

四川省“十四五”电力发展规划

目 录

前 言	1
一、发展现状和面临形势	2
(一) “十三五”电力发展成效	2
(二) 存在的主要问题	5
(三) 面临的形势	6
(四) 电力需求预测	7
二、总体要求	8
(一) 指导思想	8
(二) 基本原则	8
(三) 发展目标	9
三、重点任务	11
(一) 有序发展水电，统筹自用与外送	11
(二) 大力开发新能源，推进风光基地建设	13
(三) 优化火电结构，支撑电网安全运行	14
(四) 统筹跨区通道建设，体现绿色低碳价值	15
(五) 推进特高压交流建设，增强供电保障能力	16
(六) 优化省内主网架，构建立体双环网	17
(七) 构建新型电力系统，加快发展智能配网	20
(八) 实施农村电网巩固提升，有效促进乡村振兴	21

(九) 推进电能利用多元化, 提高终端电能消费比重	21
(十) 深化电力体制改革, 加强电力战略合作	22
四、环境影响分析评价	23
(一) 规划实施的环境影响分析	23
(二) 规划实施的环境保护措施	24
五、保障措施	27
(一) 加强组织领导	27
(二) 强化规划引领	27
(三) 强化政策支撑	28
(四) 完善实施机制	28

前 言

“十四五”时期是我省全面开启社会主义现代化强省建设新征程、加快推动高质量发展、向第二个百年奋斗目标进军的关键五年，也是贯彻落实习近平总书记“四个革命、一个合作”能源安全新战略，深入落实碳达峰碳中和战略部署的重要五年。“十四五”电力发展规划是“十四五”能源发展规划的重要组成部分，编制和落实好“十四五”电力发展规划，对于我省加快构建以新能源为主体的新型电力系统，为成渝地区双城经济圈建设和治蜀兴川再上新台阶提供坚强电力保障具有重要意义。

本规划立足新发展阶段，贯彻新发展理念，融入新发展格局，根据《四川省国民经济和社会发展的第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》，按照《“十四五”电力发展规划》《四川省“十四五”能源发展规划》部署要求编制，系统谋划未来五年我省电力发展目标任务和重点项目建设，引领我省电力高质量发展，为“十四五”加快构建以新能源为主体的新型电力系统提供规划指导和实践遵循。规划期为 2021—2025 年。

一、发展现状和面临形势

(一)“十三五”电力发展成效

1.电力消费水平不断提高。全省全社会用电量稳步增长。2020年全社会用电量2865亿千瓦时，年均增速约7.5%，高于全国1.3个百分点；人均用电量约3421千瓦时，年均增速约6.7%，高于全国1.4个百分点。全省用电量结构持续优化，三次产业用电结构由0.6: 68.3: 31.1调整为0.6: 63.1: 36.4。

2.可再生能源装机持续增长。金沙江、雅砻江、大渡河流域水电基地加快建设，风电和光伏发电有序推进。2020年底，全省电力总装机10295万千瓦，较2015年增加1802.2万千瓦，年均增速约3.9%。其中：水电8082千瓦、居全国第1；风电、光伏并网装机分别为426万千瓦、191万千瓦，年均增速约42.1%、39.3%；火电装机1596万千瓦。全省可再生能源装机占比达84.5%，水能利用率达到95.4%。

3.电网基础设施不断完善。四川电网2020年最大负荷5400万千瓦，年均增长7.7%。开工建设、建成投产一批骨干电网工程，完成电网投资942亿元，建成覆盖全省各市（州）的500千伏为骨干的主网架，基本形成省级大电网、西部大枢纽，增强清洁能源外送与消纳能力。规划布局1000千伏交流特高压工程并加快前期工作。

4.电力普遍服务能力提高。完成新一轮农网改造升级、“三

区三州”电网改造以及藏区新居、彝家新寨、易地扶贫搬迁电力配套等，完成 37.9 万户 136 万人易地搬迁通电、改善 88 个贫困县农村用电设施、巩固提升 19 个县电力网架水平。农网供电可靠率 99.8%、综合电压合格率 99.6%、户均配变容量 2.1 千伏安，满足国家规定标准。累计建成光伏扶贫项目 48.4 万千瓦，扶持建档立卡贫困户 2.5 万户。

5.电力科技创新能力提升。自主研发的全球首台百万千瓦水电机组在白鹤滩水电站成功安装。国内首台完全自主知识产权 F 级 50 兆瓦重型燃机实现满负荷稳定运行。“华龙一号”百万千瓦级压水堆核电技术项目实施，使我国具备批量化建设三代核电机组的能力。富余水电制氢与氢能利用产业示范工程启动，氢能制造、储运、应用研究和氢燃料汽车研制深入推进。

6.电力体制改革取得新突破。四川电力体制改革总体方案和 5 个配套方案深入推进。交易规则不断完善，交易主体和交易规模扩大、交易品种增多，交易中心独立规范运行，市场运转规范有序。电价市场化形成机制改革不断深入，输配电价形成机制改革按期完成，上网电价、销售电价改革逐步深化，推进“放开两头、管住中间”和“市场决定加政府监管”为核心的电价形成新机制。水电消纳产业示范区、电能替代、电力现货市场试点不断深入，价格杠杆作用发挥灵活，促进资源高效利用。

7.电力营商环境不断优化。持续优化营商环境提升供电服

务水平两年行动计划不断推进，按照“简政放权、放管结合、优化服务”要求落实“精简办理流程、明确主体责任、提高响应效率、降低用电成本、完善监管机制、加强信息公开”等多项措施，10千伏及以上大中型企业“三省”办电服务、小微企业“三零”办电服务质量提高，“获得电力”服务水平大幅提升，电力营商环境进一步优化。

8.省间电力合作不断加深。与浙江、上海、江苏、重庆等能源电力需求中心的战略合作继续深化，2020年外送电量1364亿千瓦时、较2015年增长11.2%，“十三五”实现“西电东送”6698亿千瓦时，相当于减用2亿吨以上标准煤、减排5亿吨以上二氧化碳。加快推进川渝电力一体化发展，川渝电网第三通道建成，川渝特高压交流实质性推进，成渝地区双城经济圈建设电力保障能力增强。川藏联网电压等级从220千伏升级至500千伏；四川水电外送第四回特高压直流工程开工建设。

表1 四川省“十三五”期间主要电力工业指标

类别	主要指标	2015年	2020年	年均增速
用电量	全社会用电量（亿千瓦时）	1992	2865	7.5%
	人均用电量（千瓦时/人）	2473	3421	6.7%
	全社会最大负荷（万千瓦）	3730	5400	7.7%
电源规模	总装机（万千瓦）	8492.8	10295	3.9%
	人均装机（千瓦）	1.05	1.23	3.1%
	水电（万千瓦）	6759	8082	3.6%
	火电（万千瓦）	1580	1596	0.2%

类别	主要指标	2015 年	2020 年	年均增速
电源规模	风电（万千瓦）	73.4	426	42.1%
	太阳能发电（万千瓦）	36.4	191	39.3%
川电外送	外送电量（亿千瓦时）	1226	1364	2.1%
	最大外送电力（万千瓦）	2850	3060	1%

（二）存在的主要问题

1.电力供应保障能力仍有短板。水电资源开发程度高，自用和外送矛盾加剧，发电装机容量有“硬缺口”风险，电力平稳可靠供应难度加大。输电通道不足，水电基地和风光基地“窝电”和负荷中心缺电风险并存。主网多回水电通道送出重载或满载，电网承载能力接近极限，系统安全稳定运行压力大。

2.新型电力系统基础较为薄弱。新能源规模较小，尚未成为主体电源。应急、调峰、备用电源少，水电规模大但丰枯出力差别大，与新能源、抽水蓄能、多元新型储能、煤电灵活性等尚未形成源网荷储一体化和多能互补发展格局。系统调节能力不足，尚不适应大规模高比例接入和消纳新能源。

3.电力服务发展不平衡较为突出。地方电网供区、高原地区、偏远山区、民族地区电网建设相对滞后。农村电网 35 千伏变电站布点不均、10 千伏远距离供电、老旧设备超长服役等用电瓶颈仍然存在，供电可靠性有待进一步提升。“获得电力”优质服务尚需进一步提高，电力营商环境尚需进一步改善。电网公平无歧视开放，按国家规定履行电力普遍服务义务尚需加强。

4.电力体制适应新要求仍有差距。电网、调度、交易的关系需要进一步理顺。电力规划和监管、各类市场建设、电价机制、需求侧响应机制等尚需深化。治理能力和治理体系亟待加强，推动改革的方式方法需要改善。跨省跨区交易、绿电交易和结算机制尚需完善。

（三）面临的形势

1.电力低碳化进程加速推进。四川已基本建成国家清洁能源示范省和全国优质可再生能源基地，在如期实现 2030 年前碳达峰、2060 年前碳中和战略目标上具有清洁能源基础优势。省委十一届十次全会通过《关于以实现碳达峰碳中和目标为引领推动绿色低碳优势产业高质量发展的决定》，以能源绿色低碳发展是关键，聚焦实现碳达峰碳中和目标，必将加速电力低碳化进程来促进经济社会发展全面绿色转型，走出一条服务国家战略全局、支撑四川未来发展的绿色低碳发展之路。

2.提高电力系统适应性的需求更加迫切。随着成渝地区双城经济圈建设、新时代推进西部大开发形成新格局等重大战略深入实施，电力发展空间、发展条件、发展任务和发展内涵正在发生深刻变化。既要做到与区域经济发展水平和资源环境相协调，又要考虑中心城市、工业园区能源需求密度较高的特点，还要考虑新型城镇化、乡村振兴战略实施出现的新兴用电增长点，对于科学规划区域电力流向、送电特性及输电通道，确保

电能生产、输送和使用的动态平衡，全面提高电力设施利用效率提出了更高要求。

3.电力技术创新变革加快。电力产业进入创新作为第一动力、协调成为内生特点、绿色成为普遍形态的新时期。5G、人工智能、物联网等信息化技术快速发展，驱动电力基础设施与数字化新型基础设施不断实现融合发展，以需求侧响应、储能、虚拟电厂、氢能、综合能源服务为典型代表的新元素新业态将大大提高电力系统灵活性和调节能力。风电和光伏成本持续下降，智能电网、分布式供能系统进一步为电力系统智慧化创造了良好条件，提升电网互济能力和需求侧响应水平成为必然。

4.电力体制改革发挥引领作用。电力体制市场化改革不断深化，电价形成机制更加完善。有序推动新能源参与市场交易，发挥电力市场对能源清洁低碳转型的支撑作用，适应能源结构转型的电力市场机制正加快建设。国家推动健全多层次统一电力市场体系，加快建设国家电力市场，引导全国、省（区、市）、区域各层次电力市场协同运行、融合发展，规范统一的交易规则和技术标准，多元竞争的电力市场格局加速形成。

（四）电力需求预测

“十四五”时期，四川经济社会将持续快速、高质量发展，用电负荷将保持较高增速，预计2025年全社会用电量为3700亿千瓦时，最大用电负荷为7100万千瓦，“十四五”期间年均增

速分别为 5.2%、5.6%。

二、总体要求

（一）指导思想

以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，深入贯彻党的十九大和十九届历次全会精神，立足新发展阶段、贯彻新发展理念、融入新发展格局，深入践行遵循“四个革命、一个合作”能源安全新战略，坚持稳中求进工作总基调，锚定碳达峰碳中和目标任务，落实省委十一届十次全会《关于以实现碳达峰碳中和目标为引领推动绿色低碳优势产业高质量发展的决定》部署，加快构建新型电力系统，优化电源开发、通道建设、潮流分布、电力消费，推进电力发展保障有力、清洁低碳、安全可控、智能高效，深化电力体制改革和电力行业治理方式变革，为成渝地区双城经济圈建设和治蜀兴川再上新台阶夯实能源电力保障基础。

（二）基本原则

适度超前、安全保障。坚持需求导向，强化电力供需预警预测，建设规模合理、适度超前的电力系统，完善应急备用和调峰设施，着力提高电力系统应急处置和抗灾能力，确保长期安全稳定运行。

优化配置、内外兼顾。统筹处理好自用与外送的关系，在优先满足本省需求的基础上，推动四川清洁能源纳入全国统一

电力市场统筹消纳，按照市场化方向完善四川电力外送机制，充分体现清洁能源输出减碳价值。

高效清洁、绿色发展。坚持生态环保优先，促进节能减排和产业升级，加快推动清洁能源开发利用，持续提升电能占终端能源消费比重，促进能源生产清洁化、能源消费电气化、能源利用高效化。

保障民生、共享发展。坚持以人民为中心，坚持电力建设服务于新型城镇化和乡村振兴战略，以保障电力供需平衡为导向，以解决电网薄弱问题为重点，优化完善城乡供电网架结构，提高城乡供电质量，提升人均用电和电力普遍服务水平。

深化改革、加强监管。充分发挥市场在资源配置中的决定性作用，着力构建主体多元、开放竞争的电力市场，形成适应市场要求的电价机制；加强政策指引和规划引领，有效开展电力交易、调度、供电服务和安全监管。

（三）发展目标

——**电力保障。**预计到 2025 年全省全社会用电量 3700 亿千瓦时，人均用电量进一步缩小与全国的差距。

——**电源协调。**预计到 2025 年全省装机规模约 1.52 亿千瓦，其中水电装机 10500 万千瓦，火电装机 2500 万千瓦左右，风电装机 1000 万千瓦，光伏发电装机 1200 万千瓦。

——**节能减排。**电网综合线损率控制在 7% 以内。新增电

能替代电量 880 亿千瓦时。

——**民生改善**。全省 21 个市（州）本行政区域内均实现农村电网供电可靠率提高到 99.87%，综合电压合格率达到 99.74%。

表 2 四川省“十四五”电力工业发展主要目标

类别	指标	2020 年	2025 年	年均或 累计增长
电力总量	总装机（万千瓦）	10295	15200	8.1%
	外送能力（万千瓦）	3060	6660	16.8%
	全社会用电量（亿千瓦时）	2865	3700	5.2%
	人均装机（千瓦/人）	1.2	1.8	7.5%
	人均用电量（千瓦时/人）	3421	4359	5.0%
电力结构	非化石能源消费比重	38%	42%左右	〔4%左右〕
	非化石能源发电装机比重	85.3%	84.4%	〔-0.9%〕
	常规水电（万千瓦）	8082	10500	5.4%
	风电（万千瓦）	426	1000	18.6%
	太阳能发电（万千瓦）	191	1200	39.2%
	化石能源发电装机比重	14.7%	15.6%	〔0.9%〕
	火电（万千瓦）	1596	2500	9.4%
	电力需求响应能力	—	3%	
节能减排	煤电机组平均供电煤耗（克标煤/千瓦时）	325	≤320	—
	电网综合网损率	7.75%	6.9%	〔-0.85%〕

注：〔 〕为五年累计值。

三、重点任务

(一) 有序发展水电，统筹自用与外送

在加强生态环境保护和做好移民安置的前提下，重点推进金沙江、雅砻江、大渡河“三江”水电基地建设，巩固水电为主体的可再生能源体系。着力优化水电结构，优先建设季以上调节能力水库电站，统筹推进流域综合管理，发挥水电站在防洪、蓄水保供、水生态保护等方面综合作用。建成白鹤滩、苏洼龙、两河口、杨房沟、双江口、硬梁包等水电站，继续推进叶巴滩、拉哇、卡拉等电站建设，开工建设旭龙、岗托、奔子栏、孟底沟、牙根二级、丹巴等水电站。“十四五”期间核准建设规模约1200万千瓦，新增投产水电装机规模2400万千瓦左右。统筹好水电自用与外送，积极争取国家支持适当增加特高压直流外送大型水电电源枯期留存四川电量；充分发挥川西水风光互补特性，通过实现四川跨区外送通道“水风光一体化”，增加新能源外送置换出部分水电留川使用；放眼“十五五”及后续，积极推动通过特高压直流将藏电引入四川，接续已有跨区直流进行转送，进一步提升四川优质水电纳入本省就近就地消纳比例。

专栏 1：水电建设重点项目

1.金沙江水电基地主要项目。建成投产乌东德（1020/2 万千瓦，已投产 340 万千瓦）、白鹤滩（1600/2 万千瓦）、苏洼龙（120/2 万

千瓦)、巴塘(752万千瓦)、金沙(56万千瓦,已投产14万千瓦)、银江(39万千瓦)。核准建设旭龙(240/2万千瓦)、岗托(120/2万千瓦)、波罗(100/2万千瓦)、昌波(82.6/2万千瓦)、奔子栏(220/2万千瓦)。加快推进叶巴滩(224/2万千瓦)、拉哇(200/2万千瓦)等电站建设。

2.雅砻江水电基地重点项目。建成投产两河口(300万千瓦)、杨房沟(150万千瓦)。核准建设孟底沟(240万千瓦)、牙根一级(30万千瓦)、牙根二级(220万千瓦)。加快推进卡拉(102万千瓦)等电站建设。

3.大渡河水电基地重点项目。建成投产双江口(200万千瓦)、金川(86万千瓦)、硬梁包(111.6万千瓦)、巴拉(74.6万千瓦)、绰斯甲(39.2万千瓦);核准建设丹巴(113万千瓦)、安宁(38万千瓦)、巴底(72万千瓦)、老鹰岩一级(30万千瓦)、老鹰岩二级(42万千瓦)、脚木足河达维(30万千瓦);加快推进枕头坝二级(30万千瓦)、沙坪一级(36万千瓦)等电站建设。

4.中型水电。建成天全河锅浪跷(22万千瓦)、硕曲河古瓦(20.54万千瓦)等电站。储备建设金顶(22万千瓦)、观音桥(18.65万千瓦)等中型电站。

5.航电。建成投产岷江犍为(50万千瓦)、龙溪口(48万千瓦)航电枢纽工程。开工建设岷江老木孔(40.54万千瓦)、东风岩(27万千瓦)航电枢纽工程。

(二) 大力开发新能源，推进风光基地建设

构建新能源占比逐渐提高的新型电力系统，推动清洁电力资源大范围优化配置。按照基地规划、分步实施，助力四川实现碳达峰、碳中和目标的原则，大力发展风、光等新能源发电，重点推进凉山州风电基地和“三州一市”光伏基地建设；以金沙江上下游、雅砻江、大渡河中上游等为重点，规划建设水风光一体化可再生能源综合开发基地。科学有序推进凉山州以外攀枝花、泸州、广元、达州、巴中、甘孜、阿坝等地区风电开发，积极支持分布式光伏、分散式风电场等分布式新能源发展。因地制宜开展光伏实证实验基地、地热发电示范及生物质能试点项目建设，鼓励结合地方实际实施光伏“1+N”开发。统筹规划生活垃圾焚烧发电处理设施布局。“十四五”期间新增并网风电600万千瓦以上，并网太阳能发电1000万千瓦以上，2025年风电、光伏装机分别达到1000万千瓦、1200万千瓦。按照国家规划安排做好核电厂址保护工作。

专栏 2：新能源重点项目

1.光伏项目。推进攀枝花市洼落、新九、仁和、米易4个片区，阿坝州北部、中部、西北部、西南部4个基地，甘孜州北部、中部、南部3个基地，凉山州西部、南部、西北部、东部4个基地等“三州一市”大型光伏发电基地建设。

2.风电项目。建成投产凉山州风电基地西昌牦牛山、盐源大坝、会东淌塘、宁南果木、普格则洛日、德昌腊巴山、布拖海博、昭觉补约、雷波阿合哈洛、会理小箐村、美姑沙马乃拖、喜德玛果梁子、冕宁金林、越西申普等风电项目，建成投产盆周山区广元剑阁、昭化白果、泸州古蔺火草坪等风电项目。

（三）优化火电结构，支撑电网安全运行

发挥好存量煤电对防范电网安全风险的支撑作用，建成“十三五”已开工的国家能源集团江油天明电厂，新增装机 200 万千瓦，“十四五”期间不再新核准建设煤电项目。推进煤电机组技术升级，降低火电煤耗，鼓励开展煤电灵活性改造，推动煤电服役期满机组科学安全转为应急备用和调峰电源。规范燃煤自备电厂管理，有序推进垃圾焚烧发电项目。综合考虑全省负荷增长情况、天然气资源分布情况，在负荷中心附近和气源地附近布局一批燃气发电项目，核准开工并建成华电白马燃机创新发展示范项目、川投资阳燃气发电项目、华能彭州燃气发电项目、川能投广元燃气发电项目等，进一步提高电网调峰能力，加快泸州、德阳、巴中、达州二期、遂宁、江油等燃气发电项目前期研究工作，并根据负荷发展需要适时核准开工建设，新增天然气发电装机超过 600 万千瓦。根据产业布局和热电负荷需求，着力推进楼宇式天然气分布式能源项目建设，有序推进区域天然气分布式能源项目建设。

专栏 3：火电重点项目

1.气电项目。建成投产华电白马燃机创新发展示范项目 2×47.5 万千瓦、川投资阳燃气发电项目 2×70 万千瓦、华能彭州燃气发电项目 2×40 万千瓦、川能投广元燃气发电项目 2×70 万千瓦。

2.煤电项目。建成投产“十三五”已开工的国家能源集团天明电厂 200 万千瓦。

3.垃圾焚烧发电项目。在成都、泸州、乐山、宜宾等地新建和扩建一批生活垃圾焚烧发电项目。

（四）统筹跨区通道建设，体现绿色低碳价值

在优化存量电力流向，发挥四川多能互补优势，着力提升向上、锦苏、宾金±800 千伏既有特高压直流输电通道利用率的基础上，科学合理安排水电外送。结合“三江”水电基地外送需求，统筹建设特高压直流外送通道。“十四五”期间建成雅中至江西、白鹤滩至江苏、白鹤滩至浙江 3 回特高压直流工程，开工建设金上至湖北特高压直流工程，新增“西电东送”特高压跨区输电规模 3200 万千瓦。加快研究规划西藏、西北电力入川通道，进一步提升四川跨省跨区电力交换能力。研究推进西藏雅鲁藏布江下游水电外送特高压直流入川接续四川特高压直流转送。新增外送电量充分体现对受端的绿色减碳价值，积极争取对四川电网为保障“西电东送”机组安全可靠外送提供支撑服务增加的输配电成本进行补偿，争取国家对四川可再生能源电力

消纳责任权重考核给予必要支持。

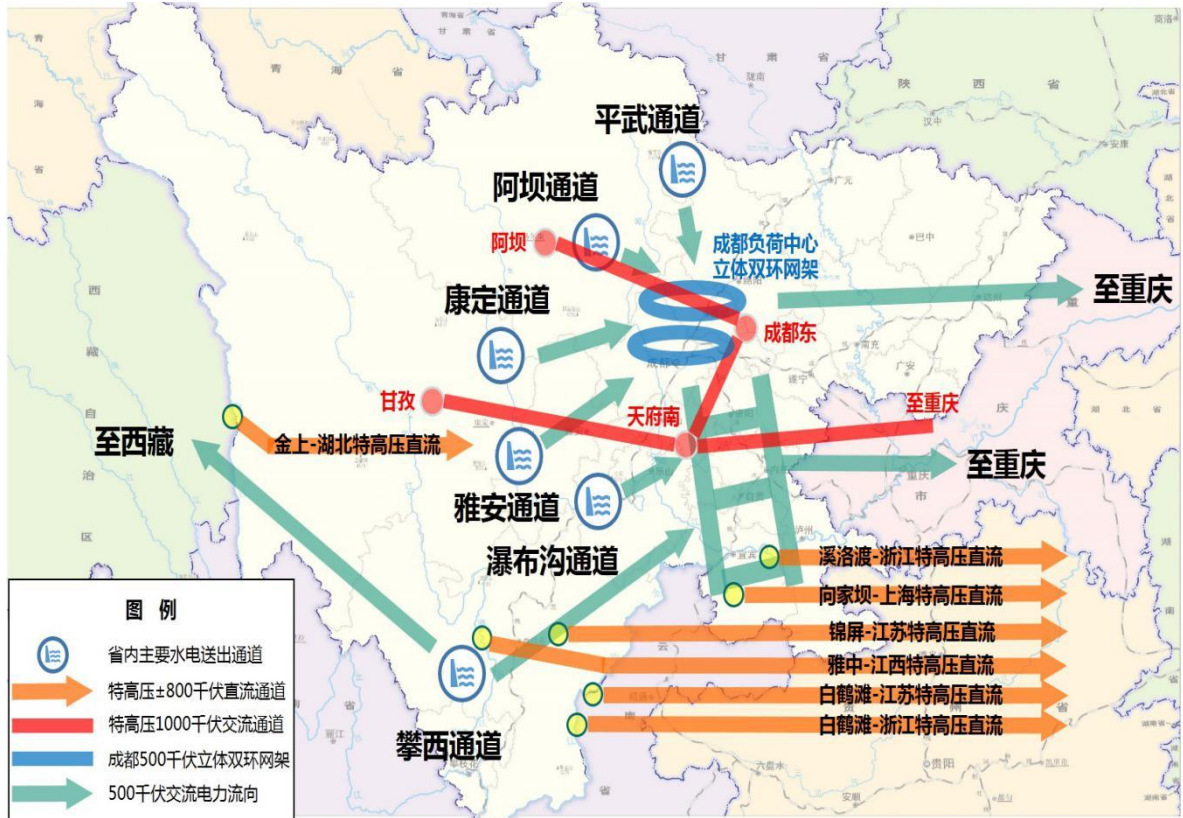


图 1 2025 年四川省际联网工程规划示意图

(五) 推进特高压交流建设，增强供电保障能力

重点推进川渝特高压交流目标网架建设，本质提升四川电网安全运行水平和抵御严重故障能力，为成渝地区双城经济圈建设国家战略深入实施提供坚强电力保障。“十四五”期间全力建成甘孜—天府南—成都东、阿坝—成都东、天府南—重庆铜梁 1000 千伏特高压交流输变电工程及其配套 500 千伏工程，增强甘孜、阿坝特高压交流变电站的电力汇集能力，满足“十四五”投产大型水电站和风光基地送出需求，解决电网送出通道瓶颈

制约，提高环成都都市圈、川北、川南、川东北等主要负荷中心供电能力。根据攀西地区水电和新能源大规模投产进度，规划建设攀西电网至省内负荷中心 1000 千伏特高压交流输变电工程。中远期推动四川 1000 千伏特高压交流北向、西向延伸工程，规划研究绵阳、川东北、川南 1000 千伏输变电工程，构建四川特高压交流环网。

专栏 4：特高压电网工程

建成甘孜—天府南—成都东、阿坝—成都东、天府南—重庆铜梁 1000 千伏特高压交流输变电工程。建成雅中—江西、白鹤滩—江苏、白鹤滩—浙江等±800 千伏特高压直流工程。开工建设金沙江上游至湖北±800 千伏特高压直流工程。推动攀西—省内负荷中心 1000 千伏特高压交流输变电工程纳入国家规划。

（六）优化省内主网架，构建立体双环网

结合特高压交、直流布点全面推进四川电网 500 千伏主网架优化，构建相对独立、互联互通的“立体双环网”主网结构，电源和负荷平均分区接入环网，系统解决短路电流超标、潮流重载等问题，环间适当联络提高事故支撑，提升省内受端电网的供电保障能力。“十四五”建成围绕环成都区域的四川电网“北立体双环”网架格局，中远期在宜宾、泸州、内江、自贡、乐山、眉山地区构建“川南目标网架”，整体提升四川电网对新能源占比逐渐提高的新型电力系统的适应性和运行可靠性。实施白鹤

滩送出 500 千伏加强工程，优化布局甘孜州、阿坝州、凉山州、攀枝花市“三州一市”地区送出通道，重点提升大规模光伏、风电等新能源送出能力，满足川西新能源加快发展需要。配合川藏铁路等重点铁路建设，推进电气化铁路牵引站工程建设。推动成都都市圈、成都东部新区、宜宾三江新区、南充临江新区、绵阳科技城新区电网建设。加强 220 千伏、110 千伏网架和联网工程建设，强化电网接入公平开放要求，促进省属电网和国网四川电网融合发展。

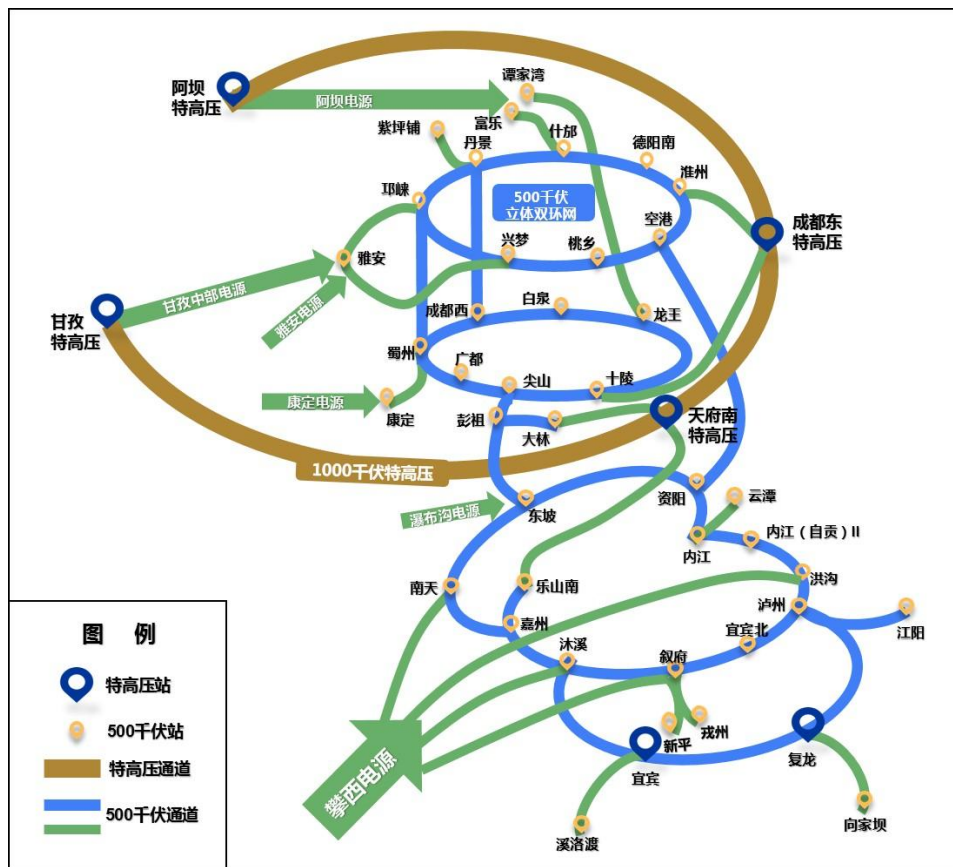


图 2 2025 年基于特高压交流的四川电网 500 千伏立体双环网示意图

专栏 5：主网架建设重点电网项目

1.500 千伏重点工程。（1）特高压配套工程：核准建设甘孜、阿坝、天府南、成都东等特高压交流配套，雅中、白鹤滩、金上等特高压直流配套，白鹤滩送出加强、沐溪—叙府断面加强、攀西电网加强改造等工程。（2）输变电线路及变电站工程：加快推进昭化—巴中、甘谷地—蜀州线路改接、马尔康、绵阳南、南部、泸州东等在建工程，核准建设遂宁加强、大林、新津、成都西（温郫）、德阳南等输变电工程，推动邛崃、十陵、淮州、空港、甘南、乐山南、内江（自贡）II、宜宾北、眉山西等新建工程核准建设。（3）输变电扩建工程：核准开工水洛扩、盐源扩、尖山—彭祖串抗、沐溪扩、东坡扩、姜城扩、叙府扩、广都扩等工程，推动昭化扩、复龙换—宜宾换串抗、巴中扩、内江扩等工程核准建设。（4）电源送出工程：核准建设白鹤滩、两河口、天明、苏洼龙、杨房沟等水电站送出工程，推动双江口、巴拉、巴塘、叶巴滩、卡拉、枕头坝二级、沙坪一级、硬梁包、金川等水电站送出工程核准建设。

2.220 千伏重点工程。在成都、德阳、绵阳、宜宾、乐山、眉山等负荷增长较快地区核准建设一批 220 千伏输配电工程，完善县域电网 220 千伏网架支撑。

3.电气化铁路牵引站和川藏铁路电网配套工程。配套新建川南城际、成昆铁路扩能、成自高铁、成渝中线高铁、渝昆高铁、汉巴南铁路、西成铁路、成达万高铁等电气化铁路牵引站。规划建设川藏铁路四川境内配套电网输变电工程；建设巴塘—澜沧江线路工程（四川侧）。

（七）构建新型电力系统，加快发展智能配网

大力提升电力系统综合调节能力，加快灵活调节电源建设，力争“十四五”期间新增水电可调能力 800 万千瓦、燃气机组可调节能力超 600 万千瓦。因地制宜布局建设新型储能设施，促进新型储能多元化发展和多场景应用。积极发展“新能源+储能”、源网荷储一体化和多能互补，支持分布式新能源合理配置储能系统，推进大容量和分布式储能技术示范工程。结合调峰需求和新能源开发，在成都市等负荷中心地区和新能源集中送出等地区加快推进抽水蓄能规划项目建设。根据我省负荷特性、电源结构、电网结构、重要用户分布、安全需求等情况建立应急备用和调峰电源机制，提升电力安全保障能力和电力系统灵活性。统筹主网与配网衔接，进一步升级完善城镇配电网，加快推进配网智能化，建设成都坚强灵活可靠城市电网，加快推进省域经济副中心重点城市配电网建设。“十四五”城镇配电网建设投资超过 200 亿元，到 2025 年，基本建成“安全可靠、开放兼容、双向互动、高效经济、清洁环保”的智能配网体系。

专栏 6：抽水蓄能电站项目

推进大邑、道孚抽水蓄能电站核准建设，深入开展攀枝花、江油、绵竹等抽水蓄能电站方案论证，按照“成熟一个、核准一个”的原则推进项目核准，适时开工建设。

（八）实施农村电网巩固提升，有效促进乡村振兴

进一步推进全省农村电网巩固提升，支撑全面推进乡村振兴战略。重点实施乡村振兴重点帮扶县、革命老区、偏远地区、脱贫巩固重点地区和历史遗留问题欠账较大地区农村电网巩固提升工程，加快推进乡镇行政区划和村级建制调整改革“后半篇”文章涉改乡镇农村电网改造升级，中央预算内投资计划安排向上述地区倾斜。加快推进农网体制改革和产权模式创新，进一步统筹理顺农网还贷政策和承贷主体相互关系，多渠道筹集资金解决上市电力企业和民营供电企业农网改造升级投入，大力推进小水电供区等独立供区移交划转，显著提升农网薄弱地区电压支撑和供电质量。加强独立光伏供区运行维护，督促三州地区做好独立光伏设备管理相关工作，支持在太阳能资源富集、大电网未覆盖的偏远地区、高火险林牧区根据民生用电需要开展独立光伏扩容项目建设，积极争取中央转移支付对藏区、彝区独立光伏运行维护补贴资金的倾斜支持。“十四五”期间完成农村电网巩固提升工程总投资超过 350 亿元。

（九）推进电能利用多元化，提高终端电能消费比重

坚持实施和推广以电代柴、以电代煤、以电代油，进一步扩大电能替代规模和范围，在燃煤（油、柴、气）锅炉窑炉、新能源汽车充电基础设施、港口岸电、电烤烟、电火锅、机场桥载、冰蓄冷、电驱钻井、电驱压裂等重点领域实施一批电能

替代工程，力争到 2025 年，年度替代电量突破 190 亿千瓦时。加快在全省形成布局合理、科学高效的充电基础设施体系，重点在成都、宜宾、泸州、乐山、西昌、攀枝花等旅游城市加快城市公（专）用充（换）电基础设施建设；发挥互联网、大数据作用，建设全省充电基础设施服务平台。到 2025 年，力争建成公（专）用充电桩 12 万个，总充电功率 220 万千瓦，满足电动汽车的充电需求。鼓励开展工业园区燃气热电联产规划建设；以智能电网为基础，统筹智能配电网与热力、天然气等能源管网的布局与协同管理，实现能源跨区域远距离传输与优化配置；培育虚拟电厂、数据中心集群、负荷聚集商等综合能源新型主体，应用大数据、云计算、5G 等数字信息技术，满足用户的智慧用能需求，实现多种能源的优化配置、优势互补，有效提升用户能效。

（十）深化电力体制改革，加强电力战略合作

依照国家构建全国统一电力市场体系要求，强化省间市场与省内市场的衔接，加快建立中长期交易为主、现货交易为补充的电力市场格局。推进辅助服务市场建设，完善电力辅助服务补偿（市场）机制，支持第三方参与提供电力辅助服务。完善符合四川特色的丰枯分期、适时切换的现货市场交易机制和制度体系。推进绿电交易市场建设和绿电溯源工作，建立有利于促进绿色能源生产消费的市场交易机制。有序放开竞争性环

节电价，深化输配电价改革，完善分时电价机制。研究建立燃煤火电容量市场化补偿机制；研究碳达峰碳中和目标下水电上网电价形成机制，探索龙头水库电站两部制电价机制；落实抽水蓄能项目两部制电价政策；研究天然气调峰发电项目两部制电价。研究推动新型储能发展的商业模式和保障机制，完善新型储能支持政策。持续优化用电营商环境，推动“获得电力”服务水平不断提升，推进居民和低压用户用电报装“三零”服务，高压用户用电报装“三省”服务。推动成渝地区在电力规划、科技研发、装备制造、产业融合等方面不断深化合作，加强川渝两地电力互济和电力市场建设。与浙江、江苏、上海等能源需求中心加强战略合作，与华中、华北、华东等受端地区进一步研究中长期送电形式，探索东部地区对西部地区输出的可再生能源消纳权重进行补偿，在最大限度利用好现有通道能力的基础上协调推进多能互补建设。推动与西藏、云南、贵州、陕西等周边省（区）能源合作，重点研究推进藏电、西北电力入川和藏电接续转送，增强四川电网与周边省（区）电网的联系。

四、环境影响分析评价

（一）规划实施的环境影响分析

《规划》坚定推进绿色低碳发展，加快清洁能源的开发利用，在加强生态环境和做好移民安置的前提下，科学有序开发水电。大力发展可再生能源发电，科学布局天然气调峰电站，

积极推进燃煤机组超低排放改造和节能改造，构建多元清洁的电力供应体系，优化电力发展结构。持续推动电力行业节能减排和清洁化生产利用。到 2025 年，我省预计可再生能源装机达到 1.27 亿千瓦以上，水风光发电量达到 4500 亿千瓦时以上。按替代煤电机组测算，相应减少煤炭消费 1.48 亿吨，减少二氧化碳排放约 3.9 亿吨，为我省二氧化碳排放力争 2030 年前达峰，努力争取 2060 年前实现碳中和奠定良好基础。另外，因地制宜发展新能源，有利于降低污染物排放，实现良好的生态环境效益，到 2025 年，力争燃煤发电机组平均供电标煤耗降低至 320 克标煤/千瓦时以下，确保电网综合网损率降低至 7% 以内。

通过《规划》实施，加快实现能源消费革命，优化火电结构，扩大天然气利用，推进煤炭清洁利用，持续推进节能降耗，全面提升能效水平，积极推进电能替代，降低污染物排放和碳排放强度，有利于生态环境改善，有效促进生态文明建设。

（二）规划实施的环境保护措施

坚持着力推进绿色发展、循环发展、低碳发展，从源头上扭转生态环境恶化趋势，为人民创造良好的生产生活环境。严格遵守《中华人民共和国环境保护法》《中华人民共和国节约能源法》《中华人民共和国环境影响评价法》等相关法律法规以及《四川省“十四五”生态环境保护规划》等相关规划要求。认真执行电力项目开发的环境影响评估和审查制度，科学规划和合

理利用能源资源，不断提高资源综合利用水平，降低对土地、水资源、生态环境等的影响，控制污染排放水平。

优化调整电源结构。根据自然资源禀赋和负荷空间分布进行电源、变电站布点，正确处理项目站址与农业、其它工业、国防设施和人民生活等方面的关系，使项目布局与城市规划相协调。项目位置需满足其进出线的条件，注意节约用地，少拆迁房屋，减少人口迁移，减少土石方量。确保项目大气污染物、工频电场、工频磁场、噪声、固废等对周边环境的影响符合环保标准要求。

水电项目开发继续强化行业准入要求，全面停止小水电开发。加强水环境保护、水生生态保护、陆生生态保护，加强流域层面监控预警和综合管理。加强小水电清理整顿，对不符合生态保护要求的，进行分类整改或逐步退出。

风电、太阳能发电项目开发按照加强空间管控，优化工程选址、布置，避让生态保护红线范围的原则推进。强化施工管理，保障生态环境功能。提升清洁能源消纳和储存能力，加大清洁能源的本地消纳。

生物质、沼气发电及垃圾焚烧发电进一步做好“三废”处置，严格控制二噁英排放，加强恶臭治理，实时完善清洁生产体系，并加强环境风险防控能力建设。

天然气调峰电站合理布局，满足电网支撑需要。加快推进

燃气锅炉低氮燃烧改造和全厂噪声治理，鼓励有条件的电厂开展废水零排放改造。有序开展绿色化、循环化、低碳化改造，控制生产过程中的二氧化碳排放。

有序淘汰煤电落后产能，原则上不再新增燃煤机组，支持燃煤机组实施清洁能源替代，加快现役煤电机组节能降耗改造和灵活性改造，推动实施电能替代、清洁能源替代工程，煤炭消费稳步压减，降低化石能源占能源消费比重，全面完成燃煤小锅炉淘汰。保障“煤改气”“煤改电”等替代工程，控制生产过程中的二氧化碳排放，加强脱硫脱硝设施运行监管，加快推进全厂噪声治理，鼓励有条件的电厂开展废水零排放改造。

优化电网线路路径。输电线路走廊布局要结合地方城市规划建设，统筹兼顾，相互协调。线路走廊尽量避开景观阈值低的敏感区域。城市线路走廊尽量沿城市规划生态廊道、城市规划道路绿化带布设，远离居民区，使规划输电线路走廊的建设对城市景观的影响最小化。输变电工程项目在选址选线过程中注意与生态保护红线划定成果、永久基本农田划定成果和各市县国土空间规划相协调，原则上尽量采用国土空间规划预留站址走廊进行建设，建设过程中应采取相应生态保护措施，保障生态系统功能不受明显影响。加强电力设备六氟化硫回收处理和再利用。

加强环境风险管控。工程施工过程中应按照相关法律法规

的要求，施工工序要安排科学、合理，土建施工一次到位，避免重复开挖；施工期应尽量避免雨季，最大程度地减少雨季水力侵蚀，如无法完全避开雨季，则采取临时挡护和覆盖的措施；临时堆土点也应避开水源保护区、远离水体，施工废水和废渣应禁止向水源保护区水体直接排放；施工结束后及时清理施工废弃物，集中外运妥善处置，并进行植被恢复。

通过实施规划，到 2025 年，全省电力生产消费对环境的影响得到进一步有效控制，完成各项节能减排指标，实现电力与环境协调发展。

五、保障措施

（一）加强组织领导

在省发展改革委的统筹指导下，省能源局作为全省电力规划的责任部门，建立健全以省能源局组织协调、相关职能部门积极配合、各市（州）政府和重点电力企业细化落实的电力规划实施工作机制，加强对电力重大战略问题的研究和审议，推动规划实施。市（州）能源主管部门和重点电力企业要结合实际，细化落实本规划提出的主要目标和重点任务，确保规划落地实施。

（二）强化规划引领

加强规划对电力发展的引导和约束，强化电力规划对电力产业布局和重大项目的管理，重大电力项目前期工作、

项目审批等应以本规划为重要依据。省发展改革委、省能源局依据电力规划制定年度计划，按照权责一致原则，明确约束性指标目标责任，确保建立和完善电力规划与其他专项规划的协调机制，衔接相关规划的发展方针、目标、重大布局、重点举措，避免矛盾冲突。强化与省级水利、自然资源、林业林草等部门沟通，做到电力规划与国土空间规划、生态环境保护相衔接。各重点电力企业要发挥市场主体作用，积极有序推进项目前期论证，保障规划顺利实施。

（三）强化政策支撑

推动试点示范，优化完善和统筹协调财税、金融、土地、价格、环保、产业等相关政策。加强与有关部门协同，对重大电力项目在建设用地、环境容量等方面给予支持，保障重大项目落地。按照“三线一单”的管控要求，加强国土空间管控，统筹自然保护地、生态保护红线与电力发展。坚决落实环评措施和环境保护“三同时”制度，加强电力开发建设中的生态环境保护。支持地方根据产业发展需求，按照市场化方式择优选择电力开发建设企业。

（四）完善实施机制

加强规划实施情况的跟踪分析和监测评估，对规划实施情况开展监管，重点监管规划发展目标、重点任务和重大工程落

实情况，及时协调解决突出问题，实施闭环管理，确保规划落实到位。建立规划实施常态化监测机制，按照短期政策与长期政策衔接配合的原则，制定年度实施计划并做好年度间综合平衡，确定年度工作重点。在实施中期，省发展改革委、省能源局组织开展规划评估工作。根据评估结果及规划实施情况，规划确需调整的，按程序修订后公布。