR})$ 为:

$$\text{Prob}(\pi \leq R_{VaR}) = \int_{-\infty}^{R_{VaR}} f(\mu, \sigma) d\pi = 1 - \alpha \quad (1)$$

求解 R_{VaR} 时, 采用二分法在区间 $[0, \mu]$ 取值并代入式(1), 左侧积分由其近似计算公式 $F(x) = \exp[4(x - \mu)/(\sqrt{2\pi}\delta)] / \{1 + \exp[4(x - \mu)/(\sqrt{2\pi}\delta)]\}^{[7]}$ 计算, 满足等式(1)时的取值为 R_{VaR} 。以给定置信度下梯级收益风险最小为目标, 合理权衡梯级水电站群年/月度双边合约电量。收益期望值 μ 确定时, 最大可能损失 $V_{VaR} = \mu - R_{VaR}$ 由 R_{VaR} 决定, 最小化收益风险 V_{VaR} 即满足 R_{VaR} 最大, 目标函数为:

$$\begin{aligned} & \max R_{VaR} \\ & \left\{ \begin{aligned} & \int_{-\infty}^{R_{VaR}} f(F, 1 - r^*) d\pi = 1 - \alpha \\ & r^* = \frac{\sum_{i=1}^M \sum_{t=1}^T r_{i,t} N_{i,t}}{\sum_{i=1}^M \sum_{t=1}^T N_{i,t}} \\ & F = \text{Max}\{F_1 + F_2 - F_3\} \\ & \text{s. t.} \begin{cases} F_1 = \sum_{i=1}^M \sum_{t=1}^T (r_{i,t} N_{i,t} p^{y,\epsilon} \Delta t) \\ F_2 = \sum_{i=1}^M \sum_{t=1}^T [(1 - r_{i,t}) N_{i,t} p_t^{m,\epsilon} \Delta t] \\ F_3 = \sum_{i=1}^M \sum_{t=1}^T (N_{i,t}^{\text{lost}} p_t^{m,\epsilon} \Delta t) \end{cases} \end{aligned} \right. \quad (2) \end{aligned}$$

式中, F 、 $1 - r^*$ 分别为最大发电效益、收益波动水平; r^* 为全年年度合约电量总占比, %; α 为置信水平, %; F_1 、 F_2 、 F_3 分别为年度合约效益、月度合约效益、弃水损失(弃水惩罚项), 元; M 为水电站的总数; T 为月份总数; $N_{i,t}$ 、 $N_{i,t}^{\text{lost}}$ 分别为第 i 个水电站在第 t 个月份的出力及弃水对应出力, MW; $r_{i,t}$ 、 $(1 - r_{i,t})$ 分别为第 i 个水电站在第 t 个月份的年度合约电量比例、月度合约电量比例, %; $p^{y,\epsilon}$ 、 $p_t^{m,\epsilon}$ 分别为电价模拟场景 ϵ 的年度合约电价、第 t 个月份的月度交易电价, $\epsilon = 1, 2$,

3, 元/(kW·h); Δt 为第 t 个月份的总小时数, h。年/月度合约电量即为年/月度双边合约电量。

2.2 约束条件

(1) 电价上下限约束公式为:

$$\underline{p} \leq p^m \leq \bar{p} \quad (3)$$

$$\underline{p} \leq p^y \leq \bar{p} \quad (4)$$

式中, \bar{p} 、 \underline{p} 分别为年度、月度合约电价最大值、最小值, 元/(kW·h)。

为避免电价巨幅波动给市场带来众多负面影响, 需对电价波动范围进行调控。

(2) 年度合约电量比例范围约束公式为:

$$\underline{r_{i,t}} \leq r_{i,t} \leq \overline{r_{i,t}} \quad (5)$$

式中, $\overline{r_{i,t}}$ 、 $\underline{r_{i,t}}$ 分别为第 i 个水电站在第 t 个月份的年度合约电量比例上、下限值, %。

受天然来水和电价的不确定性因素影响, 梯级水电站参与实际双边交易时, 一般不会签订过多的年度合约电量, 以避免完不成合约电量受到惩罚和电价过低导致利益受损, 为此, 本文对年度合约电量比例范围增设上下限。

(3) 水量平衡、上下游水力联系、出库流量等约束为梯级电站优化调度常见约束。

3 模型求解

针对不同频率来水及市场场景下梯级水电站群年/月度合约电量组合决策问题, 需解决两个关键子问题: ①拟合符合不同市场模式的电价曲线; ②确定年度和月度电量最优组合方案。

3.1 拟合年/月度合约电价函数

假定梯级电站统一调度, 且不同电站年度电价、各月度电价采用统一电价。针对三种不同市场供需场景拟合中长期交易电价。

(1) 电价模拟场景 1。梯级水电站交易电量占水电市场比重较大, 月度电价与市场需求电量一般呈线性负相关, 见图 2(a), 根据生产实际规律, 年度电价一般在月度电价最大值和最小值之

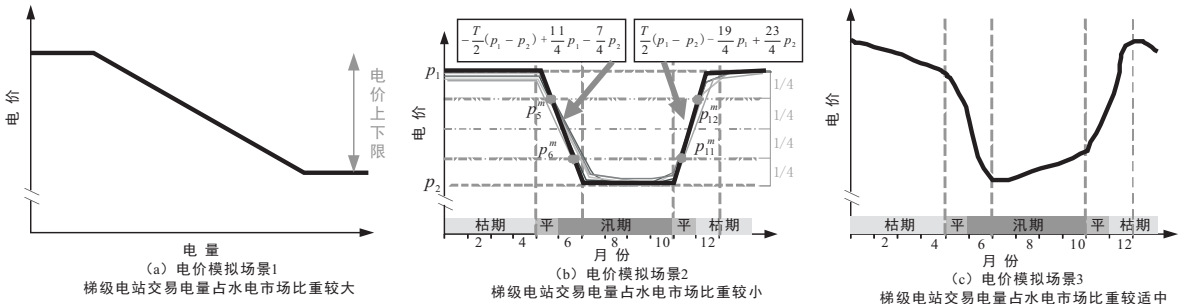


图 2 月度合约电价曲线

Fig. 2 Curve of monthly contract electricity price

间且略高于月度电价最小值,且与自身申报电量呈负相关关系,相应的月度、年度合约电价分别为:

$$p_t^{m,1} = 1 - \sum_{i=1}^M N_{i,t} / \sum_{i=1}^M P_{i,t} \quad (6)$$

$$p^{y,1} = \bar{p} - r_{ave} \Delta p^m + \beta \quad (7)$$

其中

$$r_{ave} = 0.5(r_{i,t} + \bar{r}_{i,t})$$

$$\Delta p^m = \bar{p} - \underline{p}$$

式中, $P_{i,t}$ 为第 i 个水电站在第 t 个月份的装机容量, MW; β 为经验常数, 增加常数 β 以贴合实际电价规律。

(2) 电价模拟场景 2。梯级水电站交易电量占水电市场比重较小, 月度电价随时间呈“平稳—下降—平稳—上升”规律, 见图 2(b), 根据西南某省级电网历史月度双边交易电价, 以历史最大/最小电价作为枯/汛期平稳电价, 假定电价曲线中上升/下降部分为线性正/负相关关系, 该部分以各月电价曲线中两端电价平均值作为月度电价, 以年度合约电量比例拟合年度电价函数, 相应的月度、年度合约电价分别为:

$$p_t^{m,2} = \begin{cases} p_1 & 1 \leq t \leq 4 \\ -\frac{T}{2}(p_1 - p_2) + \frac{11}{4}p_1 - \frac{7}{4}p_2 & 4 < t \leq 6 \\ p_2 & 6 < t \leq 10 \\ \frac{T}{2}(p_1 - p_2) - \frac{19}{4}p_1 + \frac{23}{4}p_2 & 10 < t \leq 12 \end{cases} \quad (8)$$

$$p^{y,2} = p_1 - r_{ave}(p_1 - p_2) + \beta \quad (9)$$

式中, p_1 、 p_2 分别为枯期和汛期时的平稳电价, 元/(kW·h)。

(3) 电价模拟场景 3。梯级水电站交易电量占水电市场比重适中。对于介于电价模拟场景 1、2 之间的中长期交易, 选取两场景的年度、月度合约电价平均值探究交易结果, 电价曲线示意过程见图 2(c), 相应的月度、年度合约电价分别为:

$$p_t^{m,3} = (p_t^{m,1} + p_t^{m,2})/2 \quad (10)$$

$$p^{y,3} = (p^{y,1} + p^{y,2})/2 \quad (11)$$

3.2 制定年/月度合约电量最优组合策略

采用水电优化调度和年/月度交易相结合的方法求解收益风险最小模型, 其主要思路是梯级水电站优化调度过程中选取不同年度和月度合约电量组合, 计算发电效益并选取发电效益最大时电量组合评估收益风险。其中第 i 个水电站在第 t 个月份求解最大发电效益思路为: 其他时段各电站的年度、月度合约电量分配比例保持不变, 以 ΔE 作为分配到年度合约电量的步长, 第 A 个分

配方案为以年度合约电量最小值 E_{min}^y 为初值, 将第 i 个水电站在第 t 个月份的发电量中 ($E_{min}^y + A\Delta E$) 作为年度合约电量, 剩余发电量作为月度合约电量, 若 $A\Delta E$ 电量超过年度合约电量最大值 E_{max}^y , 则以 E_{max}^y 作为年度合约电量, 对不同分配方案计算发电效益, 并求解发电效益最大时分配方案。

3.3 总体流程

本文改进 POA-DPSA^[8] 算法, 耦合了年、月度合约电量最优组合决策功能, 调度期为 1 年, 时间间隔为 1 个月, 求给定置信度下最小效益 R_{var} 最大时调度方案, 具体求解步骤如下。

步骤 1 确定不同频率来水情况。根据历史来水随机生成多组频率来水。

步骤 2 离散流量。其他时段各电站的状态变量和决策变量保持不变, 离散第 t 个月份各电站的出库流量, 可产生离散方案 3^M 种离散方案。

步骤 3 选取步骤 2 中各离散方案, 计算该离散方案下发电量及弃水电量, 将发电量按不同比例分配到年/月度合约, 由电价函数拟合年/月度合约电价, 按制定年/月度合约电量最优组合策略方法求解梯级水电站效益最大合约电量组合, 计算各组合给定置信度下效益最小值 R_{var} , 保存 R_{var} 最大时离散方案及交易组合。

步骤 4 令 $t=t+1$ 继续寻优, 计算方法同步骤 2、3, 直到满足条件 $t=T$ 为止。

步骤 5 与上一轮 R_{var} 最优值比较, 若两次结果不同则开始新一轮的优化计算, 直到两次结果相同。

4 实例分析

4.1 工程背景

西南某流域中下游共有 6 座电站, 2018~2021 年该流域参与市场交易电量和中长期双边合约电量见图 3, 双边合约电量占市场化电量比例平均值高达 90.65%, 而目前中长期双边合约主要有年度合约和月度合约两种, 考虑本文研究内容是梯级水电站群中长期合约电量最优组合问题, 因此假定该流域梯级水电站群仅参与年度和月度双边市场。以 1 年为调度期, 时段为 1 月, 根据来水历史数据随机生成 100 组频率来水, 以 $\alpha=95\%$ 为步长缩减至 10 组频率来水, 以 $p=10$ 为步长缩减至 10 组频率来水, 给定置信度 $\alpha=95\%$, 在三种电价模拟场景下验证和分析本文所提方法的有效性和实用性。

2018~2021 年该省份年度、月度双边交易电

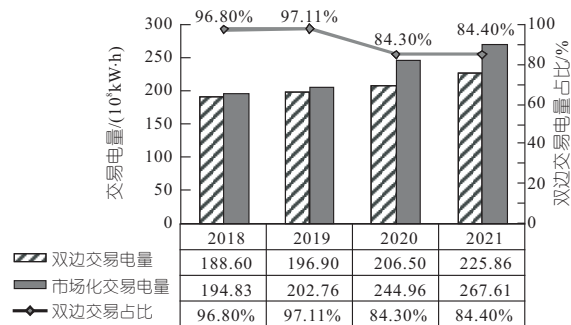


图 3 西南地区某省份双边交易电量情况

Fig. 3 Schematic diagram of medium-long term contract electricity in a province of southwest region

价均在 0.1~0.25 元/(kW·h) 范围波动,为拟合符合市场规律电价函数,本文电价上限 \bar{p} 和电价下限 \underline{p} 分别取 0.25、0.1 元/(kW·h)。经过大量测试,经验常数 $\beta=0.05$ 时年度电价更符合历史年度电价规律。

4.2 结果分析

4.2.1 年度合约电量比例上下限范围分析

水电中长期交易计划制定过程中,为探究最佳的上下限比例组合,本文年度合约电量比例上限 $\bar{r}_{i,t}$ 和下限值 $\underline{r}_{i,t}$ 以 $\Delta r=5\%$ 为步长离散寻优,以其中一组来水频率为例,选取置信度 $\alpha=95\%$ 在三种电价模拟场景下发电效益与年度电量比例关系,发现随着年度合约电量范围变化效益均呈先增大后减小的抛物线趋势,电价模拟场景 1、2、3 年度电量占比最佳范围分别为 20%~40%、35%~55%、25%~45%。

4.2.2 弃水情况分析

为分析弃水情况,增设对比方案仅以收益风险最小为目标,不考虑弃水损失惩罚项 F_3 ,确定 R_{var} 值后再进行弃水惩罚。以弃水可生产电量表示弃水情况,10 组频率来水在三种电价场景下,相同电价场景下考虑弃水模型产生弃水均少于不考虑弃水模型产生弃水,因此考虑弃水模型可以缓解调度过程中弃水压力,减少资源浪费。

4.2.3 调度过程分析

表 1 为丰、平、枯水年来水下合约电量组合情况。由表 1 可知:①梯级电站总合约电量。相同电价场景下随来水增加年度合约电量比例递增。如电价场景 1 在枯、平、丰水年来水下年度电量比例为 24.00%、48.14%、48.34%,主要原因是来水较丰时各电站发电量较大,其多数月度电价低于年度电价,为获得更多收益使更多电量分配到年度合约;相同来水下电价场景 2 年度合约电量比例高于电价场景 3。如枯水年来水下电价场景 2、3 分别为 42.22%、34.00%,电价场景 2 年度电量比

例高原因是其市场力较弱,多数月度电价低于年度电价,因此将更多电量分配到年度合约;平、丰水年来水下,电价场景 1 年度电量比例高于电价场景 3,主要原因是风险模型考虑收益风险后,通过增加年度电量比例降低风险。②各电站合约电量。由于假定梯级电站统一调度,且不同电站各月、年度统一电价,各电站在相同电价场景下随来水增加呈现相同的增减趋势,且各电站年度合约电量比例相差不大。

表 1 各电站合约电量结果

Tab. 1 Contract electricity results of each hydropower station

电价模拟场景	电站	枯水年			平水年			丰水年		
		年度电量	月度电量	占比/%	年度电量	月度电量	占比/%	年度电量	月度电量	占比/%
1	A	9.23	29.23	24.00	23.86	22.65	51.30	25.63	24.41	51.22
	B	37.12	117.54	24.00	90.50	97.42	48.16	103.38	109.08	48.66
	C	19.86	62.88	24.00	42.90	46.67	47.89	49.82	52.98	48.46
	D	18.27	57.86	24.00	42.17	45.70	47.99	44.72	47.62	48.43
	E	57.50	182.07	24.00	132.21	144.63	47.76	153.63	168.30	47.72
	F	15.19	48.09	24.00	38.36	41.46	48.06	45.64	49.49	47.97
	总和	157.16	497.66	24.00	370.00	398.53	48.14	422.82	451.89	48.34
2	A	17.84	20.62	46.39	20.87	25.64	44.88	25.63	24.41	51.22
	B	71.30	94.97	42.88	90.50	97.41	48.16	103.86	109.49	48.68
	C	35.41	47.22	42.85	42.90	46.67	47.89	49.83	52.99	48.46
	D	32.45	43.21	42.89	42.17	45.70	47.99	44.56	47.48	48.41
	E	97.70	140.43	41.03	132.21	144.63	47.76	153.65	168.31	47.72
	F	25.57	37.08	40.82	38.36	41.46	48.06	45.62	49.48	47.97
	总和	280.27	383.54	42.22	367.01	401.52	47.75	423.14	452.16	48.34
3	A	13.08	25.39	34.00	18.14	28.37	39.00	24.17	25.88	48.30
	B	53.19	103.26	34.00	70.37	110.06	39.00	101.67	110.70	47.87
	C	28.13	54.61	34.00	34.93	54.63	39.00	48.69	53.41	47.69
	D	25.91	50.30	34.00	34.30	53.65	39.00	44.11	48.35	47.71
	E	80.55	156.37	34.00	105.72	165.36	39.00	152.20	167.69	47.58
	F	21.51	41.76	34.00	31.09	48.63	39.00	45.48	49.94	47.66
	总和	222.38	431.68	34.00	294.55	460.70	39.00	416.31	455.98	47.73

注:电量单位为 $10^8 \text{ kW} \cdot \text{h}$ 。

4.2.4 年/月度合约电量优化组合情况分析

进一步分析年/月度合约电量组合优化结果,验证模型可行性。增设对照组仅以最大发电效益 F 为目标(效益最大模型)。图 4 为发电效益—年度电量比例关系图。由图 4 可看出:①本文模型可更好地规避风险。效益最大模型及风险模型计算最大效益分别为 128.35×10^8 、 127.78×10^8 元,但 95% 置信度下,考虑风险后两模型最小效益 R_{var} 分别为 122.69×10^8 、 123.03×10^8 元,风险模型的 R_{var} 更大,承担风险更小;②本文模型增加年度电量市场份额以规避风险。如电价场景 2 下,效益最大模型及风险模型的年度合约电量比例最佳范围分别为 37.14%、47.18%,主要原因是年度合约更稳定,增加年度电量市场份额可以提高最小效益 R_{var} 以规避风险。图 5 为发电效益及年度电量比例优化结果。由图 5 可看出,相较于效益最大模型,三种电价场景下风险模型 R_{var} 平均增长值分别为 0.294×10^8 、 $0.241 \times$

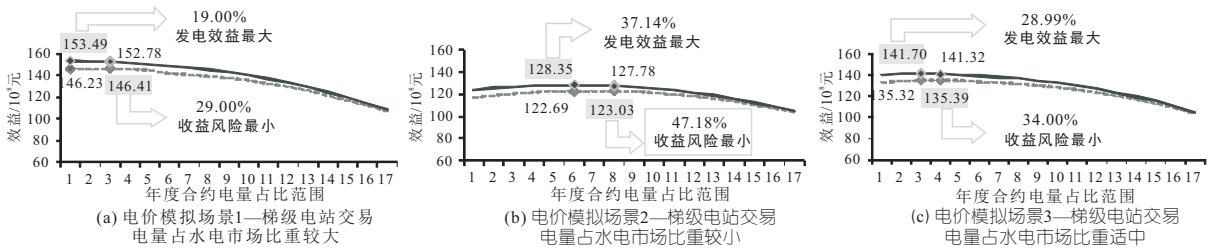


图4 发电效益—年度电量比例关系图

Fig. 4 Diagram of relationship between profit and proportion of annual contract electricity

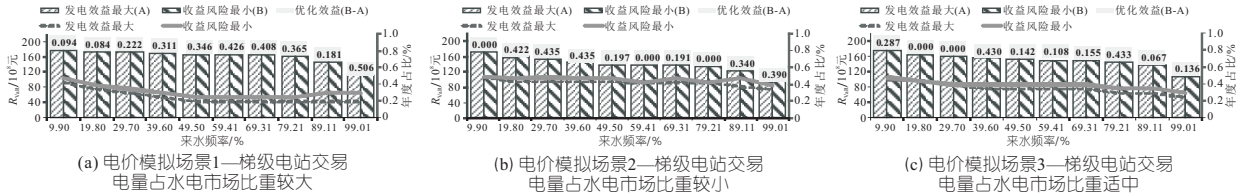


图5 发电效益及年度电量比例优化结果

Fig. 5 Optimization results of profit and proportion of annual contract electricity

10^8 、 0.176×10^8 元, 风险模型通过增加年度合约电量占比提高了 R_{VaR} , R_{VaR} 越大收益风险越小, 一定程度上降低了风险。

5 结论

a. 本文建立了收益风险最小模型, 考虑了不同频率来水及市场场景电价, 梯级电站优化调度同时求解了年/月度合约电量最优组合。实例应用结果表明, 本文模型可获得年/月度合约电量最优组合方案, 适当增加年度合约电量比例降低收益风险。

b. 由于本文问题较复杂, 仅考虑年一月时间尺度的市场交易, 后续将开展梯级水电站群多时间尺度协调问题研究。

参考文献:

[1] 董力, 高赐威, 喻洁, 等. 考虑中长期电量合约分解的调频备用市场机制[J]. 电力系统自动化, 2018, 42

(14): 61-66, 74.
[2] 程雄, 刘双全, 王嘉阳, 等. 基于超短期来水预报的大规模水电站群发电计划调整策略[J]. 水电能源科学, 2016, 34(9): 43-46, 169.
[3] ZHONG Pingan, ZHANG Weiguo, XU Bin. A risk decision model of the contract generation for hydropower generation companies in electricity markets [J]. Electric power systems research, 2013, 95: 90-98.
[4] 周婷, 王丽萍, 苏学灵. 水电站群年度期货电量的划分与分解[J]. 电力系统保护与控制, 2008, 36(22): 15-19, 49.
[5] 苗树敏, 高英, 申建建, 等. 多元电力市场环境下水电站群组合交易优化模型[J]. 水电能源科学, 2018, 36(11): 199-203.
[6] 陈江, 伍永刚, 吴尚柏. 水电厂年度合约电量的风险控制研究[J]. 水电能源科学, 2011, 29(6): 183-186.
[7] 刘清珺, 陈婷, 陈舜琮, 等. 正态分布积分近似计算公式及其在实验结果判定中的应用[J]. 现代测量与实验室管理, 2009, 17(3): 21-23.
[8] 程雄, 唐应玲, 刘冀, 等. 大规模水电站群月度跨省外送能力分析[J]. 水力发电学报, 2021, 40(2): 53-63.

Risk-based Optimal Combination Model of Medium and Long-term Contract Electricity for Cascade Hydropower Stations

HAO Zhen-kai^a, CHENG Xiong^{b,c}, ZHONG Hao^a, LI Wen-wu^a

(a. College of Electrical Engineering and New Energy; b. Hubei Provincial Key Laboratory for Operation and Control of Cascaded Hydropower Stations and Renewable Energy; c. College of Hydraulic & Environmental Engineering, China Three Gorges University, Yichang 443000, China)

Abstract: In view of the uncertain factors of natural inflow and electricity price during participating in bilateral transactions at different time scales for cascade hydropower plants, there are problems of market share determination, water resources utilization and profit risk since electricity allocated irrationally. Therefore, this paper presented a risk-based optimal combination model of medium- and long-term contract electricity for cascade hydropower stations. To realize the goal of the minimum profit risk under a given confidence, the monthly inflow process was randomly generated by annual inflow data. Three electricity price functions were fitted by different proportions of hydropower stations in the market. The combination of power output and contract electricity of cascade hydropower plants were solved by the loop-Iteration method of hybrid progressive optimization with successive approximation method. The model was demonstrated using the hydropower plants in the southwest region. The results show that proposed model can determine the declaration strategy between monthly and annual bilateral contract electricity, and reduce the profit risk. It can provide reliable basis for bilateral transactions at different time scales of cascade hydropower plants.

Key words: electricity market; reservoir dispatch; declaration strategy; electricity price simulation; profit risk