

DOI:10.3876/j.issn.1000-1980.2023.05.008

乌江流域水光互补梯级蓄能调度图绘制

高英¹, 苏华英², 于洁¹, 丁紫玉³, 秦济森³, 谭乔凤³

(1. 贵州乌江水电开发有限责任公司水电站远程集控中心, 贵州 贵阳 550002;
2. 贵州电网有限责任公司电力调度控制中心, 贵州 贵阳 550002; 3. 河海大学水利水电学院, 江苏 南京 210098)

摘要:为适应大规模光伏出力接入乌江流域与梯级水电站联合调度、打捆送出的新要求,基于流域实际蓄能控制方式提出了水光互补模式下梯级水电站分期发电策略,确定了汛初、年末关键时间节点的蓄能合理范围,据此绘制了水光互补梯级蓄能调度图,以指导中长期水光互补调度。实例验证结果表明,与流域梯级水电站实际发电量相比,水光互补梯级蓄能调度图能够提高系统发电量 0.7 亿~2.1 亿 kW·h;水光互补梯级蓄能调度图编制过程简单、合理,优化调度结果符合实际,可用于乌江流域中长期水光互补优化调度。

关键词:蓄能调度图;梯级水库调度;水光互补;乌江流域

中图分类号:TV697.1 **文献标志码:**A **文章编号:**1000-1980(2023)05-0056-09

Drawing of Hydro-PV complementary cascade energy storage dispatching diagram in Wujiang River Basin

GAO Ying¹, SU Huaying², YU Jie¹, DING Ziyu³, QIN Jisen³, TAN Qiaofeng³

(1. Remote Centralized Control Center of Hydropower Station, Guizhou Wujiang Hydropower Development Co., Ltd., Guiyang 550002, China;

2. Electric Power Dispatch and Control Center Guizhou Power Grid Co., Ltd., Guiyang 550002, China;

3. College of Water Conservancy and Hydropower Engineering, Hohai University, Nanjing 210098, China)

Abstract: In order to adapt to the new requirements of large-scale photovoltaic output connected to the Wujiang River Basin and jointed dispatching and bundled transmission with cascade hydropower stations, the staged generation strategy of cascaded hydropower stations under the Hydro-PV complementary mode was proposed based on the actual energy storage control mode of the basin, and the reasonable range of energy storage at the beginning of the flood season and the end of the year was determined, so as to draw the Hydro-PV complementary cascade energy storage dispatching diagram to guide the medium and long-term Hydro-PV complementary dispatching. The case verification results show that, compared with the actual power generation of cascade hydropower stations in the basin, the Hydro-PV complementary cascade energy storage dispatching diagram can increase the system power generation by 70 million to 210 million kW·h. The drawing of Hydro-PV complementary cascade energy storage dispatching diagram is simple and reasonable, and the optimal dispatching results are in line with the reality, which can be used for the medium and long-term Hydro-PV complementary optimal dispatching in the Wujiang River Basin.

Key words: energy storage dispatching diagram; cascade reservoir operation; Hydro-PV complementary operation; Wujiang River Basin

为大力落实“30·60”碳达峰碳中和目标,构建清洁低碳、安全高效的能源体系,水电、风电、光伏等可再生能源将是我国能源发展的主导方向,在未来能源转型中发挥支柱引领作用^[1-2]。由于风电、光伏等新能源的随机性和间歇性,难以保障电力可靠供应和电网安全运行^[3-5],水电作为启停迅速、运行灵活、响应快速、调节幅值大、技术成熟的传统优质可再生能源,是构建以风光新能源为主体的新型电力系统的重要支撑。《国务院关于印发 2030 年前碳达峰行动方案的通知》《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划

基金项目: 国家自然科学基金项目(51909063)

作者简介: 高英(1978—),女,高级工程师,硕士,主要从事梯级水电站群优化调度研究。E-mail:1554583613@qq.com

通信作者: 谭乔凤(1991—),女,青年教授,博士,主要从事水利水电调度运行研究。E-mail:qiaofengtan@126.com

引用本文: 高英,苏华英,于洁,等. 乌江流域水光互补梯级蓄能调度图绘制[J]. 河海大学学报(自然科学版),2023,51(5):56-64.

GAO Ying, SU Huaying, YU Jie, et al. Drawing of Hydro-PV complementary cascade energy storage dispatching diagram in Wujiang River Basin[J]. Journal of Hohai University(Natural Sciences), 2023, 51(5): 56-64.

和 2035 年远景目标纲要》等文件明确提出,“推动西南地区水电与风电、太阳能发电协同互补”“建设一批多能互补的清洁能源基地”。2022 年,国家能源局全面启动全国主要流域可再生能源一体化规划研究工作,推动以水电调节能力为核心的水风光一体化资源配置、规划建设、调度运行和消纳。水风光一体化协同发展是可再生能源未来发展方向,是新时期可再生能源高质量发展的必由之路^[6-9]。

水风光多能互补系统的核心是利用水电快速灵活的调节能力平抑风光出力波动性,在提升互补发电系统输电质量的同时,提升多种能源的综合利用效率。由于风电、光伏不可储存,多能互补系统调度运行的关键是提出多能协同运行机制,优化水电站群的调度运行方式。按照时间尺度划分,多能互补调度可以分为中长期调度和短期调度。其中,中长期调度旨在利用风能、光能、水能资源的季节性分布规律和互补特性,提高互补发电系统长时间的发电效益,为短期调度提供能够兼顾系统长远效益的边界条件^[10-14]。

国内外学者围绕水光互补系统的中长期发电运行策略开展了广泛研究。例如:Li 等^[15]构建以水光互补系统发电量最大和出力波动性最小为目标的多目标优化调度模型,提出了丰、平、枯典型水文年的水光互补运行策略;Tan 等^[16]提出了长期、中期、短期、实时多时间尺度嵌套的风光水多能互补调度方法,评价了多能互补系统的效益和风险;Yang 等^[17]以互补系统的发电量和发电保证率最大化为目标建立了水光互补确定性优化调度模型,并基于隐随机优化方法提取了水光互补系统的长期调度规则;Ding 等^[18]提出了预报信息驱动的风光水多能互补两阶段决策模型,实现了在有限预报信息情况下梯级水库长期优化调度和滚动决策。上述研究主要集中于单个水电站与风电或光伏的互补调度,由于流域梯级水电站存在复杂的水力、电力联系,尤其是流域控制性水库对下游梯级水电站的调度方式影响巨大,因此有必要研究新能源大规模接入要求下流域梯级水电站的调度运行策略。

为此,本文以乌江流域梯级水电站为研究对象,考虑其中龙头电站洪家渡水电站接入光伏出力联合调度的新要求,研究汛初、年末关键时间节点的梯级水电站蓄能合理范围,并绘制水光互补梯级蓄能调度图,为流域水光互补中长期调度运行提供参考。

1 研究区域概况

乌江流域梯级水电站包含洪家渡、东风、索风营、乌江渡、构皮滩、思林、沙沱、大花水、格里桥 9 座水电站,各水电站位置如图 1 所示,各水电站主要约束见表 1。其中洪家渡水电站是乌江流域的龙头电站,调节库容 33.61 亿 m³,具有多年调节性能,总装机 600 MW。洪家渡水光互补一体化调度涉及洪家渡水电站、先锋光伏电站、团箐光伏电站。先锋光伏电站位于贵州省织金县,总装机容量

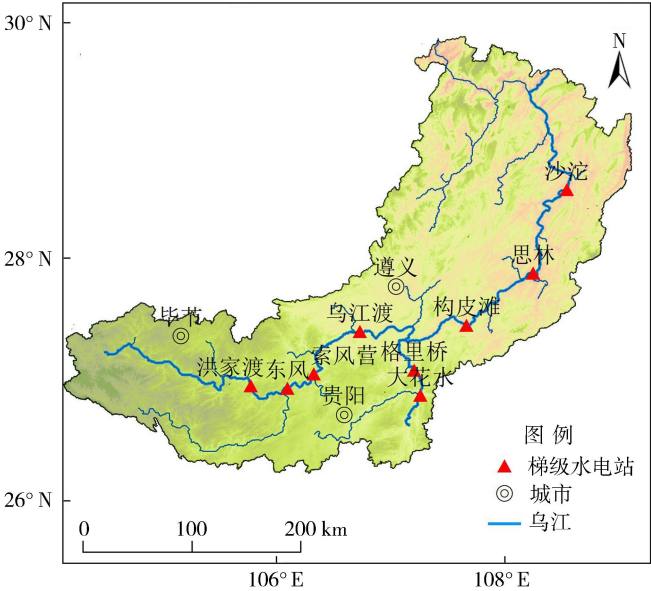


图 1 乌江流域主要水电站分布
Fig.1 Distribution map of main hydropower stations in Wujiang River Basin

表 1 乌江流域梯级水电站主要约束

Table 1 Main constraints of cascade hydropower stations in Wujiang River Basin							
水电站	装机容量/ MW	发电流量约束/(m ³ /s)		水位约束/m		库容约束/亿 m ³	
		最大	最小	最大	最小	最大	最小
洪家渡	600	490.5	14.4	1 140.0	1 076.0	45.0	11.4
东 风	695	632.1	77.0	970.0	936.0	8.6	3.7
索风营	600	994.5	77.0	837.0	822.0	1.7	1.0
乌江渡	1 280	1 228.5	112.0	760.0	720.0	21.4	7.8
构皮滩	3 000	1 909.2	190.0	630.0	590.0	55.6	26.6
思 林	1 050	1 805.6	193.0	440.0	431.0	12.1	8.9
沙 沱	1 120	1 965.6	228.0	365.0	353.5	7.7	4.8
大花水	200	169.0	7.6	868.0	845.0	2.5	1.2
格里桥	150	202.8	8.2	719.0	709.0	0.7	0.5

为 300 MW;团箐光伏电站位于贵州省黔西县,总装机容量为 150 MW。两个光伏电站均通过 220 kV 升压站以 1 回 220 kV 架空线路接入洪家渡水电站 220 kV 高压侧,并利用洪家渡水电站现有的 220 kV 送出通道接入电网侧。

本文收集了梯级水电站 1952 年 1 月到 2015 年 12 月的梯级逐月入库径流数据、2015—2020 年逐时实际运行资料。考虑到光伏电站缺乏长系列运行资料,从中国气象网站(<https://data.cma.cn>)下载了 1952—2020 年逐月辐射和气温数据,采用光伏出力转换模型计算了光伏电站逐月出力^[19-20]。

2 蓄能调度图绘制

为了提升水光互补系统的综合发电效益,减少水光互补外送通道竞争带来的弃电风险,本文根据乌江流域径流季节变化规律和梯级实际蓄能控制方式的差异,提出梯级分期发电策略,在此基础上,研究汛初、年末关键时间节点的梯级蓄能合理范围,并应用长系列径流、光伏出力资料,研制水光互补梯级蓄能调度图。

2.1 梯级分期发电策略

梯级水电站调度通常以发电效益最大为目标,枯期考虑引水、灌溉、生态等综合利用要求,梯级蓄能渐渐消落,调节性能较差的水电站尽量保持高水位运行;汛期来水较丰,水电站多发满发,调节性能好的水电站利用自身调节库容减小弃水风险,并在汛后期达到较高水位以保证枯期的发电能力^[21]。根据乌江流域年内的来水季节变化规律和梯级实际蓄能控制方式的差异进行分期,梯级分期发电策略如下:

2.1.1 汛期(5—8 月)

该时期来水偏多,为控制梯级弃水量,龙头电站洪家渡水电站在满足汛期 60 MW 的生态调度出力要求下尽量多蓄少发,光伏出力可借由洪家渡水电站的送出通道完全送出,下游梯级水电站按出入库平衡控制发电,梯级水电站蓄能值由于洪家渡水电站的蓄水而上涨。

a. 水光互补系统发电量计算公式为

$$E_{HP,t} = E_{H,t} + E_{P,t} \tag{1}$$

其中

$$E_{H,t} = \sum_{i=1}^m E_{H,i,t} = \left(60 + \sum_{i=2}^m k_i Q_{i,t} H_{i,t} \right) t_h$$

式中: $E_{HP,t}$ 为第 t 月水光互补系统发电量; $E_{H,t}$ 为第 t 月梯级水电站发电量; $E_{P,t}$ 为第 t 月光伏电站发电量; $E_{H,i,t}$ 为第 t 月水电站 i 的发电量; t_h 为时段长度; k_i 为水电站 i 的综合出力系数; $Q_{i,t}$ 为第 t 月水电站 i 的发电流量; $H_{i,t}$ 为第 t 月水电站 i 的发电水头; m 为梯级水电站总数。

b. 梯级水电站蓄能值计算公式为

$$X_t = X_{t-1} + E_{TR,t} - E_{H,t} \tag{2}$$

其中

$$E_{TR,t} = \sum_{i=1}^m E_{TR,i,t} = \sum_{i=1}^m (k_i Q_{TR,i,t} H_{i,t} t_h)$$

式中: X_t 、 X_{t-1} 为第 t 、 $t-1$ 月梯级水电站蓄能值; $E_{TR,t}$ 为第 t 月梯级水电站天然来水的发电量; $E_{TR,i,t}$ 为第 t 月水电站 i 天然来水的发电量; $Q_{TR,i,t}$ 为第 t 月水电站 i 的天然来水流量。

2.1.2 后汛期(9—10 月)

该时期龙头电站洪家渡水电站采用天然来水流量发电,光伏优先送出,水电利用剩余通道送出;下游梯级水电站优先以生态流量发电,提高水头效益,梯级水电站蓄能值由于下游水电站的蓄水而上涨。

a. 水光互补系统发电量计算公式为

$$E_{HP,t} = \sum_{i=1}^m E_{H,i,t} + E_{P,t} \tag{3}$$

其中

$$E_{H,i,t} = \begin{cases} k_i Q_{TR,i,t} H_{i,t} t_h & i = 1 \\ k_i Q_{ST,i,t} H_{i,t} t_h & i = 2, 3, \dots, 9 \end{cases}$$

式中 $Q_{ST,i,t}$ 为水电站 i 的最小生态流量。

b. 梯级水电站蓄能值计算公式同式(2)。

2.1.3 调整期(11—12 月)

该时期梯级水电站向预控的年末水位调整,各水电站均匀发电(即各水电站相邻时段的发电量相同),

梯级水电站蓄能值逐月向预控的年末蓄能值进行调整。

a. 水光互补系统发电量计算公式为

$$E_{HP,t} = \sum_{i=1}^m E_{H,i,t} + E_{P,t} = \sum_{i=1}^m k_i Q_{i,t} H_{i,t} t_h + E_{P,t}$$

(4)

b. 梯级水电站蓄能值计算公式同式(2)。

2.1.4 枯期(1—4 月)

该时期龙头电站洪家渡水电站均匀发电,向下游补水,光伏优先送出,水电利用剩余通道送出;下游水电站均匀发电,梯级水电站由年末水位向预控汛初水位消落,梯级蓄能值由于各水电站逐月均匀发电而逐月消落。

a. 水光互补系统发电量计算公式同式(4)。

b. 梯级水电站蓄能值计算公式同式(2)。

2.2 关键节点梯级水电站蓄能控制

汛初(枯水期末)节点是梯级水电站调度运行的关键时间节点,一方面为了减少汛期弃水风险,提高发电效益,梯级水电站蓄能值处于相对较低的水平;同时,水电站群也要防止过度消落,影响供电可靠性。另外,年末节点的梯级水电站蓄能值与来年流域来水情况决定了下一年梯级水电站的发电情况,同为梯级水电站调度运行的重要时间节点。因此,本文将汛初(5 月初)、年末(12 月末)节点作为梯级水电站蓄能控制的关键时间节点,在满足发电与生态调度出力要求的前提下,研究分析得出关键时间节点的梯级蓄能合理范围。

2.2.1 汛初节点梯级水电站蓄能控制范围

汛初节点是控制汛期弃水风险的重要时间节点,通过分析梯级水电站 5—8 月的调度过程,确定汛初节点的梯级水电站蓄能范围。结合汛期的梯级发电策略,基于汛期梯级水电站不弃水原则,根据不同丰枯程度的来水过程,从汛初不同的梯级水电站蓄能位置,模拟 5—8 月的蓄能调度过程,分析梯级水电站汛期 5—8 月的蓄水情况和弃水情况,确定梯级水电站的汛初蓄能上限;同时为保证非汛期洪家渡水电站向下游补水的能 力,8 月末洪家渡水电站水位应尽量达到 1 125 m,从洪家渡水电站 8 月末 1 125 m 逆推至 5 月初,分析洪家渡水电站汛期 5—8 月的蓄水情况,确定梯级水电站的汛初蓄能下限,最终确定乌江流域梯级水电站汛初蓄能合理范围。

表 2 是在较多年平均流量偏丰 30% 来水条件下 5—8 月的梯级水电站发电与蓄能情况统计,在较多年平均偏丰 30% 来水情况下,当汛初蓄能大于或等于 40 亿 kW·h 时,8 月末梯级水电站蓄能超上限,即梯级水电站将产生弃水,基于梯级水电站不弃水原则,梯级水电站的汛初蓄能不宜高于 35 亿 kW·h。

表 2 偏丰 30% 来水条件下 5—8 月梯级水电站发电与蓄能情况

单位:亿 kW·h

Table 2 Cascade power generation and energy storage from May to August under the condition of 30% abundant runoff

unit:10⁸ kW·h

汛初蓄能	梯级发电量				月末蓄能			
	5 月	6 月	7 月	8 月	5 月	6 月	7 月	8 月
15	34.45	58.15	56.74	39.55	24.72	44.89	64.36	76.21
20	34.26	57.97	56.55	39.36	30.04	50.62	70.50	82.70
25	34.10	57.81	56.39	39.20	35.32	56.27	76.53	89.02
30	33.98	57.69	56.27	39.07	40.55	61.82	82.39	95.13
35	33.88	57.60	56.17	38.97	45.75	67.29	88.12	101.08
40	33.78	57.50	56.07	38.88	50.95	72.77	93.89	超上限
45	33.71	57.43	56.00	38.80	56.11	78.14	99.47	超上限
50	33.65	57.37	55.94	38.74	61.25	83.48	105.01	超上限

表 3 是洪家渡水电站在满足 8 月末水位 1 125 m 前提下,不同径流等级条件下逆推的月初水位统计。由表 3 可见,在较多年平均偏枯 30% 来水条件下,汛初水位应尽量控制在 1 098.1 m 以上,使得洪家渡水电站能够在 8 月末蓄至 1 125 m,足够为非汛期供水,结合乌江下游水电站实际调度资料统计,推得梯级水电站的汛初蓄能下限为 28 亿 kW·h。

综上所述,洪家渡水电站在 60 MW 生态调度出力和 450 MW 光伏出力接入的条件下,梯级水电站的汛初蓄能范围为 28 亿~35 亿 kW·h。

表3 不同径流等级条件下逆推的洪家渡水电站月初水位

Table 3 Inversed water level of Hongjiadu Hydropower Station at the beginning of month under different runoff levels

月份	月初水位/m						
	偏枯 30%	偏枯 20%	偏枯 10%	多年平均	偏丰 10%	偏丰 20%	偏丰 30%
5	1 098.1	1 091.4	1 084.3	1 076.2	1 076.0	1 076.0	1 076.0
6	1 102.6	1 097.5	1 091.9	1 086.0	1 079.4	1 076.0	1 076.0
7	1 112.2	1 109.5	1 106.6	1 103.7	1 100.7	1 097.4	1 093.9
8	1 120.6	1 119.6	1 118.6	1 117.6	1 116.6	1 115.6	1 114.5
9	1 125.0	1 125.0	1 125.0	1 125.0	1 125.0	1 125.0	1 125.0

2.2.2 年末节点梯级水电站蓄能控制范围

年末节点的梯级水电站蓄能情况与来年流域来水情况决定了1—4月的梯级发电能力,通过分析梯级水电站1—4月的调度过程,确定年末节点的梯级水电站蓄能范围。结合枯期的梯级发电策略,基于不同的年末梯级水电站蓄能状态,根据不同丰枯程度的来水过程,模拟1—4月的蓄能调度过程,计算枯期的梯级水电站日均发电量、16 h 顶峰能力和火电负荷率等指标,根据枯期梯级水电站的16 h 顶峰能力(全网顶峰需求2 000万~2 300万kW),确定梯级水电站的年末蓄能下限;根据枯期火电负荷率(本文取全网火电负荷率大于47%)确定梯级水电站的年末蓄能上限,最终确定乌江流域梯级水电站年末蓄能合理范围。

经分析,在较多年平均流量偏丰30%的来水条件下,梯级水电站汛初蓄能为最小值时梯级水电站日均发电量最大,其对应的枯期火电负荷率最小,因此采用该条件计算梯级水电站的年末蓄能上限;在较多年平均流量偏枯30%的来水条件下,梯级水电站汛初蓄能为最小值时梯级水电站日均发电量最小,其对应的枯期16 h 顶峰能力最小,因此采用该条件计算梯级水电站的年末蓄能下限。

表4是不同年末蓄能消落方案的火电负荷率和梯级水电站16 h 顶峰能力情况统计。由表4可见,当梯级水电站的年末蓄能为72亿kW·h时,全网火电负荷率最小,为46.9%。按照枯期全网火电负荷率47%测算,确定梯级水电站的年末蓄能上限为72亿kW·h;全网火电调峰能力为1 909.8万kW,电网调峰需求为2 000万~2 300万kW,水电的调峰能力需求为90.2万~390.2万kW,当梯级年末蓄能为58亿kW·h时,梯级水电站16 h 调峰能力最低为615.83万kW,能够满足电网调峰能力,因此确定梯级水电站的年末蓄能下限为58亿kW·h。

表4 不同年末蓄能消落方案的火电负荷率和梯级水电站16 h 顶峰能力

Table 4 Load rate of thermal power and 16 h peak capacity of cascade hydropower stations under different energy storage schemes at the end of year

年末蓄能/ 亿 kW·h	火电负荷率/%		16 h 顶峰能力/万 kW	
	偏丰 30%	偏枯 30%	偏丰 30%	偏枯 30%
44	不满足汛初水位	不满足汛初水位	不满足汛初水位	不满足汛初水位
47	54.0	不满足汛初水位	821.79	不满足汛初水位
51	52.7	不满足汛初水位	863.65	不满足汛初水位
56	51.3	不满足汛初水位	910.23	不满足汛初水位
58	50.4	60.3	938.74	615.83
62	49.5	59.4	970.22	640.91
67	48.2	58.2	1 011.77	683.07
72	46.9	56.8	1 056.72	728.61
77	45.5	55.3	1 104.34	777.01
82	43.9	53.7	1 157.22	830.80
89	42.2	52.0	1 213.79	888.20
94	40.7	50.5	1 262.66	938.00
98	39.5	49.3	1 300.68	976.71

表4中的“不满足汛初水位”表示在当前梯级水电站的年末蓄能条件下,通过1—4月的发电模拟,最终洪家渡水电站达不到预控汛初水位。例如,当梯级水电站的年末蓄能为44亿kW·h时,在来水较多年平均偏丰30%的条件下,由于洪家渡水电站年末水位过低,即使洪家渡水电站1—4月停机蓄水,也不能达到预控的汛初水位。

综上所述,洪家渡水电站在 60 MW 生态调度出力和 450 MW 光伏出力接入的条件下,梯级水电站的年末蓄能范围为 58 亿~72 亿 kW·h。

2.3 水光互补梯级蓄能调度图

根据长系列径流、光伏出力资料和汛初、年末关键节点的梯级水电站合理蓄能范围分析结果,设置梯级水电站汛初、年末蓄能离散区间和离散间隔,结合不同时期梯级水电站的发电策略,模拟在不同汛初、年末蓄能组合方案下的梯级水电站全年蓄能控制过程,将其上包线和下包线之间的范围视为梯级水电站的正常蓄能区,在正常蓄能区以上的范围视为降低蓄能区,在正常蓄能区以下的范围视为增大蓄能区,最终得到水光互补梯级蓄能调度图如图 2 所示,梯级水电站的正常蓄能区上下限见表 5。

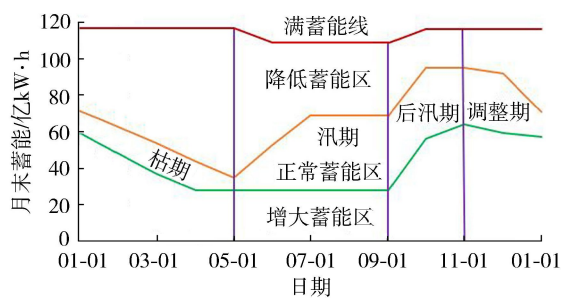


图 2 水光互补梯级蓄能调度图

表 5 梯级水电站的正常蓄能区上下限
Table 5 Upper and lower bounds of normal storage area of cascade hydropower stations

月份	月末蓄能/亿 kW·h		月份	月末蓄能/亿 kW·h	
	上限	下限		上限	下限
1	63	48	7	69	28
2	54	37	8	69	28
3	44	28	9	96	57
4	35	28	10	96	65
5	53	28	11	93	60
6	69	28	12	72	58

3 实例验证

3.1 蓄能调度图使用规则

考虑光伏出力接入洪家渡水电站和生态调度要求,使用水光互补梯级蓄能调度图,安排梯级水电站发电运行方式,使梯级水电站蓄能尽量在正常蓄能区,形成相应的梯级蓄能调度图使用规则:

a. 正常蓄能区:①枯期(1—4 月)梯级水电站由年初(上一年年末)水位向汛初目标水位消落,光伏出力优先送出,梯级水电站均匀发电;②汛期(5—8 月)龙头电站洪家渡水电站以 60 MW 的生态调度出力要求发电,光伏出力可借由水电输送通道完全送出,下游梯级水电站按出入库平衡原则发电,梯级水电站的蓄能值由于洪家渡水电站蓄水而增加;③后汛期(9—10 月)洪家渡水电站采用天然来水流量发电,下游梯级水电站优先以生态流量发电调整水位,梯级水电站的蓄能值由于下游水电站蓄水而增加;④调整期(11—12 月)梯级水电站向年末目标水位调整,各水电站均匀发电,年末梯级水电站的蓄能值达到较高水平以备次年发电。

b. 降低蓄能区:若梯级水电站的蓄能值位于降低蓄能区的范围,则应适当增大梯级水电出力,增加水光互补系统发电量使梯级水电站的蓄能值降低至正常蓄能区的范围。利用蓄能调度图时常结合判别式法^[22-23],根据判别式法得出梯级水电站在枯期自上而下消落水位,在汛期自下而上存蓄水量,因此优先增大上游水电站的出力。

c. 增大蓄能区:若梯级水电站的蓄能值位于增大蓄能区的范围,则应适当降低梯级水电出力,减小水光互补系统发电量使梯级水电站的蓄能值增大至正常蓄能区的范围。同理根据判别式法可得,应优先降低上游水电站的出力。

3.2 验证结果

根据收集的 2015—2020 年梯级水电站逐时的实际运行资料,洪家渡水电站的多年平均流量为 142 m³/s, 2015—2020 年的年平均流量分别为 150.5、133.6、133.8、131.0、145.1、139.0 m³/s,其流量水平基本在较多年平均流量偏枯 10% 到偏丰 10% 之间。分别选取 2015 年(偏丰 10%)、2020 年(平均流量水平)、2018 年(偏枯 10%)作为代表年份进行水光互补梯级蓄能调度图实例验证研究,设置两种调度方式:方式 1 运用水光互补梯级蓄能调度图进行梯级水电站调度模拟,方式 2 根据梯级水电站实际调度运行水位过程,直接叠加光伏出力进行调度模拟。

为了研究水光互补一体化调度对乌江梯级水电站供电任务的作用,以方式 2 为例进行分析,不同代表年

洪家渡水电站水光出力过程见图 3,其中 2015 年、2018 年、2020 年的光伏发电量分别为 5.48 亿、5.50 亿、5.33 亿 $\text{kW} \cdot \text{h}$ 。光伏出力接入洪家渡水电站后,提高了水电站的送出通道利用率,提高了水电站的发电量与枯期 16 h 顶峰能力。在中长期尺度水电消纳光伏能源,光伏能源增加水电站的送出电量,水电站与光伏电站形成电量互补。

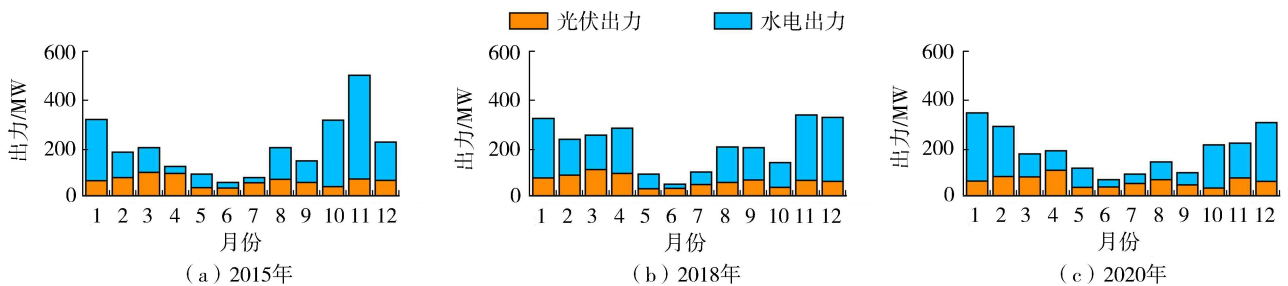


图3 方式2下洪家渡水电站水光出力过程

Fig.3 Hydro-PV output process of Hongjiadu Hydropower Station under mode 2

以 3 个代表年的梯级水电站年初水位计算梯级水电站的年初蓄能,控制两种方式的年初蓄能一致,比较两种方式的发电能力与弃水量,对水光互补梯级蓄能调度图进行检验。3 个代表年不同调度方式的水光互补系统发电量和弃水量统计情况如表 6 所示,各年的梯级水电站蓄能调度过程见图 4。如表 6 和图 4 可见,各代表年方式 1 的水光互补系统发电量均比方式 2 有所增大,增幅在 0.7 亿 ~ 2.1 亿 $\text{kW} \cdot \text{h}$;同时各代表年方式 1 的水光互补系统弃水量均比方式 2 有所降低,降幅在 0.03 亿 ~ 0.15 亿 m^3 。方式 1 的梯级水电站蓄能基本高于方式 2,发挥梯级水电站的水头效益以便达到更大的发电效益,同时又可根据水光互补梯级蓄能调度图调整发电策略,使梯级水电站的弃水量更小,减少弃电风险。

表 6 不同调度方式水光互补系统发电量与弃水量

Table 6 Power generation and waste water of Hydro-PV complementary system under different dispatching schemes

调度方式	发电量/亿 $\text{kW} \cdot \text{h}$			弃水量/亿 m^3		
	2015 年	2018 年	2020 年	2015 年	2018 年	2020 年
方式 1	316.67	272.03	352.63	23.19	3.67	24.61
方式 2	315.99	270.19	350.59	23.21	3.64	24.76

注:两种调度方式梯级水电站的年初蓄能相同,年末蓄能不同,为了使两种方式的系统发电量有可比性,以方式 2 的年末蓄能为基准,在方式 1 的系统发电量基础上加上两种方式的年末蓄能之差。

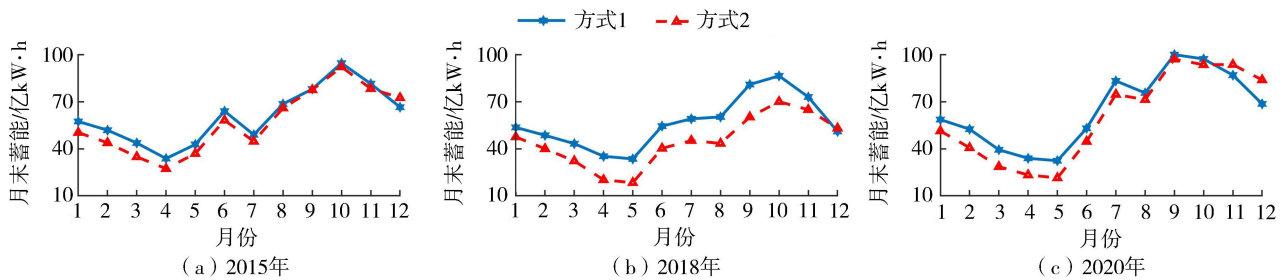


图4 不同代表年梯级水电站蓄能调度过程

Fig.4 Energy storage dispatching process of cascade hydropower stations in different typical years

梯级蓄能调度过程与实际蓄能调度过程趋势一致,符合水电站发电运行策略;水光互补系统发电量与弃水量与实际运行结果接近,计算结果符合实际,发电计划编制过程简单、合理,表明绘制的水光互补梯级蓄能调度图是合理有效的。

4 结 语

本文针对乌江流域中长期水光互补梯级水电站蓄能控制问题,提出水光互补系统的分期发电策略,从汛初、年末节点梯级蓄能合理范围着手,绘制水光互补梯级蓄能调度图,形成相应的梯级蓄能控制和使用规则,可根据梯级的蓄能状况对短期发电计划进行调整,提高发电效益,降低调度风险。实例验证结果表明,梯级水电站汛初蓄能范围为 28 亿 ~ 35 亿 $\text{kW} \cdot \text{h}$ 、年末蓄能范围为 58 亿 ~ 72 亿 $\text{kW} \cdot \text{h}$;水光互补梯级蓄能调度

图能够提高系统发电量 0.7 亿 ~2.1 亿 kW · h,减少弃水量 0.03 亿 ~0.15 亿 m³,使得水光互补系统在减少汛期通道竞争风险的同时,保证水光互补系统的发电效益,可为乌江流域水光互补优化调度提供参考。

参考文献:

[1] 舒印彪,张丽英,张运洲,等. 我国电力碳达峰、碳中和路径研究[J]. 中国工程科学,2021,23(6):1-14. (SHU Yinbiao, ZHANG Liying, ZHANG Yunzhou, et al. Carbon peak and carbon neutrality path for China's power industry [J]. Chinese Engineering Science,2021,23(6):1-14. (in Chinese))

[2] 王少洪. 碳达峰目标下我国能源转型的现状、挑战与突破[J]. 价格理论与实践,2021(8):82-86. (WANG Shaohong. Current situation,challenge and breakthrough of China's energy transformation under the goal of carbon peak[J]. Price Theory and Practice,2021(8):82-86. (in Chinese))

[3] 陈国平,李明节,许涛,等. 关于新能源发展的技术瓶颈研究[J]. 中国电机工程学报,2017,37(1):20-27. (CHEN Guoping, LI Mingjie, XU Tao, et al. Study on technical bottleneck of new energy development [J]. Chinese Journal of Electrical Engineering,2017,37(1):20-27. (in Chinese))

[4] 陈炜,艾欣,吴涛,等. 光伏并网发电系统对电网的影响研究综述[J]. 电力自动化设备,2013,33(2):26-32. (CHEN Wei, AI Xin, WU Tao, et al. Influence of grid-connected photovoltaic system on power network [J]. Electric Power Automation Equipment,2013,33(2):26-32. (in Chinese))

[5] 李耀华,孔力. 发展太阳能和风能发电技术 加速推进我国能源转型[J]. 中国科学院院刊,2019,34(4):426-433. (LI Yaohua, KONG Li. Developing solar and wind power generation technology to accelerate China's energy transformation [J]. Journal of the Chinese Academy of Sciences,2019,34(4):426-433. (in Chinese))

[6] 王永真,康利改,张靖,等. 综合能源系统的发展历程、典型形态及未来趋势[J]. 太阳能学报,2021,42(8):84-95. (WANG Yongzhen, KANG Ligai, ZHANG Jing, et al. Development history, typical form and future trend of integrated energy system [J]. Journal of Solar Energy,2021,42(8):84-95. (in Chinese))

[7] 申建建,王月,程春田,等. 水风光多能互补发电调度问题研究现状及展望[J]. 中国电机工程学报,2022,42(11):3871-3885. (SHEN Jianjian, WANG Yue, CHEN Chuntian, et al. Research status and prospect of generation scheduling for hydropower-wind-solar energy complementary system [J]. Chinese Journal of Electrical Engineering, 2022, 42 (11) : 3871-3885. (in Chinese))

[8] 黄显峰,颜山凯,李大成,等. 对水电效益影响最小的水光互补运行方式研究[J]. 水利水电科技进展,2022,42(6):15-20. (HUANG Xianfeng, YAN Shankai, LI Dacheng, et al. Research on hydro-photovoltaic complementary rules for minimum influence on hydropower benefit [J]. Advances in Science and Technology of Water Resources,2022,42(6):15-20. (in Chinese))

[9] 李伶杰,王银堂,马敬梅,等. 基于改进 NSGA- II 的龙江和瑞丽江梯级水电站联合优化调度[J]. 水资源保护,2022,38(2):83-90. (LI Lingjie, WANG Yintang, MA Jingmei, et al. Joint optimal scheduling of Longjiang and Ruilijiang cascade hydropower stations based on improved NSGA- II [J]. Water Resources Protection,2022,38(2):83-90. (in Chinese))

[10] XU Bin, ZHU Feilin, ZHONG Pingan, et al. Identifying long-term effects of using hydropower to complement wind power uncertainty through stochastic programming[J]. Applied Energy,2019,253:113535.

[11] MING Bo, LIU Pan, GUO Shenglian, et al. Hydropower reservoir reoperation to adapt to large-scale photovoltaic power generation [J]. Energy,2019,179: 268-279.

[12] 畅建霞,王义民,黄强,等. 水电与风电联合补偿调度机理研究与应用[J]. 水力发电学报,2014,33(3):68-73. (CHANG Jianxia, WNAG Yimin, HUANG Qiang, et al. Compensation operation mechanism of hydropower plant and windpower plant [J]. Journal of Hydroelectric Power,2014,33(3):68-73. (in Chinese))

[13] LIU Weifeng, ZHU Feilin, CHEN Juan, et al. Multi-objective optimization scheduling of wind-photovoltaic-hydropower systems considering riverine ecosystem[J]. Energy Conversion and Management,2019,196:32-43.

[14] 田建伟,胡兆光,吴俊勇,等. 远距离大容量风水互补系统的优化调度[J]. 北京交通大学学报,2011,35(5):113-118. (TIAN Jianwei, HU Zhaoguang, WU Junyong, et al. Optimal dispatch of long distance and large scale wind-hydro complementation system [J]. Journal of Beijing Jiaotong University,2011,35(5):113-118. (in Chinese))

[15] LI Fangfang, QIU Jun. Multi-objective optimization for integrated hydro-photovoltaic power system [J]. Applied Energy,2016,167 (4) : 377-384.

[16] TAN Qiaofeng, WEN Xin, SUN Yuanliang, et al. Evaluation of the risk and benefit of the complementary operation of the large wind photovoltaic hydropower system considering forecast uncertainty [J]. Applied Energy,2021,285(64):116442.

[17] YANG Zhikai, LIU Pan, CHENG Lei, et al. Deriving operating rules for a large-scale hydro-photovoltaic power system using

implicit stochastic optimization[J]. Journal of Cleaner Production,2018,195:562-572.

[18] DING Ziyu,WEN Xin,TAN Qiaofeng, et al. A forecast-driven decision-making model for long-term operation of a hydro wind photovoltaic hybrid system[J]. Applied Energy,2021,291(6):116820.

[19] 张曦,康重庆,张宁,等. 太阳能光伏发电的中长期随机特性分析[J]. 电力系统自动化,2014(6):6-13. (ZHANG Xi, KANG Chongqing,ZHANG Ning, et al. Analysis of mid/long term random characteristics of photovoltaic power generation[J]. Automation of Electric System,2014(6):6-13. (in Chinese))

[20] HE Yi,GUO Su,ZHOU Jianxu, et al. The quantitative techno-economic comparisons and multi-objective capacity optimization of wind-photovoltaic hybrid power system considering different energy storage technologies[J]. Energy Conversion & Management, 2021,229:113779.

[21] 王静. 梯级电站蓄能控制图研究与应用[J]. 人民黄河,2020,42(2):89-93. (WANG Jing. Research and application of energy storage control chart for cascade hydropower stations[J]. Yellow River,2020,42(2):89-93. (in Chinese))

[22] 谢如昌,纪昌明,王春超,等. 基于改进判别系数法的水库群蓄能调度图绘制[J]. 水力发电学报,2013,39(5):62-64. (XIE Ruchang,JI Changming,WANG Chunchao, et al. Energy storage operation charts of hydropower station reservoir group based on improved discriminate coefficient method[J]. Journal of Hydroelectric Power,2013,39(5):62-64. (in Chinese))

[23] 纪昌明,蒋志强,孙平,等. 基于判别式法及逐步优化算法的梯级蓄能调度图研究[J]. 水力发电学报,2014,33(3):118-125. (JI Changming,JIANG Zhiqiang,SUN Ping, et al. Study on cascade energy storage dispatching figure based on discriminant criterion method and progressive optimality algorithm[J]. Journal of Hydroelectric Power,2014,33(3):118-125. (in Chinese))

(收稿日期:2022-08-01 编辑:熊水斌)

(上接第 14 页)

[20] 王瑾杰,丁建丽,张成,等. 基于 GF-1 卫星影像的改进 SWI 水体提取方法[J]. 国土资源遥感,2017,29(1):29-35. (WANG Jinjie,DING Jianli,ZHANG Cheng, et al. Method of water information extraction by improved SWI based on GF-1 satellite image [J]. Remote Sensing of Land and Resources,2017,29(1):29-35. (in Chinese))

[21] 栾清华,秦志宇,王东,等. 城市暴雨道路积水监测技术及其应用进展[J]. 水资源保护,2022,38(1):106-116. (LUAN Qinghua,QIN Zhiyu,WANG Dong, et al. Review on monitoring technology of urban road waterlogging after rainstorm and its application[J]. Water Resources Protection,2022,38(1):106-116. (in Chinese))

[22] 朱辉,何祺胜,李金阳,等. 基于多源遥感数据的蓄洪区洪涝遥感监测与分析[J]. 河海大学学报(自然科学版),2022,50(4):50-57. (ZHU Hui,HE Qisheng,LI Jinyang, et al. Remote sensing monitoring and analysis of flood in flood storage area based on multi-source remote sensing data [J]. Journal of Hohai University (Natural Sciences), 2022, 50(4):50-57. (in Chinese))

[23] 王波,黄津辉,郭宏伟,等. 基于遥感的内陆水体水质监测研究进展[J]. 水资源保护,2022,38(3):117-124. (WANG Bo, HUANG Jinhui,GUO Hongwei, et al. Progress in research on inland water quality monitoring based on remote sensing[J]. Water Resources Protection,2022,38(3):117-124. (in Chinese))

[24] 宫兆宁,陈雨竹,赵文慧. 近 35 年官厅水库消落带消涨特征及分区[J]. 生态学报,2017,37(16):5294-5304. (GONG Zhaoning,CHEN Yuzhu,ZHAO Wenhui. Analysis of fluctuation characteristics and subzone in hydro-fluctuation belt in the Guanting Reservoir during 1979-2013[J]. Journal of Ecology,2017,37(16):5294-5304. (in Chinese))

[25] 于博文,田淑芳. “高分一号”卫星数据几何校正研究[J]. 遥感技术与应用,2017,32(1):133-139. (YU Bowen,TIAN Shufang. Retrieval of snow albedo based on muti-source remote sensing data[J]. Remote Sensing Technology and Application, 2017,32(1):133-139. (in Chinese))

[26] 王中挺,李小英,李莘莘,等. GF-1 星 WFV 相机的快速大气校正[J]. 遥感学报,2016,20(3):353-360. (WANG Zhongting, LI Xiaoying,LI Xinxin, et al. Quickly atmospheric correction for GF-1 WFV cameras[J]. Journal of Remote Sensing,2016,20(3):353-360. (in Chinese))

[27] OTSU N. A thresholding selection method from gray-level histogram[J]. IEEE Transactions on Systems,Man and Cybernetic, 1979,9(1):62-66.

[28] 甘晓英,白阳,何晓栋,等. 一种并行二值图像连通域标记算法[J]. 计算机与数字工程,2021,49(5):993-997. (GAN Xiaoying,BAI Yang,HE Xiaodong, et al. A parallel algorithm for connected component labeling in binary images[J]. Computer and Digital Engineering,2021,49(5):993-997. (in Chinese))

(收稿日期:2022-09-18 编辑:刘晓艳)