

四川省“十四五”可再生能源发展规划

目 录

前 言.....	4
一、规划背景.....	5
（一）发展潜力.....	5
（二）发展成效.....	6
（三）存在问题.....	8
（四）面临形势.....	8
二、总体要求.....	9
（一）指导思想.....	9
（二）基本原则.....	10
三、发展目标.....	10
四、主要任务.....	11
（一）重点推进“三江”水电基地建设.....	11
（二）有序推进其他流域大中型水电建设.....	12
（三）有序建设抽水蓄能电站.....	13
（四）加快推进风光能源开发.....	14
（五）稳步推进生物质能和地热能开发.....	15

五、重点工作.....	16
（一）大力提升电力系统综合调节能力.....	16
（二）统筹推进流域水电综合管理.....	16
（三）推动多业态协同发展和技术创新.....	17
（四）进一步加强行业管理.....	17
（五）深化市场化机制改革.....	17
（六）推动产业创新发展.....	18
六、保障措施.....	18
（一）加强组织领导.....	18
（二）强化规划引领协调.....	18
（三）推动政策协同发力.....	19
（四）加强规划实施监测评估.....	19
附件：环境影响评价.....	20
一、资源环境现状.....	20
二、不良环境影响的分析和预测及资源环境承载力分析.....	21
三、与相关规划的环境协调性分析.....	21
四、环境合理性和可行性分析.....	22
五、预防或者减轻不良环境影响的对策和措施.....	23
六、综合评述.....	25

前 言

“十四五”时期是推进碳达峰碳中和目标实施的第一个五年，也是我省可再生能源产业培育壮大和创新跨越的关键期。编制并实施好“十四五”可再生能源发展规划，对于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，加快构建清洁低碳、安全高效能源体系，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，深化国家清洁能源示范省建设，为成渝地区双城经济圈战略实施和治蜀兴川再上新台阶提供坚强能源保障具有重要意义。

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”可再生能源发展规划》《四川省“十四五”能源发展规划》部署要求，系统谋划“十四五”期间我省可再生能源发展目标任务和重点项目建设，引领我省可再生能源高质量发展，为建设世界级优质清洁能源基地提供规划指引和实践遵循。规划期为 2021 年至 2025 年。

一、规划背景

（一）发展潜力

我省可再生能源资源禀赋得天独厚，分布集中、特色鲜明。水能、风能、太阳能、生物质能、地热能等资源品种齐全，开发价值较高；川西高原及攀西地区水能资源和太阳能资源富集，资源分布总体呈现由西向东逐步减少的特点。

水能资源。全省水力资源技术可开发量 1.48 亿千瓦，年发电量 6764 亿千瓦时，占全国的 22.4%，居全国第二。主要集中在金沙江、雅砻江、大渡河“三江”流域，其技术可开发量分别为 4044 万千瓦、3924 万千瓦、3791 万千瓦，合计 11759 万千瓦，占全省的 79.3%。

风能资源。全省风能资源技术可开发量达 1800 万千瓦以上。主要集中在凉山、攀枝花地区，广元、绵阳、泸州、雅安等盆周山区也有零星分布。

太阳能资源。全省太阳能资源技术可开发量达 8500 万千瓦以上，主要集中在川西高原的阿坝州、甘孜州、凉山州和攀枝花市“三州一市”，可利用闲置土地、荒山、荒坡、废弃工业土地及构建筑物顶等开发。

生物质能资源。包括林业资源、农业资源和城市生活垃圾等适于能源利用的生物质能资源。全省森林覆盖率 40%，可利用林业资源丰富；农作物秸秆资源丰富，理论蕴藏量 4972 万吨；目前全省城市生活垃圾年清运量 1208 万吨，其中已经能源资源

化利用 672 万吨；每年可有效利用畜禽粪污类原料 200 万吨。

地热能资源。浅层地热能适合采用热泵技术，可用于冬季供暖总面积约 89 亿平方米、夏季制冷总面积约 75 亿平方米。水热型地热资源理论蕴藏总量折合标准煤 3300 亿吨，高温地热发电潜力约 250 万千瓦。

（二）发展成效

1. 开发规模取得新突破

截至 2020 年底（本节以下同），全省可再生能源装机容量 8783 万千瓦，占电力总装机的 85.3%，基本确立清洁能源占主导的能源生产结构；非化石能源消费比重 38%。

水电开发。水电装机 8082 万千瓦，占电力总装机的 78.5%；年发电量 3514 亿千瓦时，占全省年发电量的 84.9%，水电装机及年发电量分别占全国的 21.8%、25.9%，均位居全国第一位。其中，“三江”干流建成投产 4648 万千瓦，占全省水电装机的 57.5%。全省在建 5 万千瓦及以上水电装机 2789 万千瓦，其中“三江”干流在建 2490 万千瓦，占全省在建水电的 89.3%。2020 年外送水电 1364 亿千瓦时，占全省水电年发电量的 38.8%。水电已成为我省电力保障主力军，有力助推绿色发展。

风电开发。风电装机 426 万千瓦，在建（含未开工）210 万千瓦。其中，凉山州风电基地建设顺利推进，已投产 327 万千瓦，在建（含未开工）143 万千瓦。

光伏发电。光伏发电装机 191 万千瓦，其中集中式 169 万

千瓦，分布式 22 万千瓦。

生物质发电。农林生物质发电装机 17.5 万千瓦，在建 5.16 万千瓦；垃圾发电装机 83.4 万千瓦；沼气发电装机 4.8 万千瓦。

地热能开发。浅层地热能开发面积约 1000 万平方米，开采方式多为地下水源和地源热泵系统。水热型地热资源地热点 320 余处，开发或开发建设 240 余处。

2.科技创新装备制造取得新突破

我省能源企业和科研机构实力雄厚，形成了集科研、装备制造、勘察设计、运行维护于一体的完整产学研用体系。发电设备产量世界第一，大型水电装备市场份额占全国 40% 以上。世界最大单机容量 100 万千瓦水轮发电机组在金沙江白鹤滩水电站成功安装。超高海拔风电机组自主研制技术能力达到国内先进水平。高纯晶硅、单晶硅拉棒切片及太阳能电池产能位列全球前三，本土企业晶硅电池产能全国占比约 15%。

3.政策体系日益完善

可再生能源市场化竞争性配置有序推进，投融资体制和核准备案管理日趋完善，“放管服”和事中事后监管进一步加强。“可再生能源法”落地实施，可再生能源电力消纳保障机制稳步实施。企地共建带动地方经济发展取得新突破，光伏扶贫取得实效，建成光伏扶贫项目 48.4 万千瓦；水电开发利益共享工作深入推进，移民搬迁安置和后扶得到加强，水电开发和当地经济社会发展融合度提高。

（三）存在问题

调节能力有待增强。具有季及以上调节能力的水库电站装机容量仅占水电装机的 38.6%，多年或年调节水库更少，调节能力不足，丰枯出力矛盾较为突出。

综合监管亟待加强。中小水电安全生产水平参差不齐，主体责任、行业监管、属地监管需进一步形成合力。流域梯级运行调度信息共享不充分，梯级补偿效益发挥不够。

源网协调有待加强。电源送出通道稀缺，不能完全满足可再生能源开发规模、时序需要。电力系统调节能力弱，还不适应新能源规模化开发的要求。

资源环境约束增强。水风光资源多分布于高海拔和民族地区，远离负荷中心，地形地质条件复杂，生态环境脆弱，配套基础设施较差，移民安置、工程建设难度大，工程投资造价高。

（四）面临形势

碳达峰目标推动可再生能源加速开发。我国承诺 2030 年前力争实现碳达峰，国家明确 2030 年全国风电和太阳能发电总装机容量达到 12 亿千瓦以上，并加强可再生能源电力消纳权重考核。作为碳减排的重要措施，可再生能源将加快步入跃升发展新阶段，实现对化石能源的加速替代，成为积极应对气候变化的主导力量。

技术进步提升可再生能源竞争能力。可再生能源前沿性前瞻性技术开发利用、新一代高效低成本装备及产业化生产、高

能量密度储能等技术攻关不断突破，新技术、新模式、新业态加快形成，可再生能源将从依靠政策支持和资源驱动向依靠创新驱动、效益驱动转变，迎来成本优势凸显的重大机遇，全面进入无补贴平价甚至低价市场化发展新时期。

高质量发展引领可再生能源发展方向。可再生能源通过技术和体制机制创新，进一步加快提高发电装机占比、消费占比，实现大规模开发、高水平消纳，高技术含量、低成本消费，进一步保障电力安全稳定可靠供应，引领能源生产和消费革命的主流方向，发挥能源绿色低碳转型的主导作用，为实现碳达峰碳中和目标提供有力支撑。

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，全面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“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，以高质量发展为主题，以提质增效为主线，以改革创新为动力，大力发展可再生能源，巩固提升可再生能源产业核心竞争力，加快构建以水电为主、水风光多能互补的可再生能源体系，形成以新能源为主体的新型电力系统，加快建成世界级优

质清洁能源基地。

（二）基本原则

生态优先，绿色发展。践行绿水青山就是金山银山的发展理念，高度重视生态环境保护，坚持生态优先、绿色发展，建设环境友好型工程，在保护中发展，在发展中保护。

多能互补，多元迭代。以水电为主，加快风电光伏发电开发，坚持集中式与分布式并举、单品种开发与多品种互补并举、单一场景与综合场景并举，实现多能互补、多元迭代新局面。

统筹用送，源网协调。协调自用和外送的关系，在保障自用的基础上合理外送；加快构建以新能源为主体的新型电力系统，统筹电源开发与电网建设的关系，实现源网协调。

综合开发，共享发展。推动可再生能源开发与农业、旅游业、制造业等融合发展，将可再生能源开发与资源地经济社会发展和乡村振兴相结合，促进共享发展。

三、发展目标

2025 年，可再生能源高质量发展取得新进展。“十四五”新增水电装机约 2400 万千瓦，风电约 600 万千瓦，光伏发电约 1000 万千瓦，生物质发电约 74 万千瓦；至 2025 年底，水电装机约 10500 万千瓦，风电约 1000 万千瓦，光伏发电约 1200 万千瓦，生物质发电约 175 万千瓦，地热能发电 3 万千瓦。

表 1 四川省“十四五”可再生能源发展目标

项目	单位	2020 年	2025 年	新增或累计增长	属性
合计	万千瓦	8800	12946	4146	
水电	万千瓦	8082	10555	2473	预期性
风电	万千瓦	426	1003	577	预期性
光伏发电	万千瓦	191	1210	1019	预期性
农林生物质发电	万千瓦	18	29	11	预期性
垃圾发电	万千瓦	83	146	63	预期性
地热发电	万千瓦		3	3	预期性

四、主要任务

在加强生态环境保护和做好移民安置的前提下，重点推进“三江”水电基地建设，有序推进其他流域大中型水电开发，优先建设有调节能力的水库电站，着力优化水电结构。加快推进新能源开发，重点建设凉山州风电基地和“三州一市”光伏发电基地，因地制宜发展分布式新能源。

（一）重点推进“三江”水电基地建设

重点推进金沙江、雅砻江、大渡河“三江”水电基地建设。“十四五”期间新增投产装机约 2200 万千瓦，核准建设规模约 1200 万千瓦。建成投产乌东德、白鹤滩、苏洼龙、两河口、杨房沟、双江口、硬梁包等水电站，加快推进叶巴滩、拉哇、卡拉等电站建设，核准建设旭龙、岗托、奔子栏、孟底沟、牙根二级、丹巴等水电站。着力优化水电结构，优先建设季以上调节能力水库电站，全省具有季及以上调节能力的水库电站装机容量占

水电装机的比例达到 45.1%，统筹推进流域综合管理。

（二）有序推进其他流域大中型水电建设

“十四五”期间新增投产其他流域大中型水电装机约 200 万千瓦，建成投产天全河锅浪跷、硕曲河古瓦、无量河确如多、庆大河格拉基及毛尔盖河剑科等水库电站，建成投产水洛河博瓦、木里河固增、俄日河红卫桥等电站。根据项目前期工作开展情况，结合国家有关工作要求，储备霍曲河雄美、拉曲河亚中、无量河查玛日东等水库电站，以及力丘河金顶、绰斯甲河观音桥水电站等建设规模约 200 万千瓦。“十四五”期间建成投产岷江犍为、龙溪口，推进老木孔、东风岩等航电枢纽工程建设。

专栏 1 水电建设重点项目

“三江”水电基地。

新增投产装机约 2200 万千瓦。建成投产金沙江乌东德（1020/2 万千瓦，已投产 680/2 万千瓦）、白鹤滩（1600/2 万千瓦）、苏洼龙（120/2 万千瓦）、巴塘（75/2 万千瓦）、金沙（56 万千瓦，已投产 14 万千瓦）、银江（39 万千瓦），雅砻江两河口（300 万千瓦）、杨房沟（150 万千瓦），大渡河双江口（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）等电站。

加快推进金沙江叶巴滩（224/2 万千瓦）、拉哇（200/2 万千瓦），雅砻江卡拉（102 万千瓦），大渡河枕头坝二级（30 万千瓦）、沙坪一级（36 万千瓦）等电站建设。

核准建设规模约 1200 万千瓦。核准建设金沙江岗托（120/2 万千瓦）、波罗（100/2 万千瓦）、昌波（82.6/2 万千瓦）、旭龙（240/2 万千瓦）、奔子栏（220/2 万千瓦），雅砻江牙根一级（30 万千瓦）、牙根二级（220 万千瓦）、孟底沟（240 万千瓦），大渡河安宁（38 万千瓦）、巴底（72 万千瓦）、丹巴（113 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）、卜寺沟（36 万千瓦）等电站。

专栏 1 水电建设重点项目

其他流域大中型水电。

新增投产装机约 200 万千瓦。建成投产天全河锅浪跷（22 万千瓦）、硕曲河古瓦（20.54 万千瓦）、无量河确如多（15.1 万千瓦）、庆大河格拉基（12 万千瓦）、荣河新庙（8.1 万千瓦）及毛尔盖河剑科（24.6 万千瓦）等水库电站，建成投产水洛河博瓦（16.8 万千瓦）、木里河固增（17.2 万千瓦）、俄日河红卫桥（11.1 万千瓦）、俄日（6.9 万千瓦）、东谷河东谷（7.5 万千瓦）、磨子沟磨子（7 万千瓦）、湾东河湾东（6 万千瓦）、西河出居沟（7.4 万千瓦）、稻城河措洼（5.7 万千瓦）、鲇鱼河大弯腰树（5.4 万千瓦）、燕子沟蔡阳（7 万千瓦）及尼日河漫滩（7.5 万千瓦）等电站。

储备建设规模约 200 万千瓦。霍曲河雄美（14.14 万千瓦）、拉曲河亚中（11 万千瓦）、磨子沟插草坪（8 万千瓦）及无量河查玛日东（11.2 万千瓦）等水库电站，力丘河金顶（22 万千瓦）、塔坑（20 万千瓦）、水洛河麦日（9.9 万千瓦）、钻根（20.1 万千瓦）、绰斯甲河观音桥（18.65 万千瓦）、蒲西（12 万千瓦）、鲜水河大览村（9 万千瓦）、庆大河瓦戈吉（8.4 万千瓦）、革什扎河二瓦槽（9 万千瓦）、湾坝河湾三（7.2 万千瓦）、毛尔盖河西里（7.5 万千瓦）及东谷河东城（8.1 万千瓦）等电站。

航电枢纽工程。建成投产岷江犍为（50 万千瓦，已投产 38.92 万千瓦）、龙溪口（48 万千瓦），推进老木孔（40.54 万千瓦）、东风岩（27 万千瓦）等航电枢纽工程建设。

抽水蓄能。推进大邑（180 万千瓦）、道孚（180 万千瓦）及一批条件较为成熟的抽水蓄能项目建设。

（三）有序建设抽水蓄能电站

深化项目选址工作。对纳入国家规划的抽水蓄能电站，在初选站址基础上，深化上下库具体选址，结合新能源开发布局研究互补方案。对安宁河流域开展站址普查，因地制宜利用抽

水蓄能上下水库实现灌溉、防洪等综合利用。对利用上下游梯级水电站建设的混合式抽水蓄能电站，开展选点研究。

加快项目前期工作。加快项目预可、可研前期工作，扎实做好项目勘察设计工作。加快大邑、道孚等预可研工作，推进攀枝花、江油、绵竹等加快完成外业、尽快转入预可研。落实用地预审、社会稳定风险评估等核准前置条件，按照“成熟一个、核准一个”的原则推进项目核准，并办理用地、电网接入、环境影响评价等有关手续后及时开工建设。

（四）加快推进风光能源开发

加快推进凉山州风电基地建设，建成投产西昌牦牛山、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、美姑沙马乃拖等风电项目，“十四五”期间新增投产装机约 510 万千瓦。鼓励攀枝花、泸州、广元、达州、巴中、甘孜、阿坝等具备资源开发条件的盆周山区和川西地区有序开发建设风电，建成投产广元剑阁、昭化白果等风电项目，“十四五”期间新增投产装机约 90 万千瓦。“十四五”期间全省新增风电装机约 600 万千瓦。

重点推进“三州一市”光伏发电基地建设，“十四五”期间新增投产装机约 1000 万千瓦，建成阿坝州、甘孜州、凉山州、攀枝花市光伏发电项目各约 220 万千瓦、440 万千瓦、220 万千瓦、100 万千瓦，其他地区光伏发电项目 45 万千瓦。积极开展整县（市、区）屋顶分布式光伏开发试点，新建规模 37.5 万千瓦，重点推进成都市金堂县、攀枝花市西区、广元市旺苍县、南充

市嘉陵区、阿坝州茂县和凉山州德昌县等项目，其他具备条件的县（市、区），有序发展屋顶分布式光伏。

（五）稳步推进生物质能和地热能开发

稳步发展城镇生活垃圾焚烧发电，有序发展农林生物质热电联产，因地制宜开展地热能发电、生物天然气发电试点项目建设，开展可再生能源示范村、零碳镇试点示范。

统筹推进浅层地热能规模化应用，重点推进成都市及经济较发达地区地级市主城区地源热泵系统工程建设，新增浅层地热能应用面积 2000 万平方米。探索建立高温地热发电示范项目，积极开展川西高温地热资源丰富地区分布式地热电站试点，“十四五”期间新建规模 3 万千瓦。

专栏 2 新能源重点项目

风电。新增投产装机约 600 万千瓦。建成投产凉山州风电基地西昌牦牛山（59 万千瓦）、盐源大坝（12 万千瓦）、会东淌塘（24.5 万千瓦）、宁南果木（21.25 万千瓦）、普格则洛日（14 万千瓦）、德昌腊巴山（25.8 万千瓦）、布拖海博（6.5 万千瓦）、昭觉补约（7 万千瓦）、雷波阿合哈洛（9.9 万千瓦）、会理小箐村（6.5 万千瓦）、美姑沙马乃拖（5 万千瓦）、喜德玛果梁子（13 万千瓦）、冕宁金林（20 万千瓦）、越西申普（10.5 万千瓦）等风电项目，建成投产盆周山区广元剑阁（10 万千瓦）、昭化白果（40.22 万千瓦）、泸州古蔺火草坪（5 万千瓦）等风电项目。

光伏发电。新增投产装机约 1000 万千瓦。推进阿坝州北部、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，攀枝花市洼落、新九、仁和、米易 4 个片区等“三州一市”光伏发电基地建设；开展整县分布式光伏试点，新增建设规模 37.5 万千瓦，试点地区为金堂县（18.2 万千瓦）、攀枝花西区（4 万千瓦）、旺苍县（4.3 万千瓦）、嘉陵区（4.7 万千瓦）、茂县（2.8 万千瓦）和德昌县（3.5 万千瓦）。

专栏 2 新能源重点项目

生物质发电。新增投产装机约 74 万千瓦。建成投产翠屏（2 万千瓦）、南江（3 万千瓦）、剑阁（3 万千瓦）、筠连（3 万千瓦）等农林生物质热电联产项目，建成投产成都万兴环保发电厂（三期）（16.5 万千瓦）、泸州市垃圾焚烧发电厂扩能工程（3.6 万千瓦）等垃圾发电项目。

地热能发电。推进甘孜州榆林地热田项目（3 万千瓦）建设。

五、重点工作

（一）大力提升电力系统综合调节能力

积极推动水电与风电、太阳能发电协同互补，推进金沙江上游、金沙江下游、雅砻江流域、大渡河中上游等水风光一体化可再生能源综合开发基地建设。同时，积极推进其他流域水库电站水风光互补开发，支持水库电站建设，利用水库电站调节和通道送出。加快灵活调节电源建设，在负荷中心和新能源基地重点布局抽水蓄能电站，深化煤电灵活性改造，加快推动天然气发电建设，加快新型储能示范推广。

（二）统筹推进流域水电综合管理

完善流域水电开发协调机制，加强流域水电建设过程管理，建立完善流域综合监测体系，加强流域水电综合监测管理和水资源统一调度管理，发挥水电站在防洪、水生态保护等方面综合作用。开展雅砻江全流域优化调度研究，深化大渡河流域水电综合管理试点，探索建立流域梯级水电站信息共享和统一参与电力市场竞价的模式和机制，提升流域梯级水电站的优化调度、市场消纳和经济效益水平。建立梯级水电站联合调度效益

共享机制。

（三）推动多业态协同发展和技术创新

通过风电、光伏发电资源开发，带动当地产业（农业、林业、牧业、渔业、旅游业、制造业等）发展、生态环境治理及乡村振兴等，形成“1+N”开发模式。

鼓励建设超高海拔风电、光伏发电实证实验基地、光伏储能试点项目，打造开放公共服务平台，对先进设备、产品性能、技术方案等开展实证对比、实验检测，推广应用风电、光伏发电新技术、新材料、新模式。

（四）进一步加强行业管理

根据电力需求及送出条件，科学规划开发时序，引导各地可再生能源有序开发。建立健全管理制度，开展可再生能源专项调研，进一步完善水电、风电、光伏发电管理办法，研究制定光伏发电及风电资源开发指导意见；加强事中事后监管，严格可再生能源项目重大设计变更审查，进一步规范工程阶段验收及竣工验收管理；加强质量监督，建立健全质量管理体系，落实管理制度，制定质量监督计划，开展项目质量巡查，对重大项目及重点部位开展质量抽查检测；强化安全监管，深化行业管理，督导开展工程施工安全管理、汛期生产安全隐患排查治理和地质灾害防治，确保工程安全。

（五）深化市场化机制改革

充分发挥市场配置资源的决定性作用，推进可再生能源资

源开发和利益共享机制改革，创新政府引导下的“地方参股、联合开发、就地注册、互利共赢”模式，提高可再生能源开发就地就近转化利用水平。深化电力市场化改革，有序推动新能源参与市场交易，推动可再生能源持续降低成本，扩大规模，发挥电力市场对能源清洁低碳转型的支撑作用。

（六）推动产业创新发展

发挥我省在能源装备制造和建设管理等方面的技术优势，深入研究各类可再生能源技术发展趋势，提升可再生能源科技创新能力，加快产业数字化和智能化升级，降低可再生能源设备、建设和运行成本。坚持系统观念，聚焦能源互联网、综合能源、新能源微电网等新型能源架构和新型能源产业，推动源网荷储一体化和多能互补发展。加强产业服务体系建设，积极培育壮大我省工程建设、技术咨询、运行服务等为支撑的可再生能源产业服务体系。

六、保障措施

（一）加强组织领导

省级能源主管部门负责本规划的统筹协调、组织实施工作，研究解决可再生能源发展和改革中的重大问题；省级有关部门按照职责分工加强政务服务和监督管理，推进相关工作；可再生能源发电开发企业负责组织完成本企业目标任务和项目实施。

（二）强化规划引领协调

强化四川省“十四五”可再生能源发展规划的引领约束作用。加强规划与区域规划以及土地利用、林业、农业、水利、电力等其他省级专项规划的衔接和协调，落实“十四五”规划提出的主要目标和任务。各级能源主管部门会同有关部门做好本规划的协同推进与保障工作，强化政策支撑，形成工作合力，协调推进规划实施。

（三）推动政策协同发力

落实国家对可再生能源发展各项扶持政策。加强信贷政策和可再生能源产业政策衔接配合，促进可再生能源投资多元化。完善可再生能源电力消纳保障机制，制定《四川省可再生能源电力消纳保障实施方案（暂行）》，进一步提升可再生能源消费占比。完善落实分类支持性电价政策。积极争取国家统筹生产力布局、实施差异化政策，支持我省利用清洁能源优势发展绿色低碳产业。

（四）加强规划实施监测评估

完善规划监督执行制度，跟踪分析规划实施情况，及时掌握主要目标和任务完成情况。在规划实施过程中，适时组织开展全面评估，提出对策措施。需要对本规划进行调整时，及时研究提出调整方案，并组织评估调整。及时开展规划期中、期末评估，总结规划实施过程中的问题，为规划滚动调整和下一轮规划编制提供依据。

环境影响评价

一、资源环境现状

四川省土地资源总量较为丰富,幅员面积48.6万平方公里,占全国总面积的5.1%,居全国第5位;全省辖18个地级市、3个民族自治州,共183个县(市、区),常住人口8367.5万人。2020年,全省空气质量总体改善。平均优良天数率为90.7%,同比上升1.6个百分点。全省水环境质量总体呈改善趋势。153个国省控监测断面中,有146个达到优良水质,占95.4%;IV类水质断面7个,占4.6%;V类、劣V类水质断面全面消除。全省46个集中式饮用水水源地共计46个断面(点位)所测项目全部达标(达到或优于III类标准),达标率100%。全省环境电离辐射水平处于本底涨落范围内,环境电磁辐射水平低于标准规定的公众曝露控制限值。全省生态环境质量为“良”,生态环境状况指数(EI)为71.3,同比下降0.6。21个市(州)的生态环境质量均为“优”和“良”,其中,广元市、乐山市、雅安市和凉山州的生态环境质量为“优”。全面完成“十三五”生态环境考核8项约束性指标、单位地区生产总值二氧化碳排放强度指标。

二、不良环境影响的分析和预测及资源环境承载力分析

可再生能源开发利用生态环境风险可控。水电开发会改变河道水文情势，引起库区和下游水质、水温、水生环境变化，对水生、陆生动植物可能产生影响。风电、光伏发电施工期生态影响主要由工程占地、施工期人为活动、工程施工等造成，占地会破坏占地区内的植被；电池板基础开挖、场内道路开挖，施工机械的碾压等将直接扰动施工作业区的植被；施工活动会影响动物的栖息地，对动物的生存活动产生一定的扰动；风电、光伏发电运行期产生的废污水主要为升压站工作人员产生的少量生活污水以及噪声光影污染等。生物质发电排放主要有环境空气污染物烟尘、二氧化硫、氮氧化物等，废污水冷却水系统排水、事故灰渣场废水和生活污水等，动力性噪声、机械性噪声、电磁性噪声等，固体废弃物灰渣、生活垃圾等。总体来说，在严格环保措施下，可再生能源开发利用过程中的生态环境风险可控。认真落实各项目环评中提出的环境保护措施，规划项目的实施可以把对各主体功能区的环境影响降到最低，不会超出四川省各项资源环境承载力范围。

三、与相关规划的环境协调性分析

《四川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》所提出的绿色发展、能源保障等相关目标和重点任务，特别是约束性指标都在规划中予以贯彻落实。规划立足新发展阶段、贯彻新发展理念、融入新发展格局，深入

践行习近平生态文明思想，遵循“四个革命、一个合作”能源安全全新战略，全面落实省委省政府决策部署，落实碳达峰碳中和目标任务，对于我省加快构建清洁低碳、安全高效的能源体系，深化国家清洁能源示范省建设，为成渝地区双城经济圈战略实施和治蜀兴川再上新台阶提供坚强能源保障具有重要意义。规划符合国家产业政策和四川省产业发展规划等地方相关规划，与流域水电开发规划、凉山州风电基地规划、四川省“三州一市”光伏发电基地规划及其它相关规划之间不存在矛盾冲突。

规划落实《四川省主体功能区规划》和“三线一单”的管控要求，积极对接正在编制的《四川省国土空间规划》，加强空间管控，统筹好耕地保护、生态保护与可再生能源开发。规划与《四川省主体功能区规划》和四川省“三线一单”要求总体上相适应。

四、环境合理性和可行性分析

可再生能源快速有序发展，环境生态效益显著。规划以绿色低碳发展为根本遵循，加快可再生能源的开发利用，优化能源发展结构。在加强生态环境保护和做好移民安置的前提下，科学有序开发水电，优先建设有调节能力的水库电站，加快推进凉山州风电基地和“三州一市”光伏发电基地建设，鼓励有条件的地区发展生物质能、盆周山区风电、地热能等新能源，积极推进水风光一体化可再生能源综合开发基地建设，发展分布式新能源，推动四川可再生能源高质量发展，加快建设国家重

要的优质清洁能源基地，有利于降低污染物排放，实现良好的生态环境效益。到 2025 年，我省预计水风光装机达到 1.27 亿千瓦，装机占比达到 84.7%，水风光发电量达到 4500 亿千瓦时以上。按替代煤电机组测算，相应每年减少煤炭消费 1.9 亿吨，减少二氧化碳排放约 3.8 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。

能源消费转型升级，污染物排放减少。规划以可再生能源消费革命为抓手，持续推进节能降耗，积极推进电能替代，全面提升能效水平，降低污染物排放负荷和碳排放强度，有利于生态环境改善。非化石能源消费比重达到 42%，能源消费总量得到合理控制，把单位 GDP 能耗降低和单位 GDP 二氧化碳排放降低，实现国家下达目标任务作为约束性的刚性要求。能源供应保障稳步增长，能源系统效率进一步提升。能源储备保持合理规模。能源生产和运行安全水平持续提高，系统可靠性和应急能力进一步增强。

五、预防或者减轻不良环境影响的对策和措施

一是落实可再生能源规划环评工作措施。严格遵守《中华人民共和国环境保护法》《中华人民共和国环境影响评价法》《中华人民共和国节约能源法》《中华人民共和国长江保护法》等法律法规和我省环境功能区划各项要求，严格落实规划环评制度，准确把握规划环评重点，强化规划环评约束作用、跟踪评价、规划与项目环评联动，推动区域、行业和企业落实污染物排放

控制等政策要求，夯实责任，强化监管，规范竣工环保验收，依法开展后评价，落实跟踪监测、企业信息公开等方面要求，强化企业主体责任，推动环评、施工期环境监管、后评价的有效衔接。

二是落实可再生能源开发生产环节环保措施。严格执行原环境保护部、国家能源局《关于深化落实水电开发生态环境保护措施的通知》（环发〔2014〕65号）和原环境保护部、水利部《关于进一步加强水利规划环境影响评价工作的通知》（环发〔2014〕43号）中对水电规划和水电项目的环境影响评价规定，优化相关水电工程选址选线和规模。统筹协调水电综合利用开发，尽可能避让沿江重要城镇及集中居民区、民族宗教文化重要设施、文物古迹、永久基本农田、生态保护红线、自然保护地、重要鱼类栖息地等社会关注区和环境敏感点，尽可能不占或少占天然林地和公益林地，必要的征收依据国家法律规定进行。科学选择开发方式，保护流域陆生生物、水生生物多样性，保障河段水环境功能和生态需水。水电建设过程尽量避免和减少对水环境、水生生态、陆生生态的影响，切实落实影响消减措施和恢复性措施。风电、光伏发电项目按照加强空间管控，优化工程选址、布置，避让永久基本农田和生态保护红线的原则推进，强化施工管理，保障生态环境功能。生物质发电进一步做好“三废”处置，实时完善清洁生产体系，并加强环境风险防控能力建设，电厂在采取了一系列有效的污染治理措施后，

达到废水尽量回收利用、少量达标排放，废渣零排放，废气排放控制在现行国家标准的范围，全部满足排放要求。

三是落实重要环境敏感区域环保措施。规划项目在选址、选线阶段应绕避自然保护区核心保护区，饮用水一级水源保护区，风景名胜区核心景区以及世界自然和文化遗产地、森林公园、地质公园、重要湿地、文物保护单位等相关法律法规禁止建设的区域。在无法避让法律允许建设的重大环境敏感区域，须采取控制建设规模、提高技术标准等有效措施，合理安排施工组织 and 优化施工工艺，加强污染防治和监督管理，强化生态恢复，把规划实施对生态环境的影响降到最低程度。

四是落实项目建设环境影响及保护措施效果跟踪监测。科学评估项目实施的环境影响和各项环境保护措施的实施效果，积极开展专项规划、建设项目环境影响跟踪评价、后评价工作，总结经验，推动生态友好型可再生能源建设。水电项目严格落实生态流量工程和监测措施，光伏发电项目及风电场建设尽量减少对环境的扰动，减少项目占地及土石方开挖，及时开展生态环境修复，防止水土流失和环境破坏，农林生物质及垃圾焚烧发电进一步做好“三废”处置，实时完善清洁生产体系，并加强环境风险防控能力建设。

六、综合评述

规划统筹考虑了全省的可再生能源资源禀赋、需求供给、项目布局和生态环境特征，与四川省空间规划、“三线一单”及

经济社会发展相关规划基本协调。通过按照环境影响评价所提出的措施对规划布局、开发时序进行优化调整，并在规划实施过程中采取适当的环境保护措施，认真落实可再生能源开发环境保护与污染物控制，将可再生能源项目建设对生态环境的影响降到较低，环境影响总体可控，基本实现可再生能源开发与生态环境保护相协调。从生态环境保护角度考虑，规划实施基本可行。