

西南跨流域水风光协同开发研究

刘泽洪, 周原冰, 李隽, 倪煜, 孟婧, 燕志宇

(全球能源互联网发展合作组织, 北京市 西城区 100031)

Trans-basin Complementary Planning of Hydro-wind-photovoltaic Systems in Southwest China

LIU Zehong, ZHOU Yuanbing, LI Jun, NI Yu, MENG Jing, YAN Zhiyu

(Global Energy Interconnection Development and Cooperation Organization, Xicheng District, Beijing 100031, China)

Abstract: With the booming scale of new energy integration and the increasing demand for flexibility regulation resources, hydropower flexibility is expected to play an important role in power systems. Complementary planning of hydro-wind-photovoltaic systems at the plant-level or basin-level is not conducive to maximizing the flexibility value, which means system flexibility requirements may not be met. Therefore, it is necessary to expand the scope of hydro-wind-photovoltaic complementation and carry out trans-basin planning from the perspective of the power system. By constructing a trans-basin hydro-wind-photovoltaic coordinated planning model, this paper quantitatively analyzes the integration potential of new energy supported by hydropower in southwest China. Results show that, compared with basin-level coordinated planning, trans-basin planning can significantly increase the installed capacity and generation of new energy in southwest China. Furthermore, hydropower flexibility in the southwest can also be shared to support the development of new energy in northwest China, realizing flexible regulation resources sharing across regions.

Keywords: multi-energy complementation; hydro-wind-photovoltaic coordinated planning; flexibility of hydropower; trans-basin

摘 要: 随着风、光新能源装机占比逐渐提高, 电力系统灵活性需求不断增加, 对水电发挥灵活调节能力提出了更高要求, 仅在电站或流域层面开展水风光协同开发难以充分发挥水电灵活性价值, 无法满足系统调节需求。因此, 需要从系统层面出发, 开展跨流域水风光协同开发研究, 通过扩大水风光互补范围, 最大程度发挥水电调节能力作用。通过构建跨流域水风光协同规划模型, 量化分析西南地区八大流域干流水电可支撑新能源开发消纳的潜力。结果表明, 与流域级水风光协同开发相比, 西南地区跨流域水风光协同开发可大幅提升新能源装机规模及消纳电量, 且在支撑西南地区本地新能源开发的基础上, 具备支撑西北地区新能源开发、实现灵活调节资源跨区共享的潜力。

关键词: 多能互补; 水风光协同规划; 水电灵活性; 跨流域

0 引言

水风光协同运行是多能互补的理想形式, 利用水电灵活调节能力平抑风光出力波动, 能有效促进新能源并网消纳, 推动构建新能源占比逐渐提高的新型电力系统^[1-2]。2022年3月, 国家能源局印发《关于开展全国主要流域可再生能源一体化规划研究工作有关事项的通知》, 要求依托主要流域水电开发, 充分利用水电灵活性, 在合理范围内配套建设一定规模的以风电和光伏为主的新能源发电项目, 建设可再生能源一体化综合开发基地^[3]。在此背景下, 开展水风光协同规划, 促进水风光一体化开发运行, 对推动中国可再生能源大规模、高质量发展和能源结构低碳转型至关重要。

国内外学者针对水风光协同规划问题开展了大量研究。按照互补空间范围划分, 相关研究可分为厂站级和流域级两类。

厂站级协同规划是以单个水电站为单位, 利用水电站的调节能力优化新能源规模, 新能源与水电站共享送出通道, 联合送出消纳^[4-5]。文献[6]以最大化水电和光伏消纳电量为目标, 提出了考虑径流、光伏出力随机性的双层嵌套规划模型, 确定与Naijili水电站互补运行的光伏最优规模。文献[7]提出了基于动态规划的分析框架, 评估了未来不同电力需求情景下加纳Akosombo水电站支持当地风电、光伏并网的潜力。文献[8]以龙羊峡水电站为例, 重点考虑水光互补运行对水资源系统的影响, 构建了成本-效益分析模型, 开展光伏装机容量规划。

流域级协同规划是以单个流域为单位, 利用流域梯级水电的联合调节能力优化新能源规模, 新能源与流域水电打捆送出消纳^[9-10]。文献[11]介绍了一

种可靠性评估方法，利用水电灵活调节能力，分析在一定置信水平下水电对促进风电消纳的作用，该模型在赞比西河流域水风互补规划中得到了成功应用。文献[12]以瑞典水电系统为例，研究了电力市场中水风协同规划运行对风电“市场价值”和市场收益的提升作用。文献[13]提出了考虑输电约束和梯级水电综合利用约束的大型水风光混合发电系统容量规划模型，得到了基于互补保证率的电源装机最优规划方案。

随着新型电力系统建设、新能源装机占比不断提高，电力系统灵活性需求越来越大，对水电发挥灵活性提出了更高要求，仅在电站或流域层面开展水风光协同规划不利于最大化水电灵活性价值，难以满足系统需求^[14-15]。因此，有必要从系统层面出发，扩大水风光互补范围，开展跨流域水风光协同规划。跨流域协同规划是在区域内不同流域间充分共享水电调节能力和新能源资源，以电网为资源配置枢纽，通过系统级的高效协同运行，提高新能源总体开发规模和系统综合供电能力。与厂站级、流域级相比，跨流域水风光协同规划能更好地统筹电源侧、电网侧、负荷侧资源，充分发挥水电灵活调节作用，实现电力资源全局优化配置。

中国西南地区水电规模庞大，已投产水电装机超 100 GW，集中分布在各大流域干流，形成了金沙江、雅砻江等数个大型水电基地^[16]。流域间、流域内水力、电力联系紧密复杂，电网互联程度高^[17]。依托主要流域水电基地及互联电网，开展西南水电跨流域水风光协同规划，有利于发挥水能资源的规模化效益，提供电网级别的灵活调节能力，促进西部地区亿kW级新能源并网消纳，为新型电力系统建设提供有力支撑。

本文以中国西南地区八大流域水电基地为研究对象，通过分析水风光资源禀赋及出力特性，综合考虑水电调节能力、新能源资源禀赋、输电通道容量、送受端负荷需求等因素，构建跨流域水风光协同规划模型；在充分发挥水电灵活调节能力的情况下，量化分析西南八大流域干流水电可支撑新能源开发消纳的最大潜力；并根据西南、西北新能源资源条件差异，分析西南水电在满足本地新能源开发的基础上，支撑西北新能源开发的可行性。

1 西南水风光资源及互补特性

西南地区横跨中国地理三大台阶，山川纵横、河

流密布且径流充沛，是中国水能资源最富集的地区，已建和待建水电总体具有较好的调节性能。其中，金沙江、雅砻江、大渡河、乌江、怒江、澜沧江、南盘江/红水河、雅鲁藏布江这八大流域水能资源最为富集，区域内风能、太阳能资源丰富，水风光出力互补性较强，具备统筹规划、协同开发、综合利用的良好条件，是实施水风光多能互补发展的主战场。

1.1 水电资源优势突出

经过近二十年的高速发展，西南地区已经建成世界上最大的区域水电系统，呈现出独有的特征优势，主要体现在以下方面。

1) 集中程度高、装机规模大。截至2021年底，西南地区已经建成了金沙江中下游、澜沧江下游、雅砻江、大渡河、乌江、红水河6个千万kW级流域水电基地，累计投产装机约130 GW，形成了四川电网和云南电网2个水电装机超70 GW、水电占比超80%的省级电网。

2) 巨型电站多。西南地区集中了中国大部分已建和在建巨型水电站，已建成的巨型水电站包括乌东德、白鹤滩、溪洛渡、向家坝、糯扎渡、锦屏二级等，在建巨型水电站有两河口、双江口等。

3) 总体调节性能好。截至2021年底，西南各大流域已投产电站调节性能分布如表1所示。总体来看，年调节及以上电站装机占比达到19%，57%具有季及以上调节能力，总体调节能力较好，可有效发挥对径流的调蓄和储能作用。

表 1 截至2021年底西南各大流域水电调节能力
Table 1 Adjustment ability of hydropower plants by 2021 in southwest China

流域	多年调节 电站装机 /MW	年调节 电站装 机/MW	季调节 电站装 机/MW	年调节及 以上电站 装机占比	季调节及 以上电站 装机占比
金沙江	0	0	2880	0	59%
雅砻江	100	360	330	27%	46%
澜沧江	1005	0	591	47%	75%
大渡河	0	0	790	0	46%
乌江	60	300	195	43%	67%
南盘江/ 红水河	0	610	0	47%	47%
合计	1165	1270	4786	19%	57%

4) 水电配套外送输电网络完善。随着“西电东送”战略的持续推进，西南地区中通道、南通道实现

了西南、华中、华东、南方跨省跨区域联网, 已建成直流输电通道超10回、送电容量超100 GW, 其中以水电输送为主要目的通道规模达到65.8 GW, 年输送电量超200 TWh。

未来, 随着“碳达峰、碳中和”战略的实施, 西南水电规模将继续扩大, 预计2030年、2050年水电装机将分别达到190 GW、300 GW。规模庞大、高度集中、调节灵活的水电, 借助互联互通输电网络, 可为电力系统提供巨大的灵活性支撑, 对促进风光大规模集中消纳具有重要意义。

1.2 流域近区风光资源丰富

西南八大流域近区风电、光伏资源情况如表2所示。其中, 西南八大流域近区风电技术可开发量约为220 GW, 平均利用小时数2250 h, 平均度电成本约0.34元/kWh。空间分布方面, 风能资源主要集中在雅砻江上游、怒江上游、大渡河上游、金沙江上游和南

盘江河段。利用小时方面, 金沙江中下游、雅砻江中游、怒江上游风电年发电利用小时数较高, 可达2400 h以上。度电成本方面, 金沙江中下游、澜沧江下游、乌江、南盘江/红水河等海拔较低、电网接入条件较好的地区风电度电成本相对较低。

西南八大流域近区光伏技术可开发量约10 TW, 平均利用小时数1600 h, 平均度电成本约0.21元/kWh。空间分布方面, 光伏资源主要集中在雅砻江上游、大渡河上游、金沙江上游、怒江上游以及南盘江河段。利用小时方面, 雅砻江中上游、怒江上游、澜沧江上游光伏年发电利用小时数可达1700 h以上, 这些河段近区光伏开发成本也相对较低。

1.3 水风光出力互补

1.3.1 出力特性

西南水电年内出力“丰大枯小”特性明显, 汛期(6月—10月)出力较大, 枯期(11月—次年5月)出力

表 2 西南八大流域近区风电、光伏资源情况
Table 2 Overview of wind power and photovoltaic resources in the neighboring areas of hydropower basins in southwest China

流域		风电			光伏		
		技术可开发量/MW	平均利用小时/h	度电成本/ (元·(kWh) ⁻¹)	技术可开发量/MW	平均利用小时/h	度电成本/ (元·(kWh) ⁻¹)
金沙江	上游	22 188	2135	0.45	1 288 000	1715	0.20
	中游	6589	2482	0.27	428 770	1656	0.19
	下游	14 062	2475	0.27	755 840	1491	0.21
雅砻江	上游	46 100	2180	0.46	1 541 880	1697	0.22
	中游	14 823	2517	0.35	397 590	1775	0.19
	下游	900	2058	0.33	77 440	1592	0.20
澜沧江	上游	1327	2278	0.39	100 480	1707	0.19
	中下游	2024	2323	0.28	343 120	1598	0.20
大渡河	上游	29 937	2103	0.42	1 516 850	1652	0.22
	中游	758	2281	0.38	34 250	1533	0.21
	下游	0	0		24 870	1301	0.24
怒江	上游	30 984	2403	0.41	732 340	1734	0.20
	中游	0	0		1880	1313	0.25
	下游	0	0		159 920	1608	0.20
乌江	干流	5237	2104	0.31	169 450	1150	0.27
南盘江/ 红水河	上游	27 788	2340	0.28	1 367 950	1361	0.23
	下游	8939	2171	0.31	474 300	1242	0.25
雅鲁藏 布江	中游	10 960	2201	0.43	486 760	1900	0.17
	下游	0	0		165 690	1421	0.25
合计		222 616	2250	0.34	10 067 380	1600	0.21

注: ①采用全球能源互联网发展合作组织研发的全球清洁能源资源评估平台(GREAN)进行评估;
②评估范围为八大流域干流200 km内且位于中国境内的区域;
③评估对象为海拔5000 m以下风电及海拔4500 m以下光伏资源。

较小,丰枯期电量比大于1.5。西南部分典型流域水电站年内出力特性见图1。日内出力特性方面,水电站通常具有调节库容,可根据系统需求灵活调整自身出力。

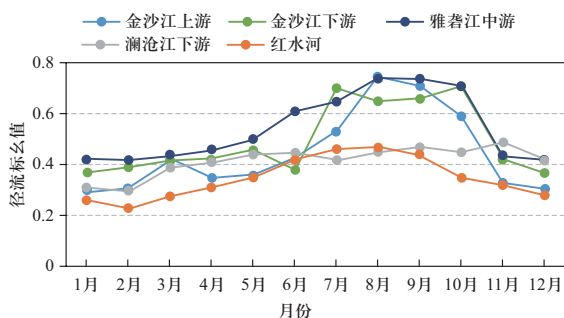
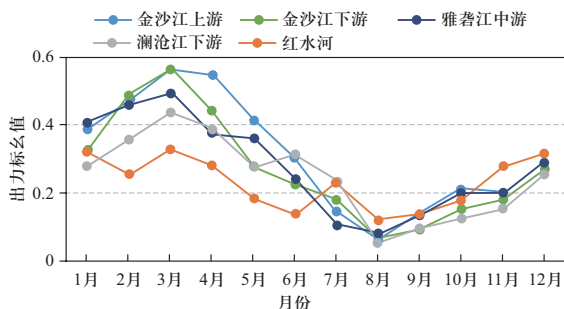


图1 西南部分典型流域水电年出力特性

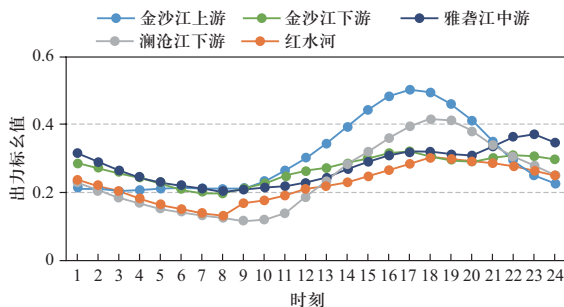
Fig. 1 Monthly outputs of typical hydropower basins in southwest China

西南风电年内出力季节特性显著,呈现“春冬大,夏秋小”的特征。1月—3月风电出力较大,电量占全年比例达到35%~45%;夏季出力较小,7月—9月电量占比仅为8%~18%。日内出力特性方面,风电日内出力波动大,高峰一般出现在17时—19时,低谷一般出现在8时—10时。西南部分典型流域近区风电年内及日内出力特性见图2。

西南光伏出力全年无明显的月际差异,呈现“春冬略大,夏秋略小”的特点。日内出力特性方面,昼



(a) 年内出力特性

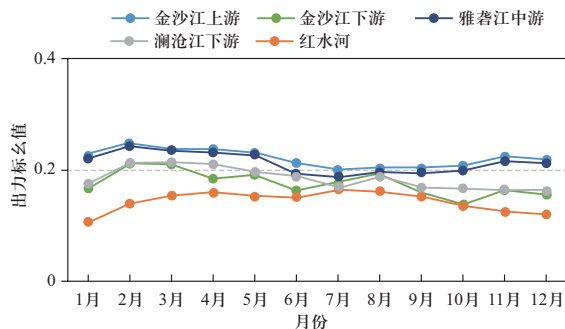


(b) 日内出力特性

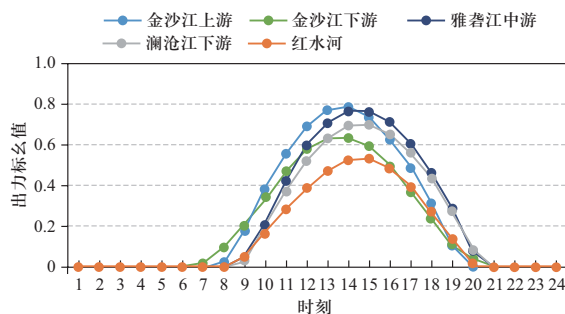
图2 西南部分典型流域近区风电年内及日内出力特性

Fig. 2 Monthly and hourly outputs of wind power near typical hydropower basins in southwest China

夜特征显著。峰值一般为中午12时—14时,夏季21时—次日6时、冬季19时—次日8时通常出力为0。西南部分典型流域近区光伏年内及日内出力特性见图3。



(a) 年内出力特性



(b) 日内出力特性

图3 西南部分典型流域近区光伏年内及日内出力特性

Fig. 3 Monthly and hourly outputs of photovoltaic near typical hydropower basins in southwest China

1.3.2 互补特性

年内互补特性方面,西南水电与风电季节互补性强,与光伏具有一定的季节互补性。水电、风电的年内各月出力均呈现出“一峰一谷”特征,风电的“峰”“谷”与水电的“谷”“峰”在时间上对应,出力存在较强的季节互补性。光伏各月出力波动较小,与水电、风电的年内互补关系较弱。以金沙江上游为例,水风光年内互补特性如图4所示。

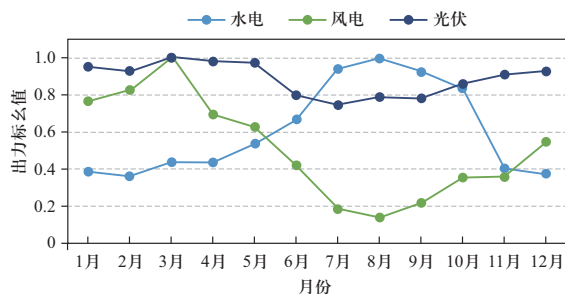


图4 金沙江上游水风光年内互补特性示意图

Fig. 4 Monthly complementary characteristics of hydro-wind-photovoltaic in the upper reaches of Jinsha River

日内互补特性方面, 风电与光伏的昼夜互补性较强, 水电具备调节能力, 可调整自身出力, 主动与风光互补。光伏日内出力集中在白天, 且一般在午间达到峰值; 风电日内出力一般白天小, 晚上大, 二者存在天然的互补关系。水电在日内运行过程中, 可以动用自身的调蓄能力进行调节, 对风电、光伏的日内波动进行互补, 以平抑风电、光伏的出力波动。以金沙江中游为例, 水风光日内互补特性如图5所示。

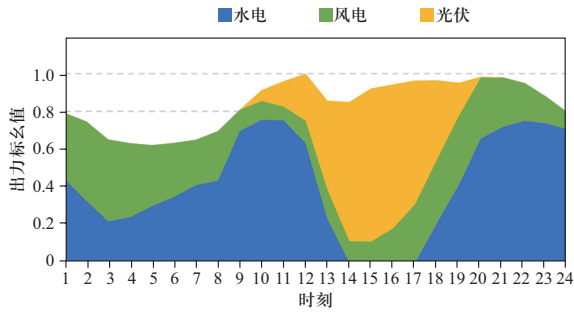


图5 金沙江中游水风光日内互补特性示意图

Fig. 5 Hourly complementary characteristics of hydro-wind-photovoltaic in the middle reaches of Jinsha River

2 西南跨流域水风光协同规划模型

2.1 研究思路

西南地区规模庞大的灵活水电、资源丰富的新能源、良好的水风光互补特性、互联互通的输电网络为水风光协同规划提供了坚实的物质基础。未来, 在中国能源电力格局中, 西南地区将由以水电为主的重要送端, 逐步向水风光互补、送受端一体的大型清洁能源配置枢纽转变^[18]。通过大力开发风光新能源, 与水电互补形成多元化的电源结构, 能够提升区域综合供电能力^[19-20]。在此背景下, 西南地区水电定位将从传统的“电量供应为主、容量调节为辅”向“电量供应与灵活调节并重”转变。

为了适应水电定位转变, 西南跨流域水风光协同规划需要坚持系统观念, 从大系统的角度出发, 以水电灵活性为基础, 以风光新能源开发为方向, 统筹兼顾电源开发与电网建设、本地消纳与跨区外送等关系, 实现水风光综合优化开发、联合送出和高效消纳, 提升清洁能源总体开发消纳规模和电力系统整体供电的充裕性、安全性和经济性。电源侧需统筹考虑各流域水电调节能力及近区新能源资源特性, 采用送端联合优化的方式, 不同流域水电调节能力互济、新能源资源共享; 电网侧应充分考虑输电通道容量对新

能源装机规模的影响; 负荷侧结合送受端省份未来经济社会发展规划, 自下而上, 确定送、受端负荷需求, 并在此基础上, 兼顾系统调峰与新能源调节需求, 优化分配水电调节能力, 评估水电支撑新能源开发消纳的潜力。

本文所提跨流域水风光协同规划模型聚焦高效利用水电调节能力及输电通道, 优化风电、光伏装机及水风光互补运行过程。模型中, 参与优化的水电站为已投产电站及中长期规划建设电站, 其库容、流量、装机等特征参数均为已知。规划模型以1 h为步长, 开展水平年内8760 h逐时段生产运行模拟。

2.2 目标函数

以系统投资及运行成本之和最小为目标, 包括风电、光伏年化投资成本, 运行维护成本, 系统切负荷惩罚成本, 如式(1)所示:

$$\min f = (v^w + m^w) \sum_{i=1}^I N_i^{\text{wind}} + (v^s + m^s) \sum_{i=1}^I N_i^{\text{solar}} + m^{\text{loss}} \sum_{t=1}^T P_t^{\text{loss}} \quad (1)$$

式中: i 、 t 分别为电站序号、时段序号; v^w 、 m^w 分别为单位容量风电的年化投资成本、运维成本, 元/MW; v^s 、 m^s 分别为单位容量光伏的年化投资成本、运维成本, 元/MW; N_i^{wind} 、 N_i^{solar} 分别为风电站 i 、光伏电站 i 的规划装机容量, MW; m^{loss} 为切负荷惩罚成本, 元/MW; P_t^{loss} 为系统在时段 t 的切负荷值, MW; I 为水电站数目; T 为规划时段数。

2.3 约束条件

2.3.1 电力平衡约束

$$\sum_{i=1}^I (P_{i,t}^H + P_{i,t}^W + P_{i,t}^V) + P_t^{\text{loss}} = D_t \quad (2)$$

式中: $P_{i,t}^H$ 、 $P_{i,t}^W$ 、 $P_{i,t}^V$ 分别为水电站 i 、风电站 i 、光伏电站 i 在时段 t 的出力, MW; D_t 为系统在时段 t 的电力负荷需求, MW。

2.3.2 联络线约束

$$T_{i,t}^{\min} \leq P_{i,t}^H + P_{i,t}^W + P_{i,t}^V \leq T_{i,t}^{\max} \quad (3)$$

式中: $T_{i,t}^{\min}$ 、 $T_{i,t}^{\max}$ 分别为水电站 i 配套联络线在时段 t 的输电容量下限、上限, MW。

2.3.3 风电、光伏出力约束

$$\begin{cases} 0 \leq P_{i,t}^W \leq \tau_{i,t}^{\text{wind}} N_i^{\text{wind}} \\ 0 \leq P_{i,t}^V \leq \tau_{i,t}^{\text{solar}} N_i^{\text{solar}} \end{cases} \quad (4)$$

式中: $\tau_{i,t}^{\text{wind}}$ 、 $\tau_{i,t}^{\text{solar}}$ 分别为风电站*i*、光伏电站*i*在时段*t*的出力特性标幺值。

2.3.4 新能源利用率约束

$$\frac{\sum_{i=1}^I \sum_{t=1}^T (P_{i,t}^{\text{W}} + P_{i,t}^{\text{W}})}{\sum_{i=1}^I \sum_{t=1}^T (\tau_{i,t}^{\text{wind}} N_i^{\text{wind}} + \tau_{i,t}^{\text{solar}} N_i^{\text{solar}})} \geq \delta \quad (5)$$

式中: δ 为新能源综合利用率下限。

2.3.5 水电系统约束

1) 梯级水力联系约束:

$$Q_{i,t}^{\text{in}} = B_{i,t} + Q_{i-1,t}^{\text{out}} \quad (6)$$

式中: $Q_{i,t}^{\text{in}}$ 、 $B_{i,t}$ 分别为水电站*i*时段*t*的入库流量、区间流量, m^3/s ; $Q_{i-1,t}^{\text{out}}$ 为水电站(*i*-1)时段*t*的出库流量, m^3/s 。水电站(*i*-1)为水电站*i*的上游电站。

2) 水量平衡方程:

$$S_{i,t} = S_{i,t-1} + 3600(Q_{i,t}^{\text{in}} - Q_{i,t}^{\text{out}})\Delta t \quad (7)$$

式中: $S_{i,t}$ 为水电站*i*时段*t*的库容, m^3 ; Δt 为时段步长, h 。

3) 水位约束:

$$\begin{cases} Z_{i,t}^{\min} \leq Z_{i,t} \leq Z_{i,t}^{\max} \\ Z_{i,1} = Z_i^{\text{beg}} \\ Z_{i,T} = Z_i^{\text{end}} \end{cases} \quad (8)$$

式中: $Z_{i,t}$ 为水电站*i*时段*t*的坝上水位, m ; $Z_{i,t}^{\min}$ 、 $Z_{i,t}^{\max}$ 分别为水电站*i*时段*t*的水位下限、水位上限, m ; Z_i^{beg} 、 Z_i^{end} 分别为水电站*i*时段初、末水位, m 。

4) 水位-库容关系约束^[6]:

$$Z_{i,t} = a_{i,0} + a_{i,1}S_{i,t} + a_{i,2}S_{i,t}^2 + a_{i,3}S_{i,t}^3 + a_{i,4}S_{i,t}^4 \quad (9)$$

式中: $a_{i,0}$ 、 $a_{i,1}$ 、 $a_{i,2}$ 、 $a_{i,3}$ 、 $a_{i,4}$ 分别为水电站*i*的水位-库容关系式的各阶系数。

5) 流量约束:

$$\begin{cases} Q_{i,t}^{\text{out}} = Q_{i,t}^{\text{power}} + Q_{i,t}^{\text{lost}} \\ (Q_{i,t}^{\text{out}})^{\min} \leq Q_{i,t}^{\text{out}} \leq (Q_{i,t}^{\text{out}})^{\max} \end{cases} \quad (10)$$

式中: $Q_{i,t}^{\text{power}}$ 、 $Q_{i,t}^{\text{lost}}$ 分别为水电站*i*时段*t*的发电流量、弃水流量, m^3/s ; $(Q_{i,t}^{\text{out}})^{\min}$ 、 $(Q_{i,t}^{\text{out}})^{\max}$ 分别为水电站*i*时段*t*的出库流量下限、上限, m^3/s 。

6) 尾水位-出库流量关系约束^[8]:

$$\begin{aligned} Z_{i,t}^{\text{T}} = & b_{i,0} + b_{i,1}Q_{i,t}^{\text{out}} + b_{i,2}(Q_{i,t}^{\text{out}})^2 + \\ & b_{i,3}(Q_{i,t}^{\text{out}})^3 + b_{i,4}(Q_{i,t}^{\text{out}})^4 \end{aligned} \quad (11)$$

式中: $b_{i,0}$ 、 $b_{i,1}$ 、 $b_{i,2}$ 、 $b_{i,3}$ 、 $b_{i,4}$ 分别为水电站*i*的尾水位-出库流量关系式的各阶系数; $Z_{i,t}^{\text{T}}$ 为水电站*i*时段*t*的尾水位, m 。

7) 水头约束:

$$H_{i,t} = \frac{Z_{i,t} + Z_{i,t-1}}{2} - Z_{i,t}^{\text{T}} - H_i^{\text{loss}} \quad (12)$$

式中: $H_{i,t}$ 为水电站*i*时段*t*的净水头, m ; H_i^{loss} 为水电站*i*的固定水头损失, m 。

8) 水力发电方程:

$$P_{i,t}^{\text{H}} = \eta_i Q_{i,t}^{\text{power}} H_{i,t} \quad (13)$$

式中: η_i 为水电站*i*的综合出力系数。

9) 出力约束:

$$P_{i,t}^{\text{H,min}} \leq P_{i,t}^{\text{H}} \leq P_{i,t}^{\text{H,max}} \quad (14)$$

式中: $P_{i,t}^{\text{H,min}}$ 、 $P_{i,t}^{\text{H,max}}$ 分别为水电站*i*时段*t*的出力下限、出力上限, MW 。

10) 电量约束:

$$\sum_{t=1}^T P_{i,t}^{\text{H}} \Delta t \geq E_i \quad (15)$$

式中: E_i 为水电站*i*的电量下限, MWh 。

2.4 模型求解

水风光协同规划模型是一个大规模非凸非线性问题, 难以直接求得全局最优解^[21]。本文采用线性化方法通过引入整数变量将模型中的非线性约束转换为线性约束, 进而将原模型转换为标准的混合整数线性规划模型, 调用商业求解器GUROBI进行求解。线性化方法参见文献[22-23]。

3 西南水电支撑本地新能源开发潜力

3.1 主要边界条件

1) 研究水平年选择2030年和2050年, 计算步长为1 h, 计算周期为1 a。

2) 研究范围为金沙江、雅砻江、大渡河、澜沧江、乌江、南盘江/红水河、怒江、雅鲁藏布江八大流域干流水电, 以及干流200 km范围内且位于中国境内区域的新能源发电资源, 包括海拔高度5000 m以下的风电资源及海拔高度4500 m以下的光伏资源。

3) 水电站来水取多年平均区间流量; 水电站发电量下限取多年平均发电量^[2]; 新能源综合利用率下限 δ 取90%^[10]; 风电、光伏投资运维成本参数 v^{w} 、 m^{w} 、 v^{s} 、 m^{s} 分别取值 6.5×10^6 、 4.15×10^4 、 3.6×10^6 、 4×10^4 ; 切负荷惩罚成本 m^{loss} 取值 1×10^8 。

4) 输电通道考虑利用水电配套送出通道和扩建通道2种模式。利用水电配套送出通道模式下, 输电通道容量与水电装机按1:1配置; 扩建通道模式下, 分

别按照通道平均利用小时数4500、5500、6000 h确定相应的通道容量。

3.2 开发潜力分析

3.2.1 近期潜力

2030年西南跨流域水风光规划结果如表3所示。

2030年利用水电配套送出通道, 西南八大流域190 GW水电可支撑开发新能源240 GW, 其中风电、光伏开发规模分别为60 GW、180 GW, 水电与可支撑新能源装机配比约1 : 1.2。送出通道平均利用小时数6168 h, 相对西南水电平均发电小时4250 h, 水电配套送出线路利用率提升1918 h。

表 3 2030年西南跨流域水风光规划结果
Table 3 Planning results of hydro-wind-solar systems in southwest China in 2030

扩建方式	水电/GW	新能源/GW			送出通道规模/GW		通道利用小时/h	新能源 : 水电
		风电	光伏	合计	总规模	新增		
利用水电通道		57.37	182.71	240.08	195.00	0	6168	1.2 : 1
扩建1	193.09	76.48	240.04	316.53	220.65	25.65	6000	1.6 : 1
扩建2		98.55	308.54	407.08	263.65	68.65	5500	2.1 : 1
扩建3		135.09	432.19	567.28	363.35	168.35	4500	2.9 : 1

扩建送出通道模式下, 随着通道规模增加, 可配置新能源规模不断增加, 通道平均利用小时数不断降低。

通道利用小时数6000 h的情况下, 扩建通道规模是水电装机规模的13%, 八大流域水电与可支撑的新能源发电装机配比为1 : 1.6。扩建通道规模25.65 GW, 通道总规模达到220 GW, 可支撑开发新能源约320 GW, 其中风电80 GW、光伏240 GW, 增量新能源装机的平均发电利用小时数约1550 h。

通道利用小时数5500 h的情况下, 扩建通道规模约为水电装机规模的36%, 八大流域水电与可支撑的新能源发电装机配比为1 : 2.1。扩建通道规模约68.65 GW, 通道总规模达到260 GW, 可支撑开发新能源约410 GW, 其中风电100 GW、光伏310 GW, 增量新能源装机的平均发电小时数约1500 h。

通道利用小时数4500 h的情况下, 扩建通道规模是水电装机规模的87%, 八大流域水电与可支撑的新能源发电装机配比为1 : 2.9。扩建通道规模约170 GW, 通道总规模达到360 GW, 可支撑开发新能源约570 GW,

其中风电140 GW、光伏430 GW, 增量新能源装机的平均发电小时数约1440 h。

综上, 扩建送出通道25~170 GW, 水风光外送通道总规模达到220~360 GW, 西南八大流域水电可支撑新能源装机320~570 GW。相比利用水电配套送出通道, 扩建通道后支撑新能源装机的规模增加显著, 增加约76~330 GW, 增量新能源装机的平均发电小时数均超过1400 h, 送出通道平均利用小时数均超过4500 h, 新能源装机以及送电通道利用效率均保持较高水平。

3.2.2 远期潜力

2050年西南跨流域水风光规划结果如表4所示。2050年利用水电配套送出通道, 西南八大流域310 GW水电可支撑开发新能源约360 GW, 其中风电、光伏开发规模分别为80 GW、280 GW, 水电与可支撑新能源装机配比约1 : 1.2。送出通道平均利用小时数超过6168 h, 相较西南水电平均发电小时4350 h, 水电配套送出线路利用效率提升1818 h。

表 4 2050年西南跨流域水风光规划结果
Table 4 Planning results of hydro-wind-solar systems in southwest China in 2050

扩建方式	水电/GW	新能源/GW			送出通道规模/GW		通道利用小时/h	新能源 : 水电
		风电	光伏	合计	总规模	新增		
利用水电通道		78.31	278.26	356.58	306.00	0	6168	1.2 : 1
扩建1	305.74	103.19	376.43	479.61	353.00	47.00	6000	1.6 : 1
扩建2		133.86	480.90	614.76	417.00	111.00	5500	2 : 1
扩建3		190.28	718.97	909.25	585.00	279.00	4500	3 : 1

扩建送出通道是进一步提升新能源开发消纳规模的有效途径。

通道利用小时数6000 h的情况下，扩建通道规模是水电装机规模的15%，八大流域水电与可支撑的新能源发电装机配比为1：1.6。在扩建通道47 GW条件下，送出通道总规模达到约350 GW，可支撑开发新能源约480 GW，其中风电100 GW、光伏380 GW，增量新能源装机的平均发电小时数约1580 h。

通道利用小时数5500 h的情况下，扩建通道规模约为水电装机规模的36%，八大流域水电与可支撑的新能源发电装机配比为1：2。在扩建通道111 GW条件下，送出通道总规模达到约420 GW，可支撑开发新能源约610 GW，其中风电130 GW、光伏480 GW，增量新能源装机的平均发电小时数约1520 h。

通道利用小时数4500 h的情况下，扩建通道规模是水电装机规模的91%，八大流域水电与可支撑的新能源发电装机配比为1：3。在扩建通道280 GW条件下，送出通道总规模达到约580 GW，可支撑开发新能源约910 GW，其中风电190 GW、光伏720 GW，分别占技术可开发量的86%、8%，增量新能源装机的平均发电小时数约1460 h。

综上，扩建送出通道47~280 GW，水风光外送通道总规模达到约350~580 GW，水电可支撑新能源装机约480~910 GW。相比利用水电配套送出通道，扩建通道后支撑新能源规模增加约120~550 GW，增量新能源装机的平均发电小时数约1460~1580 h，送出通道平均利用小时数约4500~6000 h，新能源装机以及送电通道利用效率均保持较高水平。

3.2.3 跨流域与流域级水风光协同规划对比

以2030年为例，利用水电配套送出通道情况下，对比流域级与跨流域水风光协同规划对新能源装机容量、消纳电量及系统电量平衡的影响，如表5所示。

装机容量方面，流域级规划情况下水电支撑新能源总装机约190 GW，其中风电、光伏分别约40 GW、150 GW，风光与水电装机配比为1.0。与流域级规划相比，跨流域协同规划下风光总装机约240 GW，增幅为20%，其中风电、光伏装机分别增加14 GW、32.86 GW。

消纳电量方面，流域级、跨流域规划下水电电量均为802.2 TWh，约等于设置的水电电量下限，表明水电主要发挥容量调节作用，为消纳新能源让出电量空间。跨流域规划中，风电、光伏消纳电量分别为115.8 TWh、247.0 TWh，分别比流域级规划风电、光

表5 流域级与跨流域水风光协同规划结果对比
Table 5 Comparisons of basin-level and region-level hydro-wind-solar complementary planning

类别	流域级	跨流域	差值
装机容量 /GW	水电	193.09	193.09
	风电	43.37	57.37
	光伏	149.85	182.71
	风光合计	193.22	240.08
风光装机：水电装机		1.0	1.2
			20%
消纳电量 /TWh	水电	802.2	802.2
	风电	87.2	115.8
	光伏	202.6	247.0
	风光合计	289.8	362.8
电量需求/TWh		1250.5	1250.5
电量平衡/TWh		-158.5	-85.5
			73.0

伏消纳电量增加28.6 TWh、44.4 TWh。

电量平衡方面，系统年电量需求为1250.5 TWh，跨流域规划下的电量缺口为85.5 TWh，比流域级规划电量缺口减少73 TWh。

综上，与流域级水风光规划相比，跨流域规划可充分发挥水电灵活性，显著提高新能源装机规模及消纳电量，提升系统供电能力，保障系统供电可靠性。

3.3 水风光互补运行分析

澜沧江中下游流域共包括6座水电站，从上游至下游分别为功果桥、小湾、漫湾、大朝山、糯扎渡、景洪，合计装机15.72 GW，其中小湾、糯扎渡为多年调节电站，其余电站均为季、日调节。以2030年澜沧江中下游流域为例，利用水电配套送出通道情况下，分析水风光年内及日内互补运行过程。

3.3.1 年内互补运行分析

图6所示为澜沧江中下游流域水风光发电系统年内出力过程。

电量平衡方面，澜沧江中下游流域全年不存在电量缺口，通过水风光互补运行可满足系统负荷需求。其中，水电、风电、光伏年发电量分别为57.5 TWh、18.3 TWh、24.2 TWh，水风光电量比约为1：0.3：0.4。

出力互补方面，水电出力汛期较大，从2月至8月呈逐步抬升的趋势；风电出力季节性显著，3月达到最大值，从3月至8月呈逐步降低的趋势，水电、风电

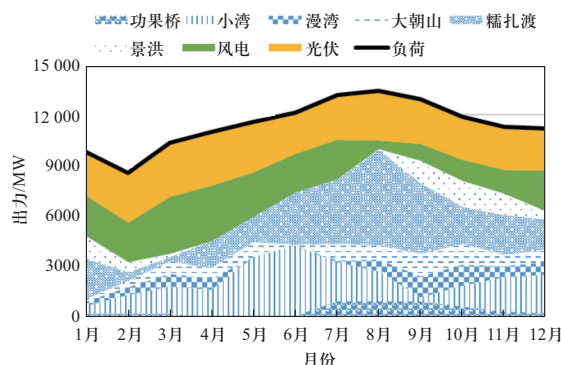


图6 澜沧江中下游流域水风光系统年内出力过程

Fig. 6 Annual outputs of hydro-wind-photovoltaic in the middle-lower reaches of Lancang River

具有较好的季节互补性；光伏出力春季略大，年内各月差异较小，与水电、风电互补关系较弱。

水电调节能力发挥方面，小湾、糯扎渡两大控制性水库占据绝对主导地位。图7所示为各水电站逐月库容变化。小湾库容从1月末至6月末逐渐下降，共释放调节库容87亿 m^3 ，为容纳汛期来水及消纳新能源腾出空间；糯扎渡库容从1月初至2月末呈下降趋势，随后缓慢上升并保持小幅波动，期间共释放调节库容80亿 m^3 ；其他水电站调节性能较差，库容较小，与小湾、糯扎渡相比库容调节能力稍差。

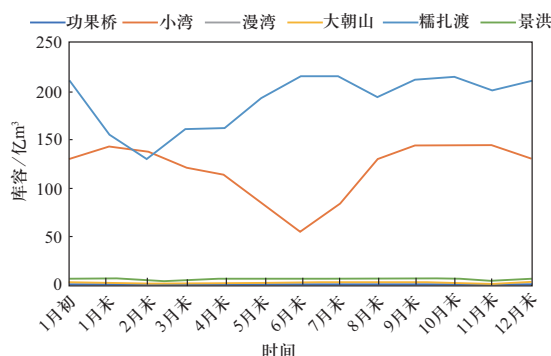


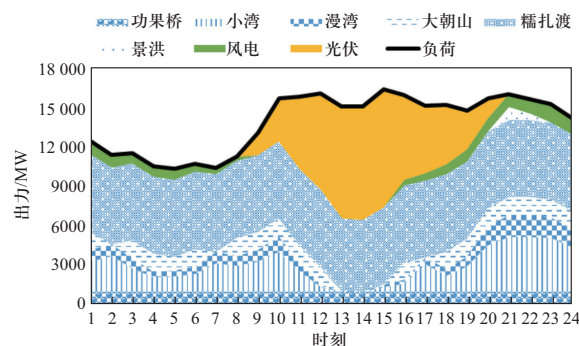
图7 澜沧江中下游各电站库容逐月变化过程

Fig. 7 Monthly storage variations of hydropower plants in the middle-lower reaches of Lancang River

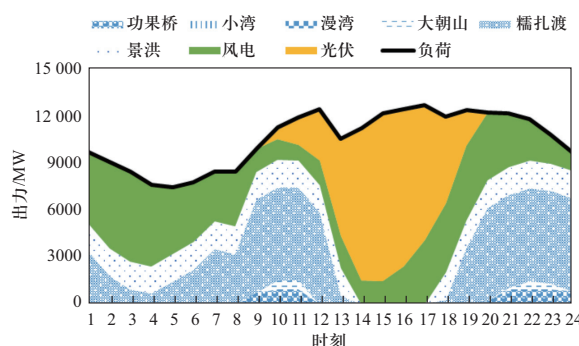
3.3.2 日内互补运行分析

图8所示为澜沧江中下游流域水风光系统汛枯期典型日互补运行过程。

汛期典型日，水电负荷率较高，约70%，存在弃水风险，主要发挥电量支撑作用，并适当调峰。在光伏大发的中午时段，水电适当压低出力，促进光伏消纳。夜间，光伏出力降为0，水电增大出力。风电全天出力较小，与水电、光伏互补性较弱。水电、风



(a) 汛期典型日



(b) 枯期典型日

图8 水风光互补系统汛枯期典型日运行方式

Fig. 8 Operations of hydro-wind-photovoltaic hybrid system in typical wet and dry days

电、光伏日电量比例为1 : 0.056 : 0.25。

枯期典型日，水电负荷率较低，约30%，调节能力较强。中午光伏大发时段，水电利用调节库容，蓄水不发电，将出力降至0，为消纳风电、光伏留出电量空间。夜间，风电大发且波动较大，水电发挥灵活性，平抑风电出力波动。水电、风电、光伏日电量比例为1 : 0.63 : 0.5。

3.4 跨流域水风光互济运行分析

乌江是长江南岸最大支流，已投产电站9座，装机容量8.76 GW，其中龙头电站洪家渡具备多年调节性能，季调节及以上电站装机占比67%，水电调节能力较强。南盘江/红水河是珠江水系的上游河段，已投产电站11座，装机容量13.65 GW，其中天生桥一级、龙滩为年调节电站，其余电站均为日调节/周调节/径流式电站，调节能力不足。

以2030年乌江、南盘江/红水河两大流域为例，利用水电配套送出通道情况下，对比分析流域级、跨流域水风光协同规划装机规模及其运行方式，验证跨流域水风光协同规划的优越性。

3.4.1 风光装机规划结果

风电规划装机方面，流域级规划情况下，乌江风电装机为5.24 GW，等于其技术可开发量；南盘江/红水河风电装机为11.53 GW，远低于其技术可开发量。跨流域规划情况下，考虑到不同流域间水电调节能力互济，新能源资源共享，南盘江/红水河风电规划装机提升至19.09 GW，增幅约66%；乌江风电装机保持不变。

光伏规划装机方面，两大流域均有丰富的光伏资源，不存在资源制约问题。由表2可以看出，南盘江/红水河流域光伏开发条件较好，其光伏发电利用小时数及度电成本均优于乌江流域。因此，与流域级规划相比，跨流域规划情况下系统优先配置南盘江/红水河流域光伏资源，其光伏装机增加了3.54 GW；考虑到光伏开发条件限制及跨流域互济作用，乌江流域光伏装机减少8.03 GW。

表 6 乌江和南盘江/红水河水风光协同规划结果

Table 6 Comparisons of basin-level and region-level hydro-wind-solar complementary planning

		GW	
类别		乌江	南盘江/红水河
技术可开发量	风电	5.24	36.73
	光伏	169.45	1842.25
流域级规划结果	风电装机	5.24	11.53
	光伏装机	16.25	17.71
	合计	21.49	29.24
跨流域规划结果	风电装机	5.24	19.09
	光伏装机	8.22	21.25
	合计	13.46	40.34
差值	风电装机	0	7.56
	光伏装机	-8.03	3.54
	合计	-8.03	11.10

3.4.2 流域级规划运行方式分析

图9所示为乌江、南盘江/红水河流域级水风光协同运行过程。

乌江流域风能资源匮乏，虽然水电调节能力较强，但水电与光伏季节互补性较弱，导致枯期存在季节性电量缺口。汛期，乌江水电大发，配合风光出力，系统满足电力电量平衡。枯期，乌江水电出力较小，且风电规模小，即使风电大发，系统仍存在约770 GWh的电量缺口。

南盘江/红水河流域风能资源丰富，但水电调节能力不足，汛期电量占比高，挤占新能源消纳空间，影响新能源配置规模。电量平衡方面，系统仅在1—2月份存在电量缺口，其余月份均满足电量平衡。水电调节能力方面，在与风光充分互补情况下，南盘江/红水河流域水电汛期电量比为1.7，水电电量难以进一步由汛期向枯期转移，导致新能源配置规模无法进一步提升，难以弥补枯期电量缺口。

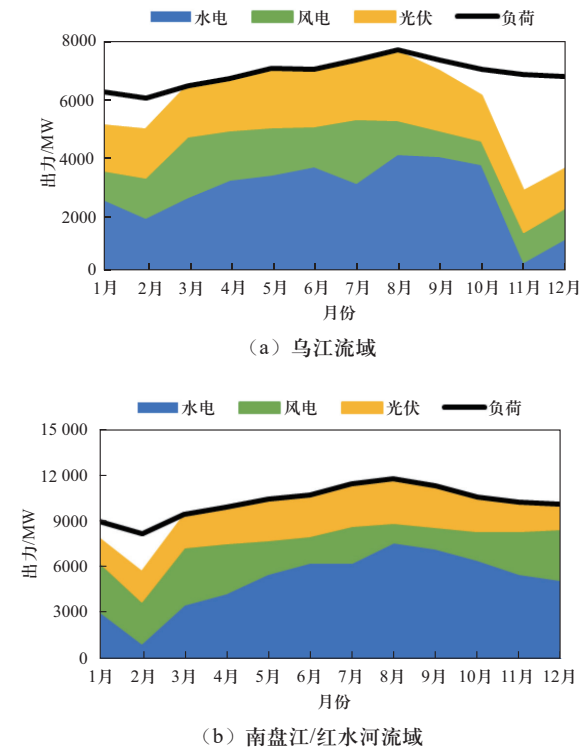
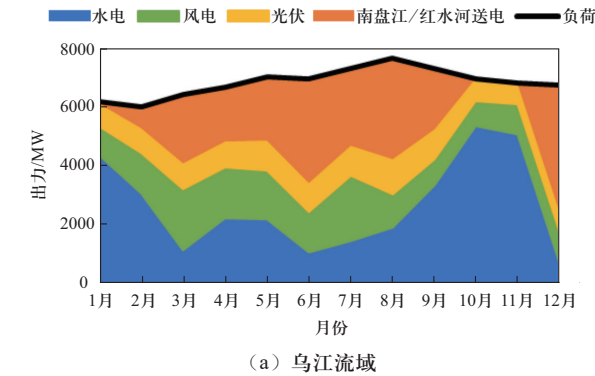


图 9 乌江、南盘江/红水河流域级水风光协同运行过程
Fig. 9 Basin-level operations of hydro-wind-photovoltaic hybrid system in Wujiang River and Nanpan River/Hongshui River

3.4.3 跨流域规划运行方式分析

图10所示为乌江、南盘江/红水河跨流域水风光协同运行过程。



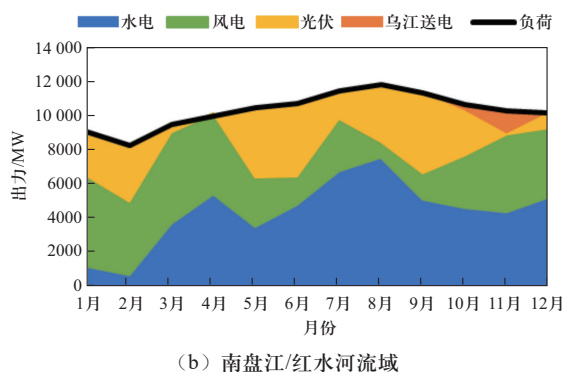


图 10 乌江、南盘江/红水河跨流域水风光协同运行过程
Fig. 10 Trans-basin operations of hydro-wind-photovoltaic hybrid system in Wujiang River and Nanpan River/Hongshui River

跨流域互济方面, 乌江流域水电发挥调节能力优势, 降低汛期水电出力, 为消纳南盘江/红水河流域新能源腾出空间。如图11所示, 龙头电站洪家渡充分发挥库容优势, 汛期蓄水不发电, 降低自身及下游梯级电站的汛期出力, 使得流域水电汛枯期电量比由1.2降低至0.4, 实现了电量的跨季节调整。南盘江/红水河流域发挥风能资源优势, 增加风电规划装机, 在满足自身枯期电量缺口的基础上, 在汛期将未经平滑、反调峰的新能源出力输送至乌江流域经水电调节后消纳。

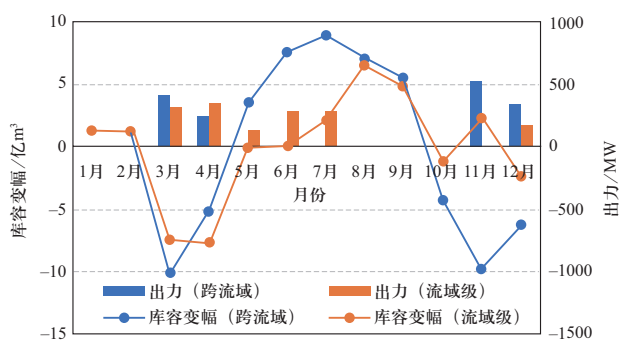


图 11 不同规划方式下洪家渡电站运行过程对比
Fig. 11 Comparison of the operation process of Hongjiadu under different planning modes

跨流域互济后, 乌江、南盘江/红水河流域均满足电力电量平衡。10月—11月, 乌江向南盘江/红水河送电120 GWh; 其余月份, 南盘江/红水河向乌江送电1680 GWh。

综上, 与流域级规划相比, 跨流域水风光规划通过扩大协同开发范围, 能更好地统筹水电调节能力及新能源资源特性, 促进不同流域间水电与新能源互补互济, 提高电力资源配置效率。

4 西南水电支撑西北新能源开发可行性

西北地区与西南地区同为中国重要的能源电力送端。西北地区新能源资源丰富优质, 多分布在沙漠、戈壁、荒漠等区域, 具有面积广阔、地势平坦、受土地利用影响小等优势, 投资成本比同海拔的西南地区新能源低10%~20%。西北新能源的大规模开发并网对系统灵活调节能力需求巨大, 但受地形气候影响, 西北本地灵活性调节资源匮乏, 开发成本高, 运行效率较低, 新能源大规模开发消纳与灵活性调节资源的供需矛盾日益突出。

西南地区灵活性资源富集, 但新能源资源集中在西部高海拔地区, 施工条件成熟和开发成本低的新能源资源有限, 不能充分利用本区域灵活性资源的调节能力。以风电为例, 八大流域水电的调节能力可支撑风电资源开发190 GW, 但海拔4500 m以下的风电资源仅约100 GW, 风电资源全部开发完毕后, 西南水电还具有支撑约100 GW风电的能力。

西北新能源与西南水电季节性出力互补较为显著, 日内出力也具有一定程度的互补性。季节互补性上, 西北风电光伏与西南水电年内出力存在峰谷错位, 水电汛期(6月—10月)往往风光利用小时不济、发电量走低, 而枯期(11月—次年5月)往往风光利用小时较高。因此, 西南水电与西北风光存在较好的季节互补性, 风光“枯期”水电发力, 水电枯期风光可提供一定支撑。日内互补性上, 风电及光伏日内出力波动较大, 缺乏稳定性。水电调节能力强、响应速度快, 可以充分平滑风光出力波动, 改善新能源消纳情况。

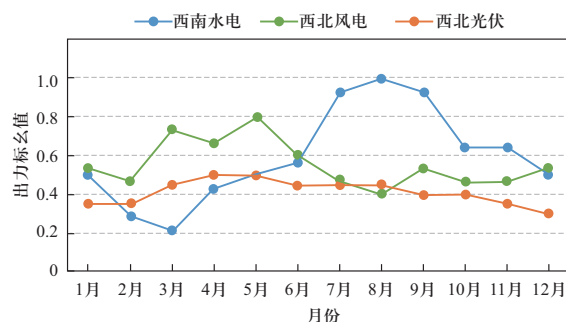


图 12 西南水电与西北风光年内互补特性示意图
Fig. 12 Monthly complementary characteristics between hydropower in southwest China and new energy in northwest China

为充分发挥西南水电调节能力, 在满足西南本地新能源开发的基础上, 可将具备互补运行条件的西北新能源纳入西南水电的调节范围统筹考虑。初步测

算, 2050年利用水电配套送出通道, 西南水电可在支撑流域近区360 GW新能源的基础上, 提升西北新能源消纳能力120 GW, 此时西南—西北互联通道规模达到100 GW, 西北电网跨区直流外送通道利用效率提升30%以上, 直流工程输电价预计降低0.02元/kWh以上。西南水电作为灵活性调节资源, 参与西北新能源开发消纳, 实现灵活性调节资源跨区共享, 有利于清洁能源资源大范围优化配置, 提高电力系统经济性和可靠性。

随着西南水电支撑西南及西北新能源开发规模的不断增加, 水电将主要发挥容量调节作用, 电量占比不断减少, 部分时段水电出力甚至降为零, 呈现送端新型电力系统特征, 系统面临电压、频率、宽频震荡等稳定问题。为支撑大型清洁能源基地稳定运行, 可考虑采用水电改调相机运行、构网型换流器等措施, 解决大规模新能源安全外送问题。

5 结论

本文以最大化水电灵活性价值, 促进水风光多能互补运行为出发点, 开展了西南地区跨流域水风光协同开发规划研究, 提出了西南地区水电支撑新能源开发消纳的最大潜力, 主要结论如下。

1) 西南地区水电规模庞大、水电总体调节能力较好、风光资源丰富、水风光出力互补性较强, 且电力输送网络完善, 具备开展跨流域水风光协同规划的良好条件。

2) 与流域级水风光协同规划相比, 跨流域协同规划可充分发挥水电灵活调节能力, 提升新能源装机规模及消纳电量, 提升系统供电能力。

西南八大流域干流水电2030年、2050年规模将分别达到190 GW、300 GW。考虑跨流域水风光协同规划, 利用水电配套送出通道, 西南水电2030年可支撑新能源开发240 GW, 2050年可支撑新能源开发360 GW。西南水电通过扩建外送通道可进一步提高新能源开发消纳规模, 2030年可支撑新能源开发共320~570 GW, 2050年可支撑新能源开发共480~910 GW。

3) 西南水电的调节能力在支撑本地新能源开发消纳的基础上, 具备支撑西北新能源开发的能力。西南水电参与西北新能源开发利用, 可以实现西南水电灵活调节能力的大范围跨区优化配置, 有利于降低西部清洁能源整体开发成本, 推动西部清洁能源大规模开发外送。

参考文献

- [1] 梁双, 武超, 孟繁瑾. 碳达峰碳中和背景下输电通道电源多能互补配置方法研究[J]. 中国工程咨询, 2021(10): 46-50.
- [2] 杨永江, 王立涛, 孙卓. 风、光、水多能互补是我国“碳中和”的必由之路[J]. 水电与抽水蓄能, 2021, 7(4): 15-19.
YANG Yongjiang, WANG Litao, SUN Zhuo. The complementary between wind power, solar power and hydropower is the only way to neutralize carbon in China[J]. Hydropower and Pumped Storage, 2021, 7(4): 15-19(in Chinese).
- [3] 国家能源局. 关于开展全国主要流域可再生能源一体化规划研究工作有关事项的通知[EB/OL]. (2022-03-09)[2022-12-18]. <https://news.bjx.com.cn/html/20220309/1209062.shtml>.
- [4] HATAMKHANI A, SHOURIAN M, MORIDI A. Optimal design and operation of a hydropower reservoir plant using a WEAP-based simulation-optimization approach[J]. Water Resources Management, 2021, 35(5): 1637-1652.
- [5] YANG H M, YU Q, LIU J P, et al. Optimal wind-solar capacity allocation with coordination of dynamic regulation of hydropower and energy intensive controllable load[J]. IEEE Access, 2020, 8: 110129-110139.
- [6] YUAN Wenlin, LIU Zhe, SU Chengguo, et al. Photovoltaic capacity optimization of small and medium-sized hydro-photovoltaic hybrid energy systems considering multiple uncertainties[J]. Journal of Cleaner Production, 2020, 276: 124170.
- [7] DANSO D K, FRANOIS B, HINGRAY B, et al. Assessing hydropower flexibility for integrating solar and wind energy in West Africa using dynamic programming and sensitivity analysis. Illustration with the Akosombo reservoir, Ghana[J]. Journal of Cleaner Production, 2021, 287: 125559.
- [8] MING Bo, LIU Pan, GUO Shenglian, et al. Optimizing utility-scale photovoltaic power generation for integration into a hydropower reservoir by incorporating long- and short-term operational decisions[J]. Applied Energy, 2017, 204: 432-445.
- [9] 何思聪. 雅砻江水风光互补与梯级水库协调运行研究[J]. 四川水力发电, 2021, 40(3): 130-137.
HE Sicong. Research on water-wind-solar hybrid power generation and coordinated operation of cascade reservoirs in the Yalong River[J]. Sichuan Water Power, 2021, 40(3): 130-137 (in Chinese).
- [10] 袁湘华. 澜沧江流域水风光多能互补基地建设实践探索研究[J]. 水电与抽水蓄能, 2022, 8(2): 12-15.
YUAN Xianghua. Exploration and research on the construction of hydro-wind-solar multi-energy complementary base in the Lancang River Basin[J]. Hydropower and Pumped Storage, 2022, 8(2): 12-15(in Chinese).
- [11] GEBRETSADIK Y, FANT C, STRZEPEK K, et al. Optimized reservoir operation model of regional wind and hydro power integration case study: Zambezi Basin and South Africa[J].

- Applied Energy, 2016, 161: 574-582.
- [12] HIRTH L. The benefits of flexibility: the value of wind energy with hydropower[J]. Applied Energy, 2016, 181: 210-223.
- [13] ZHANG Yusheng, LIAN Jijian, MA Chao, et al. Optimal sizing of the grid-connected hybrid system integrating hydropower, photovoltaic, and wind considering cascade reservoir connection and photovoltaic-wind complementarity[J]. Journal of Cleaner Production, 2020, 274: 123100.
- [14] 陈国平, 董昱, 梁志峰. 能源转型中的中国特色新能源高质量发展分析与思考[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(17): 5493-5505.
- CHEN Guoping, DONG Yu, LIANG Zhifeng. Analysis and reflection on high-quality development of new energy with Chinese characteristics in energy transition[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(17): 5493-5505 (in Chinese).
- [15] 卓振宇, 张宁, 谢小荣, 等. 高比例可再生能源电力系统关键技术及发展挑战[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(9): 171-191.
- ZHUO Zhenyu, ZHANG Ning, XIE Xiaorong, et al. Key technologies and developing challenges of power system with high proportion of renewable energy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(9): 171-191 (in Chinese).
- [16] 程春田. 碳中和下的水电角色重塑及其关键问题[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(16): 29-36.
- CHENG Chuntian. Function remolding of hydropower systems for carbon neutral and its key problems[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(16): 29-36 (in Chinese).
- [17] 程春田, 励刚, 程雄, 等. 大规模特高压直流水电消纳问题及应用实践[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(3): 549-560.
- CHENG Chuntian, LI Gang, CHENG Xiong, et al. Large-scale ultra high voltage direct current hydropower absorption and its experiences[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(3): 549-560 (in Chinese).
- [18] 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]. Strategic Study of CAE, 2021, 23(6): 1-14 (in Chinese).
- [19] 四川省人民政府. 四川省“十四五”规划和2035年远景目标纲要[EB/OL]. (2021-03-16)[2022-12-19]. <https://www.sc.gov.cn/10462/10464/10797/2021/3/16/2c8e39641f08499487a9e958384f2278.shtml>.
- [20] 云南省人民政府. 云南省国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要[EB/OL]. (2021-02-08)[2022-12-19]. https://www.yn.gov.cn/zwgk/zcwj/zxwj/202102/t20210209_217052.html.
- [21] 徐新智, 杜尔顺, 高艺, 等. 电力系统运行模拟与容量规划工具研究与应用综述[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(2): 188-199.
- XU Xinzhi, DU Ershun, GAO Yi, et al. Overview on research and application of power system operation simulation and capacity planning tools[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(2): 188-199 (in Chinese).
- [22] CHENG C T, WANG J Y, WU X Y. Hydro unit commitment with a head-sensitive reservoir and multiple vibration zones using MILP[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2016, 31(6): 4842-4852.
- [23] TONG B, ZHAI Q Z, GUAN X H. An MILP based formulation for short-term hydro generation scheduling with analysis of the linearization effects on solution feasibility[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(4): 3588-3599.

收稿日期: 2023-04-18; 修回日期: 2023-05-04。

作者简介:



刘泽洪

刘泽洪(1961), 男, 硕士, 教授级高级工程师, 长期组织和参与交、直流超/特高压输电系统的规划、科研、设计、工程建设及管理工作, E-mail: zehong-liu@sgcc.com.cn。

周原冰(1971), 男, 硕士, 教授级高级工程师, 从事能源电力发展战略规划、政策、能源互联网、能源经济环境等研究, E-mail: yuanbing-zhou@geidco.org。

李隽(1972), 女, 硕士, 教授级高级工程师, 研究方向为电力系统规划、特高压交直流输电关键技术等, E-mail: jun-li@geidco.org。

倪煜(1989), 男, 博士, 高级工程师, 研究方向为电力系统建模和控制、电力系统规划等, E-mail: yu-ni@geidco.org。

孟婧(1983), 女, 高级工程师, 研究方向为电力系统规划、清洁能源综合利用等, E-mail: meng-jing@geidco.org。

燕志宇(1995), 男, 博士, 工程师, 研究方向为多能互补规划与调度运行, E-mail: zhiyu-yan@geidco.org。

(责任编辑 李锡)