

浅谈水风光一体化在金沙江流域的典型应用

郭飞¹,冯士睿¹,刘强¹,胡剑波²

(1. 电力规划设计总院有限公司,北京 100120;2. 中国长江三峡集团公司,北京 100038)

摘要:为实现“二氧化碳排放力争于2030年前达到峰值,努力争取到2060年前实现碳中和”的目标,非化石能源消费在终端能源消费的占比中需不断提升。金沙江流域风光水资源丰富,具备一定的出力互补特征,依托存量及增量的大中型水电站的调节能力和送出通道,具备“风光水一体化”开发应用的基础和优势。结合金沙江流域的水风光特性和现状分析,对风光水多能互补的优势和应用的关键问题进行了探讨。

关键词:风电;光伏;水风光一体化;技术机理;多能互补

中图分类号:TM 732 **文献标志码:**A **文章编号:**1003-6954(2021)04-0067-05

DOI:10.16527/j.issn.1003-6954.20210413

Discussion on Typical Application of Water-wind – photovoltaic Integration to Jinsha River Watershed

Guo Fei¹, Feng Shirui¹, Liu Qiang¹, Hu Jianbo²

(1. China Electrical Power Planning & Engineering Institute Co., Ltd., Beijing 100120, China;

2. China Three Gorges Corporation, Beijing 100038, China)

Abstract:In order to achieve the goal of "striving to reach the peak of carbon dioxide emissions by 2030, and striving to achieve carbon neutrality by 2060", the proportion of non-fossil energy consumption needs to achieve a continuous growth. The Jinsha River Basin is rich in water-wind-photovoltaic water resources who have complementary output characteristics. Relying on the adjusting abilities of large and medium-sized hydropower stations which are under construction or already in operation, the basin owns the foundation and advantages of the "water-wind-photovoltaic integration". Combined with its characteristics and the current research results of Jinsha River Basin, the superiority and a series of key issues in the development of multi-energy complementary are discussed.

Key words:wind power; photovoltaic generation; water-wind-photovoltaic integration; technology mechanism; multi-energy complementary

0 引言

当前,中国经济发展进入新常态,能源行业发展态势发生深刻转变,为实现“二氧化碳排放力争于2030年前达到峰值,努力争取2060年前实现碳中和”的目标,非化石能源消费在终端能源消费的占比中需不断提升。2021年2月,国家发展改革委、国家能源局发布《关于推进电力源网荷储一体化和多能互补发展的指导意见》(下称《指导意见》),提出“源网荷储一体化”“多能互补”的范畴与内涵,强

调统筹协调各类电源开发、提高清洁能源利用效率、适度配置储能设施、充分发挥负荷侧调节能力。

一般而言,多能互补有两种模式:1)面向终端用户电、热、冷、气等多种用能需求,优化布局建设一体化集成供能基础设施,实现多能协同供应和能源综合梯级利用;2)利用大型综合能源基地风能、太阳能、水能、煤炭、天然气等资源组合优势,推进风光水火储多元化一体化开发。

近年来针对多能互补领域的应用研究也日渐深入。在园区级多能互补方面,国内外开展了大量研究。文献[1-2]针对园区内多种功能设备的互补

特性,提出了园区综合能源的典型应用方案。文献[3]结合江苏盐城某园区综合能源系统规划实例,对能源需求预测分析、能源站规划设计、多能互补协同效益等进行了探讨。在风光水储大型电源基地的多能互补领域,文献[4]针对风光水多能源电力系统,采用大数据和人工智能技术,提出基于随机规划的短期优化运行方法。文献[5]通过考虑水风光出力特性、负荷特性、机组调峰能力以及电网网络传输等约束,建立了清洁能源时序生产模拟模型。聚焦至金沙江流域,文献[6]重点研究了金沙江下游(四川侧)水电站、风光电站的出力特性与互补特性,论证了一体化开发的必要性。文献[7]以金沙江上游叶巴滩电站及其周边风光资源组成的风光水互补发电系统为例,研究互补送出能力的敏感性。

金沙江流域风光水资源丰富,具备一定的出力互补特征,依托存量及增量的大中型水电站的调节能力和送出通道,具备“风光水一体化”开发应用的基础和优势。下面将结合金沙江流域的研究成果,对多能互补发展暨风光水多能互补应用研究的一系列关键问题加以探讨。

1 金沙江流域风光水发展概况

1.1 水能资源

金沙江流域水能资源丰富,位于十三大水电基地之首。金沙江干流上游河段从青海玉树的巴塘河口至云南迪庆的奔子栏,河段全长 772 km,规划“一库 13 级”的总装机容量为 14 500 MW。其中,在青海与四川界河段布置了西绒、晒拉、果通 3 个梯级电站,规划装机容量为 840 MW;在四川与西藏界河段布置了岗托、岩比、波罗、叶巴滩、拉哇、巴塘、苏洼龙、昌波 8 个梯级电站,规划装机容量为 9560 MW;在四川与云南界河段布置了旭龙、奔子栏 2 个梯级电站,规划装机容量为 4100 MW。配合水电消纳,规划建设金上直流 8000 MW 送电至华中。

金沙江干流下游河段自攀枝花到四川宜宾岷江河口,河段全长 782 km,干流上四大梯级水电站包括乌东德、白鹤滩、溪洛渡、向家坝,合计装机规模为 46 460 MW,电站调节能力强,配合水电消纳,已建成向上直流 6400 MW、溪浙直流 7200 MW,溪右至广东直流 6400 MW。在建乌东德直流 8000 MW,规

划建设白鹤滩 2 回直流合计 16 000 MW。

1.2 流域风光可开发资源

金沙江流域流经的省份主要包括四川、云南两省以及西藏自治区,依据风光资源普查结果,川滇两省区域内具有丰富的风光资源,西藏自治区内光伏资源条件优越。根据四川省地形、环流及光照特点,四川省风光资源主要集中在川西南地区的凉山州、攀枝花一带山地及川西高原地区。云南省风能资源主要集中在楚雄、大理、玉溪、红河以及曲靖等地,光伏资源主要集中在云南北部的金沙江河谷地区以及滇西、滇中部地区。西藏太阳能资源居全国首位,具有辐射量高、资源丰富地区面积大、太阳能资源稳定等特点,是进行太阳能发电最为理想的地区,太阳能资源很丰富及以上的区域面积占全自治区国土面积的 88%。

通过以上分析,金沙江上游流经的西藏昌都地区与川西高原是光伏资源条件优越的区域,中段以及下游流经的云南楚雄、大理、昆明、曲靖以及四川攀枝花、凉山彝族自治州均为风光资源丰富的地区。总体而言,金沙江流域水风光资源丰富,且水能资源与风光资源存在空间上的集中度,风光水多能互补开发的基础条件较为优越。

1.3 金沙江流域风光水消纳存在的问题

随着新能源装机比重的提高,新能源发展瓶颈逐步由开发侧制约转向系统消纳能力制约。在当前阶段,受到资源分布、送端网架、送受端电力市场需求等条件制约,金沙江流域风光水消纳主要面临送端系统网架薄弱、系统丰枯结构性矛盾突出、外送通道电力接续缺口凸显等问题。

1) 风光资源丰富地区主网架相对薄弱,通道建设困难。金沙江流域风光资源处川滇藏交界,资源较为丰富,但分布面积广且距离主网较远,单独开发将受送出条件限制。大规模新能源采用远距离线路汇集接入近区主网架,由于网架薄弱,存在风光大发时刻输电通道受阻、故障条件下风光低电压脱网、近区电网频率电压失稳等突出问题。

2) 川滇两省存在电力供需的结构性矛盾。川滇两省电力供需均具有以水为主、丰枯结构性矛盾突出的特点。从需求方面来看,丰枯比约 50%:50%;从供给方面来看,装机结构以水电为主,由于水电整体出力特性具有丰多枯少的特点,其中丰枯电量比约为

60%:40%,水电出力特性与负荷特性的不匹配造成了川滇两省容易出现“丰余枯缺”的结构性问题。

3)外送曲线需协调送、受、输三方诉求。“十四五”期间,随着三大流域后续水电开发,整体水电外送规模进一步扩大,叠加自身负荷的发展,四川省在“十四五”期间逐步发展至“丰枯均缺”,同时丰水期弃水问题并存的形势,云南省在“十四五”期间从全年富余逐步发展至基本平衡的态势。随着送端省份自身负荷的进一步发展,水电枯期的电力保供压力日益凸显。水电枯期的电量留存导致跨区域外送直流通道的利用率较低,电量缺口较大。以白鹤滩水电站为例,考虑枯期川滇两省的自用电量留存,不考虑丰期汇集网内富余水电,平水年直流通道利用小时约为3000 h。

2 多能互补发展及金沙江流域应用的优势

“多能互补”的开发模式,利用大型综合能源基地风能、太阳能、水能、煤炭、天然气等资源组合优势,开展多元化、一体化的综合开发利用。《指导意见》强调利用存量常规电源,合理配置储能,统筹各类电源规划、建设、运营,优先发展新能源,积极实施存量“风光水(储)一体化”提升,稳妥推进增量“风光水(储)一体化”。金沙江流域水风光资源丰富,具备一体化开发的良好基础,亟需统筹规划、有序开发,创造良好消纳条件。

2.1 多能互补发展具备的多重互补优势

风光水(储)多能互补利用大型综合能源基地常规电源与新能源形成的资源组合优势,相比新能源分散接入、全网调峰的方式而言,大型综合能源基地多能互补具备多重互补优势。

1)多能互补助力品质升级。依靠常规电源以及储能的支撑调节能力,实现风储、光储、水储和风光储等联合发电运行方式自动组态、智能优化和平滑切换,有力平抑新能源波动,打造输出稳定、灵活可控的发电基地,为大规模新能源并网及调度提供技术支撑。

2)送受互补提升外送效率。与单独外送水电相比,新能源电量的增加将有效提高直流通道利用率,特别是枯期电量支撑,同时充分发挥水电调节能

力,兼顾送端留存电力电量需求与受端的保供需要,实现送受端的电力电量互补。

3)网源互补简化调度运行。以多能互补基地可调节电源(水电与储能)为核心,打捆近区范围内的随机电源(风电与光伏),实现一体化调度运行,实现基地整体稳定电力送出,降低调度运行的复杂程度。

4)存增互补调动市场活力。多种类型电源业主通过建立合理的利益分配机制,一方面可以利用新能源成本优势,提高目前开发成本相对较高的水电、气电、储能等调节电源的经济性;另一方面可以鼓励电源企业进一步深度参与调峰,释放电源调节空间,减轻送受端系统的调峰压力。

2.2 金沙江流域开展多能互补暨水风光多能互补应用的优势

1)水风光资源条件较优。依据四川省、云南省、西藏自治区的资源普查结果,区域内具有丰富的风光资源。初步预计金沙江上游光伏可开发规模约35 000 MW,下游风电、光伏可开发规模约15 000 MW,流域内风电光伏具备大规模开发和接入电网条件,具备建设国家级大型清洁能源综合基地的良好基础。

2)多能互补特性较好。从流域内水能、风能、太阳能的长期观测数据和风光水发电项目多年实际发电量,在年内资源量和出力过程上水能和风能、太阳能具有一定的互补性。利用水电(储能)的调节能力,通过风光水多能互补能够发挥多品类电源的综合效益。

3)电力市场空间充足。在“长江经济带”“长三角一体化”“粤港澳大湾区”等国家战略的持续引领下,江浙沪、广东地区电力需求预计仍将保持较快增长态势,“十四五”及中长期均存在较大的电力缺口,且受端省份电力盈亏控制均以夏季为主,需求特性上较为匹配。

4)综合效益较优。风光水互补一体化开发能够利用金沙江流域众多水电站的调节性能,解决了风电、光电大规模集中开发的消纳难题。利用金沙江流域水能开发的资源优势,在“就近接入、就地消纳”新能源的基础上创新可再生能源综合开发模式,同时在满足国民经济性的基础上形成整体价格优势,具有良好的综合效益。

3 依托水风光多能互补技术机理优化综合能源基地规模研究

在水风光多能互补项目研究的过程中,在优先考虑送端需求、优先保障系统安全的前提下,以受端市场空间、受端消纳能力和送端资源特性为导向,深入研究水风光多能互补应用的技术机理,优化综合能源基地外送规模。

3.1 水风光多能互补资源侧互补特性

从年内互补特性来看,以金沙江下游为例,6月至10月为丰水期,来水量大、发电量多,12月至次年4月为枯水期,来水量小、发电量少;风电11月至12月、1月至2月平均出力较高,出力系数超过0.5,6月至9月平均出力较低,出力系数仅为0.1至0.2;光伏全年月平均出力相对平稳,2月至4月较高,6月至8月较低。风电和光伏发电均与水电站出力特性呈现较好的年内互补性。

从日内互补特性来看,金沙江上游岗托等7级电站,下游乌东德、白鹤滩以及溪洛渡等水电站均具有一定调节库容,可进行日内或以上调节。实现风光水多能互补运行,利用水电的调节作用,在风光大发时段通过加大水库蓄水降低水电出力,用风光电量“置换”水电电量,在风光少发时段,通过释放水库水量抬高水电工作位置,因此,风光水日内互补是一个“此消彼涨”的过程,互补后系统整体出力趋于平滑稳定。

3.2 多能互补系统优化技术机理

水风光配比是系统性优化问题,需要从送端、直流、受端三个方面与电源和电网两个维度,结合技术经济分析进行分析,优化风光水容量配比和送电曲线。

风光水多能互补的总体优化目标,是在满足可再生能源合理利用水平基础上,投资满足一定收益率的情况下,国民经济性达到最优。国民经济性可以采用系统总发电成本加以表征,投资收益应包含多能互补各方主体的总体成本及收入(包括辅助服务等市场收益)。总体约束主要考虑系统平衡和电站运行两类约束条件。系统平衡约束主要包含电力电量平衡、调峰平衡、线路最大输送功率约束;电站运行约束主要包括发电出力上下限、水库流量、发电量平衡约束。整体优化包括送电曲线和电源配比两

个优化子项,需结合送端、直流通道以及受端的边界条件,在送端保证清洁能源的可靠消纳、受端满足电力保障与调峰要求、通道保持较高利用率水平的目标下,进行反复迭代优化。

4 实现风光水多能互补的关键环节

多能互补发展作为保障能源安全、提升能源清洁利用水平和电力系统运行效率的关键路径,在项目推进过程中需要重点把握电源配比、送受端市场空间与负荷特性、外送曲线以及项目经济性效益,保障多能互补项目能够真正“落得下,调得稳,送得出”。

4.1 多能互补基地电源配比及消纳分析

以水电作为支撑和调节电源的外送基地,具备100%可再生能源电量比例,需要充分利用水电调节特性,以最大化利用清洁能源为目标,统筹水电与风光电源的利用,兼顾送端电源利用效益以及受端对非水可再生能源电力的消纳责任权重,控制水风光的综合利用率在合理水平。因此,优化电源配比和促进新能源开发及消纳是实现风光水一体化多能互补的首要任务,需要结合多种能源出力特性,建立多能互补优化模型,确定多能互补综合能源基地的最优电源配比。电源配比与送端电源出力特性、外送电力曲线、送受端系统调峰压力等息息相关,需反复迭代优化。水电作为限能电站,受天然来水情况及库容影响,丰水期水量充沛、发电能力强;调节能力差;枯水期水量少、发电能力差、调节能力强。与光伏、风电多能互补优化后,调峰弃电主要发生在丰水期风光大发时段。

经初步测算,依托金沙江干流梯级大水电跨省(区)外送消纳,通过水风光一体化的多能互补方式,可就近开发的新能源规模预计超过50 000 MW。其中,金沙江上游梯级水电配套4000~8000 MW光伏,白鹤滩水电站配套10 000~15 000 MW光伏,送端电源综合利用率可达95%。在具体项目遴选过程中,应充分考虑水电近区风光资源,有效衔接各类电源建设进度,集中开发、就近互补、统一汇集,充分发挥规模化开发优势。

4.2 外送通道送电曲线优化

对于外送消纳的电源基地,外送通道是实现送受端统筹协调的桥梁,合理拟定送电曲线对于实现

高质量多能互补至关重要。首先,结合送端电源特性及受端市场需求,框定通道合理利用小时数,保持通道较高利用水平,确保投资成本回收,通道利用小时数不宜过高或过低;其次,分情景拟定年送电曲线,兼顾配套水光打捆后的月际间电量分布特点与受端年负荷特性及供电需求,尽可能实现清洁能源充分消纳,枯期不弃电,丰期少弃水;再次,拟定典型日送电曲线,充分发挥流域梯级水电调节能力,合理安排送电高峰时段送电功率及时长,既满足受端电力供应保障,发挥良好的替代效益,又不增加送受端系统调峰压力,不造成新能源消纳的压力转移。以金沙江上游为例,结合梯级水电建设时序分阶段研究送电曲线,在考虑枯期一定比例留存满足送端供需基础上,通道利用小时在5500左右及以上,丰、枯期外送电量比约为7:3~6:4,为兼顾受端供电及调峰需求,丰期日峰谷比约为1:0.9~1:1,枯期约为1:0.2~1:0.3。

未来,在送受端开展中长期电力交易基础上,随着电网运行等技术进步以及现货市场发展等,研究开展电源出力超短期预测滚动修正送电曲线。

4.3 经济性测算及投资效益分析

电源基地外送消纳需满足国民经济行和财务可行性的双重需求。水电站不同于其他类型电源,受流域分布影响难以改变布局,随着水电开发难度增加导致成本不断提升,将本地难以有效消纳的清洁水电送至综合购电成本更高且相对资源有限的中东部地区,从国家宏观利益出发,符合对国家有限资源的合理配置。与此同时,西部、西南地区新能源开发成本要低于中东部地区,且随着光伏组件、风电主要设备以及储能设备价格的不断下降,风电、光伏发电的平准化电价(levelized cost of energy, LCOE)已低于水电平均度电成本,因此,水风光多能互补对于提升电源开发整体财务可行性是一种良性增益。

以金沙江上游外送为例,梯级水电平均度电成本约0.405元/kWh,近区光伏LCOE理论水平约0.26元/kWh,输电总成本约0.1元/kWh,与华中地区0.38~0.45元/kWh的基准电价相比,仅依托水电将形成电价倒挂,而水光多能互补送出有利于提高电价竞争力的同时满足送端电源整体的财务可行。未来,随着社会经济发展、电力市场逐步完

善、环保要求不断提高,全比例清洁能源、高比例新能源外送的跨省区输电通道预计将在电力市场配置中发挥更大的作用。

5 结语

基于国家发展改革委、国家能源局下发的《指导意见》,结合金沙江流域的水风光特性与现状分析,对金沙江流域开展多能互补的优势、关键环节和重点环节进行了分析。针对金沙江流域的水风光一体化应用,现阶段应该加强多能互补规划、建设实施、运行调节和管理规范多方面的统筹协调,同时在全国电力格局的范畴内统筹送端水电留存和外送规模。考虑到新能源开发建设的不确定性,需要配套受端电网主网架的建设进度,滚动优化金沙江流域的电源配比方案。

参考文献

- [1] 李桂鑫,王哲,姚俊韬,等.基于多能互补特性的园区综合能源典型方案研究[J].通信电源技术,2020,37(2):74-75.
- [2] 张伟波,谢玉荣,杨帆,等.多能互补分布式综合供能系统及典型开发方案研究[J].发电技术,2020,41(3):246-251.
- [3] 渠敬涛.基于多能互补的综合能源系统规划案例分析[J].电工技术,2020(2):43-46.
- [4] 胡伟,戚宇辰,张鸿轩,等.风光水多能源电力系统互补智能优化运行策略[J].发电技术,2020,41(1):9-18.
- [5] 戚永志,黄越辉,王伟胜,等.高比例清洁能源下水风光消纳能力分析研究方法研究[J].电网与清洁能源,2020,36(1):55-63.
- [6] 李良县,李宁.金沙江下游(四川侧)水风光互补开发研究初探[J].水电站设计,2019,35(3):74-79.
- [7] 朱燕梅,陈仕军,黄炜斌,等.水风光互补发电系统送出能力分析[J].水电站设计,2018,44(12):100-104.

作者简介:

郭飞(1987),硕士,高级工程师,主要从事电力系统分析及电力规划研究。