

江西省人民政府办公厅文件

赣府厅发〔2022〕15号

江西省人民政府办公厅关于印发 江西省“十四五”能源发展规划的通知

各市、县(区)人民政府,省政府各部门:

《江西省“十四五”能源发展规划》已经省政府同意,现印发给你们,请认真贯彻执行。



(此件主动公开)

江西省“十四五”能源发展规划

能源是经济社会发展的重要物质基础，攸关国计民生和国家安全。“十四五”时期是江西与全国同步全面建设社会主义现代化的起步期，是贯彻落实碳达峰碳中和重大战略决策^①的关键期，是加快构建清洁低碳、安全高效现代能源体系的跨越期。为顺应国内外能源发展新形势，谋划推动江西能源事业高质量跨越式发展，根据国家《“十四五”现代能源体系规划》和《江西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》，编制本规划。

第一章 发展现状与形势

一、主要成效

“十三五”时期，我省能源供给能力稳步提升，结构调整持续深化，节能减排成效显著，体制改革深入推进，服务水平全面提升，清洁低碳、安全高效的现代能源体系加速形成，为全省经济社会持续健康发展和同步全面建成小康社会提供了坚实能源保障。

(一)供给能力稳步提升。省内产能结构加速优化，调运能力大幅提升，能源供应保障基本充足。浩吉铁路按期投产，铁路煤炭运力进一步提高，水路煤炭运量由2015年的1984万吨大幅提高

^①碳达峰碳中和重大战略决策：习近平总书记在第七十五届联合国大会上宣布，中国将提高国家自主贡献力度，采取更加有力的政策和措施，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。

到 2020 年的 4154 万吨。2020 年全省电力装机容量达 4401 万千瓦,较 2015 年增长 84%。500 千伏电网形成“两纵四横五环网”^①的坚强网架结构,220 千伏变电站基本实现“县县覆盖”。天然气长输管道投运里程达 2657 公里,初步形成“一纵三横一环”^②的输气网架。原油、成品油年调入能力分别提升 1000 万吨、450 万吨。全省落实静态煤炭储备能力 200 余万吨,落实储气设施能力 1.75 亿方。

(二)结构调整持续深化。绿色生产生活方式初步形成,清洁低碳能源体系加快构建。“十三五”期间累计关闭煤矿 466 处、退出煤炭产能 2826 万吨。2020 年新能源装机达 1366 万千瓦,规模是 2015 年的 9.8 倍,占比由 5.8% 大幅提高至 31%。煤炭消费比重由 2015 年的 68% 降至 2020 年的 63.9%,非化石能源消费比重由 12% 提高到 13.6%,均超额完成规划目标。天然气用量年均增长 17.8%,消费比重提升至 4.2%。全省一产、二产、三产、居民用电量结构由 2015 年的 1 : 69 : 13 : 17 优化调整为 2020 年的 0.6 : 64.1 : 16.6 : 18.7。油品质量全面升级,全面供应国 VI 标准车用汽柴油。

^①“两纵四横五环网”：“两纵”指石钟山—马廻岭—永修—梦山—厚田—罗坊—文山—赣州—雷公山和洪源—乐平—鹰潭—抚州—红都两个 500 千伏纵向输电通道；“四横”指石钟山—洪源、永修—南昌—乐平、罗坊—抚州、赣州—红都四个 500 千伏横向输电通道；“五环网”指北部、东部、中部、西部、南部五个 500 千伏环网。

^②“一纵三横一环”：“一纵”指西气东输二线；“三横”指西气东输二线上海支干线、西气东输二线赣湘联络线、西气东输三线东段；“一环”指省天然气管网一期工程环鄱阳湖管网。

(三)节能减排成效显著。严格落实能源双控要求,不断巩固生态文明建设成果。2020年全省能源消费总量9808万吨标煤,较2015年增加1368万吨,超额完成“十三五”1510万吨增量的控制目标。2020年单位地区生产总值能耗0.4047吨标煤/万元(2015年可比价),较2015年降低19.4%,超出规划目标3.4个百分点。“十三五”期间累计完成煤电超低排放改造1429万千瓦,供电煤耗由310.8克标煤/千瓦时下降至299.3克标煤/千瓦时。电力行业污染物排放量、电网综合网损率均持续下降。

(四)体制改革深入推进。各项能源改革深化实施,改革红利持续释放。推进电力市场化改革,组建省级电力交易中心,完成多轮次全省输配电价核定,6个增量配电网项目取得电力业务许可证。电力市场化交易范围和规模逐年扩大,参与电力交易用户由2015年的153家扩大到2020年的6796家,直接交易电量由54亿千瓦时扩大到588亿千瓦时,累计降低用电成本22.03亿元。出台全省电网项目管理办法,在全国范围内率先实施由政府主导编制电网规划,并逐年滚动修编。落实油气体制改革任务,加快推进管网公平接入,强化输配管网成本监审。全省用能成本明显降低,电力、燃气获得便利度大幅提升。

(五)服务水平全面提升。加大惠民利民力度,增进能源民生福祉。抓住光伏扶贫政策机遇,“十三五”期间累计建成光伏扶贫电站39171个、189.59万千瓦,覆盖全部100个县(市、区),惠及36.8万户贫困群众。实现全省自然村全部通动力电,农网供电可

靠率、综合电压合格率、户均配变容量分别达到 99.813%、99.796% 和 2.61 千伏安,农村年均停电时间由 21 个小时缩减到 16.6 小时。全省 98 个县(市、区)用上天然气,较 2015 年增加 14 个,气化人口由 800 万人提高到 1350 万人。截至 2020 年底,全省智能电表覆盖率达到 100%,累计建成充电站近 800 座、公共充电桩 10000 余根。

表 1:“十三五”时期能源发展主要指标

指 标	单 位	2015 年	2020 年	年均/累计
能源综合生产能力	万吨标煤	2357	1325	-10.9%
其中:煤炭	万吨	2271	315	-32.6%
非化石能源	万吨标煤	775	1100	7.3%
电力装机规模	万千瓦	2393	4401	13.0%
能源消费总量	万吨标煤	8440	9808	3.0%
能源消费结构占比	%	68.0	63.9	[-4.1]
其中:煤炭				
石油	%	17.3	18.3	[1.0]
天然气	%	2.7	4.2	[1.5]
非化石能源	%	12.0	13.6	[1.6]
单位地区生产总值能耗	吨标煤/万元	0.502	0.4047	[-19.4%]
煤电供电煤耗	克标煤/千瓦时	310.8	299.3	[-11.5]
电网线损率	%	6.99	4.2	[-2.79]
居民人均年生活用电量	千瓦时	404	674	10.8%
城镇用户年均停电时间	小时	8.76	3.19	[-5.57]
乡村户均配变容量	千伏安	1.64	2.61	[0.97]
使用天然气人口	万人	800	1350	11.0%

注:①[]为累计值。②地区生产总值以 2015 年可比价计算。

表 2：“十三五”期间建成投运重点能源项目

电源	大唐抚州电厂 1×100 万千瓦机组、神华九江电厂 2×100 万千瓦机组、分宜扩建电厂 2×66 万千瓦机组、洪屏抽水蓄能电站 4×30 万千瓦机组。
电网	上饶东 500 千伏输变电工程、潭埠 500 千伏输变电工程、东乡 500 千伏输变电工程、锦江 500 千伏变电站 2 井主变扩建工程、红都 500 千伏变电站 2 井主变扩建工程、厚田 500 千伏输变电工程、九江西 500 千伏输变电工程、进贤 500 千伏变电站 3 井主变扩建工程、赣州西 500 千伏输变电工程、鹰潭—抚州—罗坊 II 回 500 千伏输电线路、抚州—红都 500 千伏输电线路。
石油	中石化仪长复线仪征—九江段原油管道(江西段), 中石化成品油管道二期工程。
天然气	西气东输三线东段(吉安—福州)江西段, 铅山—横峰、铅山—弋阳、昌东支线、上高—宜丰、虎圩—东乡、芦田—鄱阳(芦田段)、井冈山支线(井冈山段)、湖口—金沙湾—彭泽支线(湖口—金沙湾段)8 条省级天然气管道项目, 湖口液化天然气(LNG)储配项目一期工程。
可再生 能源	水电: 龙头山水电站、新干水电站。风电: 全南乌梅山风电、定南新阳风电、兴国云峰嶂风电、修水太阳山风电、寻乌基隆嶂风电、寻乌乱罗嶂风电、寻乌项山风电、新干七琴城上风电、上犹仙鹤塘风电、九江县江洲风电、全南天排山风电、永丰灵华山风电、永丰高龙山风电、广昌打鼓寨风电、南康清田风电、遂川清秀风电、新干五老峰风电、会昌盘古嶂风电、乐安鸭公嶂风电、彭泽大浩山风电。光伏发电: 麻叶湖光伏电站、南昌蒋巷三洞湖光伏电站、鄱阳饶丰渔光互补光伏电站、红星光伏电站、八景光伏电站、湖云光伏电站、新阳光伏电站、三塘光伏电站、鸬鹚龙口光伏电站、贵溪对门山光伏电站。生物质发电: 景德镇市生活垃圾焚烧发电项目、萍乡市生活垃圾焚烧发电项目、新余市生活垃圾焚烧发电项目、鹰潭市生活垃圾焚烧发电项目、赣州市生活垃圾焚烧发电项目、上饶市生活垃圾焚烧发电项目、吉安市生活垃圾焚烧发电项目、抚州市生活垃圾焚烧发电项目、彭泽生物质发电项目、德安生物质发电项目、贵溪生物质发电项目、铅山生物质发电项目、奉新生活垃圾焚烧发电项目。

二、存在问题

我省经济发展快,能源需求旺盛,但省内能源资源匮乏,且能源运距长,用能成本偏高,能源供给保障压力较大。

(一)能源自给能力不足,对外依存度持续攀升。我省缺煤、少水(能)、无油、乏气,新能源潜力有限,能源自给能力严重不足。近年来,随着供给侧结构性改革的深入推进,省内煤炭产能大幅缩减,能源对外依存度由2015年的72%快速攀升至2020年的86%。当前,96%以上的煤炭、100%的原油、100%的天然气依靠省外调入,加之省内能源储备能力相对薄弱,能源保供形势比较严峻。

(二)能源结构矛盾突出,低碳转型压力较大。我省能源消费以煤炭为主,比重约64%,高于全国平均水平约6个百分点,而天然气比重仅约4%,低于全国平均水平近5个百分点。省内风能、太阳能、生物质能开发利用步伐较快,但电量占比小、替代能力弱,且后续发展潜力有限,水能资源已基本开发完毕,内陆核电建设形势尚不明朗。总体来看,我省能源体系高碳特征明显,能源结构低碳转型任务十分艰巨。

(三)能源价格相对偏高,降本增效空间有限。我省煤炭资源匮乏,且地处我国能源流末端,运距较远,导致煤价、电价、气价偏高。2020年我省电煤价格指数高居全国第2位,居民生活用电电价水平高居全国第3位。由于我省用气时间晚、气量基数小,尽管“十三五”期间实施了降低省内管道运输价格和配气价格等措施,

但 2017 年以来全国供气形势紧张，上游气源价格大幅上涨，导致全省用气成本仍然较高。

(四)能源市场化程度不高，体制机制亟待完善。能源行业市场化程度不高，市场配置资源的决定性作用尚未得到充分发挥。受体制机制和资源禀赋等方面制约，省内天然气管道建设和推广利用受阻，用气成本仍然偏高。我省尚未建立天然气储备、电力调峰成本补偿及相应价格机制，能源储备能力提升面临较大困难。

三、面临形势

从国际看，当前世界正经历百年未有之大变局，新冠肺炎疫情影响广泛深远，保护主义、单边主义抬头，经济全球化遭遇逆流，不稳定性不确定性明显增加。国际能源格局发生重大调整，消费中心向东转移，技术革命影响愈发深远，绿色低碳转型成为大势所趋。从国内看，“十四五”时期是推进碳达峰碳中和目标实施的第一个五年，能源需求增长换挡减速，新能源发展和化石能源替代加速推进，改革创新步伐不断加快，能源发展动力加快转换，国际合作进一步加强。从我省看，“十四五”时期是我省在加快革命老区高质量发展上作示范、在推动中部地区崛起上勇争先的关键跨越期，也是加快建设清洁低碳、安全高效现代能源体系的重要时期，能源发展面临一系列新挑战。

(一)经济追赶势头强劲，能源需求刚性增长。“十四五”时期，我省将进入转变发展方式、优化经济结构、转换增长动力的攻坚

期,经济长期向好的基础依然稳固,经济追赶态势依然强劲,预计GDP增速仍将居于全国“第一方阵”。随着工业化、城镇化的加速推进,我省能源需求增长潜力依然巨大,预计将以高于全国平均水平的速度稳定增长。

(二)能源供应对外依存度高,供应形势持续紧张。我省是“资源小省”,煤炭产能低、无油气资源、新能源发展潜力有限,未来越来越多的能源需从省外调入。“十四五”时期,全省煤炭对外依存度进一步提高,油气需求进一步提升,同时各省对西部优质电力资源的竞争进一步加剧,预计我省能源供应形势将持续紧张,能源保供难度不断增加。

(三)非化石能源发展难度增加,结构调整面临瓶颈。我省非化石能源资源禀赋先天不足,水能资源已基本开发完毕,太阳能、风能资源条件一般,且受国家补贴退坡、电网消纳、环保约束、用地紧缺等因素影响,后续开发建设难度和不确定性增大,内陆核电发展政策尚不明确。“十四五”时期,全省非化石能源发展空间有限,非化石能源消费比重达到全国平均目标困难较大,能源结构调整面临瓶颈。

第二章 指导方针和主要目标

一、指导思想

坚持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,深入贯彻习近平生态文明

思想,全面落实习近平总书记视察江西重要讲话精神,聚焦“作示范、勇争先”目标要求,立足新发展阶段,完整、准确、全面贯彻新发展理念,加快构建新发展格局,遵循“四个革命、一个合作”能源安全新战略,围绕推动实现碳达峰碳中和目标,着力保障能源供应安全,着力提高能源发展质量,着力推动能源低碳转型,加快构建清洁低碳、安全高效的能源体系,为携手书写全面建设社会主义现代化江西的精彩华章提供坚实可靠的能源保障。

二、基本原则

多元安全。树立能源安全底线思维,坚持先立后破、通盘谋划,统筹省内和省外、传统安全和非传统安全、供应安全 and 生产安全,优化存量资源配置,扩大优质增量供给,加强省际能源合作,形成多元能源供应体系,切实提升能源安全保障能力。

绿色低碳。坚持生态优先、绿色发展,有序推进碳达峰碳中和,推动非化石能源跃升发展,推进化石能源清洁高效利用,加快调整优化能源结构,推动构建新型电力系统,形成能源绿色低碳生产和消费体系,实现能源与生态环境协调发展。

创新驱动。坚持把创新作为引领发展的第一动力,推进能源科技变革,增强能源科技创新能力,加快能源产业数字化和智能化升级,推动质量变革、效率变革、动力变革,持续提高能源发展质量效益和核心竞争力。

深化改革。充分发挥市场在资源配置中的决定性作用,更好发挥政府作用,推动电力、油气等领域体制机制改革向纵深发展,

破除制约能源高质量发展的体制机制障碍,加快构建公平开放、充分竞争的能源市场体系。

服务民生。坚持以人民为中心的发展思想,加强城乡用能基础设施建设,持续提升能源普遍服务水平,强化能源民生保障,推动能源发展成果更多更好惠及广大人民群众,更好满足人民对美好生活向往的用能需求。

三、发展目标

“十四五”时期我省能源发展的主要目标是:

总量目标。到 2025 年,省内能源年综合生产能力达到 1655 万吨标准煤以上,其中:非化石能源生产能力五年累计提高 44%。全社会用电量达到 2300 亿千瓦时以上,年均增长 7.2%;人均用电量达到 5130 千瓦时/人,五年累计提高 43%。发电装机力争达到 7800 万千瓦以上,五年累计增加 79% 以上。

结构目标。到 2025 年,力争非化石能源消费比重提高到 18.3%,较全国同期增幅高 0.6 个百分点;天然气消费比重提高到 6.8%;煤炭消费比重降低到 56.9%。力争可再生能源电力总量消纳责任权重达到 33%,非水可再生能源电力消纳权重达到 17.8%。

效率目标。到 2025 年,单位地区生产总值能耗五年累计下降 14%,力争达到 14.5%,积极争取能源消费总量弹性空间。煤电平均供电煤耗下降至 297 克标煤/千瓦时;电网线损率下降到 3.98% 以下。电力需求侧响应能力达到最大用电负荷的 5%。

民生目标。人民生产生活用能便利度和保障能力进一步增强,2025年人均年生活用电量力争达到900千瓦时。持续巩固提升农村电网供电质量,进一步提升供电可靠性。天然气管网覆盖范围进一步扩大,实现“县县通”管输天然气,全省天然气使用人口达到1700万。

展望2035年,能源高质量发展取得决定性进展,基本建成现代能源体系。能源供应能力大幅提升,能源基础设施更加完善,能源资源配置更加合理,能源利用效率持续提高,能源改革创新动能不断增强,能源绿色生产消费模式广泛形成,能源安全实现自主可控。能源消费总量合理稳定增长,单位地区生产总值能耗持续降低,人均用能水平达到全国平均水平。化石能源消费总量稳步下降,非化石能源消费比重持续提升。低碳发展取得成效,到2030年二氧化碳排放量达到峰值,与全国同步实现碳达峰目标,到2035年二氧化碳排放量稳中有降。

表 3:“十四五”时期能源发展主要指标

类 别	指 标	单 位	2020 年	2025 年	年均/累计	属 性	
总量 目标	能源	能源综合生产能力	万吨 标煤	1325	1655	4.5%	预期性
	电力	全社会用电量	亿千 瓦时	1627	2300	7.2%	预期性
		电力装机总量	万千瓦	4401	7863	12.3%	预期性
结构 目标	能源 消费	非化石能源消费比重	%	13.6	18.3	[4.7]	预期性
		天然气消费比重	%	4.2	6.8	[2.6]	预期性

类别	指标	单位	2020年	2025年	年均/累计	属性	
结构目标	能源消费	煤炭消费比重	%	63.9	56.9	[-7.0]	约束性
		石油消费比重	%	18.3	18.0	[-0.3]	预期性
	电力消纳	可再生能源电力总量消纳责任权重	%	25.1	33.0	[7.9]	预期性
		非水可再生能源电力消纳责任权重	%	10.5	17.8	[7.3]	预期性
效率目标	能源效率	单位地区生产总值能耗(基本目标)	吨标煤/万元	0.405	0.348	[-14.0%]	约束性
		单位地区生产总值能耗(激励目标)	吨标煤/万元	0.405	0.346	[-14.5%]	预期性
	电力效率	煤电供电煤耗	克标煤/千瓦时	299.3	297	[-0.8%]	预期性
		电网线损率	%	4.2	3.98	[-0.22]	预期性
民生目标	电力	居民人均年生活用电量	千瓦时	674	900	6.0%	预期性
	天然气	使用天然气人口	万人	1350	1700	4.7%	预期性

注:①[]内为五年累计数。②地区生产总值以2015年可比价计算。

第三章 增强能源供应保障

一、提高能源供应能力

电力方面。统筹发展与安全,坚持需求导向,推动省内省外并重发展,着力构建多元清洁的电力供给体系。“十四五”新增电力装机容量3460万千瓦以上。充分发挥支撑电源兜底保供作用,有序推进已核准清洁煤电建设,争取国家支持建设新增支撑性清洁煤电项目。加强应急备用和调峰电源能力建设,推动煤电向基础保障性和系统调节性电源并重转型。建成投运雅中至江西特高压直流及其配套工程,开展闽赣电力异步联网工程研究,争取布局第

二回入赣特高压直流输电通道,积极争取落点华中区域的输电通道分电江西。

油气方面。积极协调石油企业,确保九江石化原油供应。根据省内需求,逐步提高九江石化成品油产量在省内的利用比例,提升成品油安全供应保障水平。继续加大南鄱阳盆地、丰城等地油气资源勘查力度,争取国家在省内外油气资源勘探方面给予支持。进一步深化与中石油、中石化、中海油、国家管网集团的战略合作,依托国家管网公平开放和互联互通优势,积极争取省外气源,拓宽入赣气源渠道,实现气源多元化。

煤炭方面。坚持控内拓外、以外为主,推进煤炭产供储销体系建设。以电煤为重点,深化与山西、内蒙古、陕西、安徽等传统煤炭基地的合作,重点推进与陕煤集团等大型煤炭企业的战略合作,建立长期稳定供煤关系。积极争取国家增加我省进口煤数量。

到 2035 年,能源自主供给能力进一步增强,能源外引体系更加完善,重点城市、核心区域、重要用户等能源安全保障能力明显提升。

专栏 1:能源供应保障工程

支撑性煤电。建成瑞金二期、信丰电厂、丰城三期、新余二期共 732 万千瓦电源项目,按照国家规划要求再新增 600 万千瓦兜底保供电源。鼓励对省内运行状态较好的 30 万千瓦级及以下老旧煤电机组开展延寿改造,转为应急备用和调峰电源。

清洁电力外引。建成投运雅中至江西特高压直流输电及其配套工程。开展闽赣电力异步联网工程研究,争取布局第二回入赣特高压直流输电通道。

油气资源保障。加大省内南鄱阳盆地、丰城等油气资源勘探开发力度,积极拓展省外油气资源勘探开发市场。鼓励社会资本引进国内外 LNG 气源,拓宽气源渠道。

煤炭外引。以电煤为重点,进一步深化与富煤省份和重点企业的合作。争取国家增加我省进口煤数量。

二、完善能源储运网络

电力方面。加快融入华中特高压主干电网,推进南昌至长沙、南昌至武汉特高压交流工程建设,“十四五”新增特高压交流变电容量 600 万千伏安、线路 800 公里左右。坚持网源统筹、协调发展,继续完善 500 千伏骨干电网建设,构建形成“1 个中部核心双环网+3 个区域电网”^①主干网架,“十四五”新增变电容量 1075 万千伏安、线路长度 285 公里。持续优化 220 千伏电网,加快实施 500/220 千伏电磁环网解环,降低电网运行风险。强化配电网建设,实施农网巩固提升工程,持续提升供电能力和电能质量。加强电力调峰能力建设,力争核准建设抽水蓄能电站 4 座以上,并为中长期发展储备一批站址资源。加快风电、光伏发电与新型储能融合发展,建设一批集中式电化学储能电站,探索开展其它形式储能示范。

油气方面。推进樟树—萍乡成品油管道、九昌樟成品油管道提量增输改造工程建设,构建贯穿南北、联通东西的“十”字形输油网架。积极支持国家输气管道建设,加快推进省级天然气管网和互联互通工程建设,依托国家管网构建多节点、多环型双向输气模式。2025 年全省长输天然气管道里程力争达到 5000 公里,其中:国家管网突破 1500 公里,省级管网突破 3400 公里。按照“自建应急、集中调峰”原则,规划布局赣东、赣南、赣西、赣北、赣中区域储

^①“1 个中部核心双环网+3 个区域电网”:指永修—梦山—锦江—安源—孔日江—罗坊—抚州—鹰潭—乐平—南昌—永修 500 千伏中部核心双回环网和北部、东部、南部三个 500 千伏区域电网。

气库,2025 年全省自建储气设施储气能力达 1 亿立方米。推进城镇燃气企业应急调峰储气设施建设,满足区域小时(日)调峰和突发情况的应急调峰需求。

煤炭方面。充分发挥浩吉铁路煤运通道运力,加强铁路疏运端基础设施建设,提高浩吉铁路煤炭入赣比重。积极拓展“海进江”及进口煤等入赣渠道,满足我省煤炭供应。加快建设新昌电厂 600 万吨煤炭吞吐储运工程,积极推动九江、新余等地通过新建、改扩建方式,建设一批规模较大的煤炭储备基地,其他地区通过现有储煤设施改扩建、租赁等方式,因地制宜落实一批煤炭储备能力,全省形成 300 万吨以上静态储煤能力。

到 2035 年,电力综合输送网络更加完善,互联高效油气输送体系基本建立,新型储能实现规模化发展,能源综合储备调节能力大幅提升。

专栏 2:能源储备运输工程

电网。推进南昌至长沙、南昌至武汉特高压交流输变电工程建设。500 千伏电网规划建设项目 14 项,包括:信玉、吉安南、赣州东、高安 500 千伏输变电工程,云峰、鹰潭、抚州、信州、马廻岭 500 千伏主变扩建工程,南昌、马廻岭、赣州、罗坊 500 千伏主变增容工程,新余二期电厂 500 千伏送出工程。220 千伏电网规划新增变电容量 2382 万千伏安、线路长度 4738 公里。110 千伏及以下电网规划新增变电容量 2930 万千伏安、线路长度 30919 公里。

抽水蓄能。推进奉新、洪屏二期抽水蓄能电站建设,加快推进赣县、铅山、遂川、永新、寻乌等抽水蓄能电站前期工作,开展 30 万千瓦级及以下抽水蓄能电站试点建设。

新型储能。开展一批新型储能试点项目建设。鼓励风电、光伏等新能源项目配套建设一定比例的储能设施。

油气。推进樟树—萍乡成品油管道、九昌樟成品油管道提量增输改造工程建设。支持川气东送二线皖赣支线等国家管网工程建设,推动贵州遵义—江西吉安天然气管道项目前期工作。推进西二线与川气东送九江站互联互通、省网余江—东乡联通工程、省网新余联通工程、省网南丰联通工程、省网万载—上高联通工程等互联互通工程建设。推进省级天然气管网建设,“十四五”新增建成投运管道长度 1800 公里以上。推进湖口液化天然气(LNG)储配项目二期工程建设,推进樟树盐穴地下储气库项目前期工作,规划布局上饶、赣州、宜春天然气储备设施项目,适时启动湖口 LNG 码头建设。

煤炭。建设新昌电厂 600 万吨煤炭吞吐储运工程,推动九江、新余等地通过新建、改扩建方式,建设一批规模较大的煤炭储备基地。

三、推进能源民生工程

持续提升能源普遍服务水平。优先保障居民用电和民生用气,进一步提升群众用能的获得感、安全感和便利度。优化用户用电报装流程,全面推广线上服务,利用“赣服通”“网上国网”APP 等渠道,实现业务办理在线化、定制化、透明化。持续完善公共服务领域专用充电设施,合理布局公用充(换)电设施,提升高速公路服务区充电换电能力,推进居民小区自用充电桩建设。加快长输管道即将通达区域的城镇燃气管网建设,提升城市天然气供应保障能力。支持经济发达、消费集中等符合条件的乡村使用天然气。

加快完善农村能源基础设施。持续强化农村电网巩固提升,提高供电可靠率和综合电压合格率,提升信息化、自动化、智能化水平,缩小城乡供电服务差距,2025 年农村电网供电可靠率达到 99.85%。积极推动农光互补、渔光互补、屋顶光伏、分散式风电建设,促进农村可再生能源充分开发和就地消纳,提升清洁能源供给能力和消费水平,支撑全面推进乡村振兴。积极稳妥推进散煤替

代,持续改善农村人居环境和生态空间。

到 2035 年,全社会用能条件更加完善,农村能源实现清洁转型发展,民生用能保障更加有力,能源普遍服务水平迈上新台阶。

四、加强能源对外合作

深入推进能源合作。加强长江经济带能源合作,推进能源基础设施互联互通,进一步拓宽能源供应渠道。加强与能源富集省份的战略合作,引入更多优质清洁能源入赣消纳,力争雅中直流通道年利用小时数达到 4500 小时以上。继续加强与大型能源央企的战略合作,争取更多国家能源战略项目落地江西。

加快“走出去”步伐。抢抓“一带一路”国家战略机遇,进一步深化煤炭、油气、电力等领域对外合作。结合外电入赣输电通道建设,支持我省重点能源企业通过独资、参股、兼并等方式参与配套电源开发,开拓省外能源供应渠道,构建开放合作、互利共赢的能源供应体系。

到 2035 年,能源资源入赣渠道进一步巩固拓展,省内能源企业深度融入能源国际合作格局,能源对外多元合作不断开创新局面。

第四章 推动能源低碳转型

一、持续优化能源结构

加大新能源开发利用力度,实现新能源装机规模跨越式增长,“十四五”力争新增新能源装机容量 1800 万千瓦以上。按照“分布

式与集中式并举、优先就近就地利用”原则，加快风电和光伏发电高比例、高质量发展。因地制宜推动农林生物质和城镇生活垃圾发电发展。积极争取雅中电力、电量向江西倾斜，多渠道、多方位拓展其他跨区域输电通道向我省输送清洁电力。根据国家统一部署，继续做好核电项目的厂址资源保护工作。积极扩大天然气利用范围，鼓励发展天然气分布式供能系统。深入拓展电能替代，推进电动汽车充电基础设施建设，提升终端用能电气化水平。

二、构建新型电力系统

统筹新能源快速发展和电力安全稳定供应，推动源网荷储各环节的新型技术应用和运行模式创新，推动电力系统向适应大规模高比例新能源方向发展。鼓励氢能、发电侧储能等新型能源利用方式，探索“新能源+储能”发展模式，合理确定储能配置比例，提升新能源并网友好性和电力支撑能力。鼓励具备条件的现役和新建煤电开展深度调峰灵活性改造，鼓励有条件的地方布局天然气发电项目，推动提升电力系统调峰能力。加强与邻省电网的互联互通互济，扩大电力资源的优化配置范围。加快推动电网数字化转型，提升智能化水平，以电网为核心平台全面推动发输配用各环节数据信息深度共享互动、彼此融合贯通，不断提高电力系统弹性，提升新能源消纳能力。研究建立用户需求侧响应激励机制，鼓励高耗能负荷改善生产工艺和流程，为系统提供可中断负荷、可控负荷等辅助服务。到2025年，电力需求侧响应能力达到最大用电负荷的5%。

三、提高能源利用效率

严格控制能耗强度,以化石能源为重点合理控制能源消费总量。新建机组煤耗标准达到国际先进水平,有序淘汰煤电落后产能,加快现役机组节能升级改造。以钢铁、水泥、化工等高耗煤行业为重点,推广中高温余热余压利用、低温烟气余热深度回收、空气源热泵供暖、水泥窑协同处置等节能技术利用,推进能源系统优化,提升能源利用效率。鼓励发展天然气、太阳能、风能等分布式能源,探索推进地热供暖、太阳能制热、生物质供热等可再生能源非电利用发展。加快推进居住建筑和公共建筑节能改造,推动超低能耗建筑、低碳建筑规模化发展,推广光伏发电与建筑一体化应用。强化能源需求侧管理,以管理增效促进节能水平提高。

四、严格控制煤炭消费

深化产业结构调整,严控钢铁、化工、建材等高耗煤行业盲目发展,严格能耗、环保、质量、安全、技术等综合标准,依法依规淘汰钢铁、水泥、建材等重点行业的落后产能。因地制宜大幅压减散煤消费,有序推进“煤改电”“煤改气”工程,多措并举推动非电煤消费稳步下降。结合国家对热电联产项目管理的有关要求,“十四五”力争建设热电联产机组(含燃煤背压机组)100—200万千瓦。实施煤电节能减排升级改造行动,对现役燃煤发电机组进行节能增效和环保提标改造,进一步降低平均供电煤耗至297克/千瓦时。

到2035年,新能源加速替代化石能源,非化石能源消费占比达到国家平均水平,能源系统效率不断提高,以新能源为主体的新

型电力系统建设取得实质性成效。

专栏 3: 能源低碳转型工程

光伏发电。“十四五”力争新增光伏发电装机 1600 万千瓦以上,2025 年累计装机达到 2400 万千瓦以上。利用建筑屋顶、污水处理厂、垃圾填埋场、高速公路收费站、加油站等,发展“自发自用、余电上网”的分布式光伏。推动整县(市、区)屋顶分布式光伏开发试点建设。在水域面积丰富地区,利用水库、滩涂和养殖鱼塘等,建设渔光互补光伏电站。在内陆地区,利用荒山荒坡、设施农业用地,标准化建设农光互补电站;利用可种植具有药用价值植物的林地、山地、丘陵,建设林光互补光伏电站。

风电。“十四五”力争新增风电装机 200 万千瓦以上,2025 年累计装机达到 700 万千瓦以上。积极推进已核准风电项目的开发建设,适时开展一批规划项目前期核准工作。结合乡村振兴战略,贯彻落实国家“千乡万村驭风计划”。鼓励业主单位通过技改、置换等方式实施老旧风电场技术改造升级,重点开展单机容量小于 1.5 兆瓦的风电机组技改升级。

生物质发电。“十四五”新增生物质发电装机 40 万千瓦以上,2025 年累计装机达到 120 万千瓦以上。加大生活垃圾焚烧发电设施建设力度,科学合理建设农林生物质电站,因地制宜推动沼气发电、污泥焚烧发电项目建设。

核电。继续做好彭泽核电等厂址资源保护。

氢能。拓展氢能在储能、发电、工业等领域应用,探索和实践氢能储运体系,探索培育“风光发电+氢储能”一体化应用新模式。

电能替代。实施乡村电气化提升工程。全力推动轨道交通、电动汽车、港口岸电等电气化交通的建设和发展,逐步促成岸基电源替代船舶柴油机发电。进一步优化公用专用充(换)电设施建设布局,持续提升高速公路服务区充(换)电能力,推进居民小区自用充电桩建设。

第五章 提升能源系统安全

一、完善安全管理责任体系

坚守安全发展红线,实行属地管理与分级管理相结合,充分发挥省能源安全专业委员会牵头抓总、组织协调重大问题的作用,指导各级能源安全专业委员会完善工作机制。加强各级能源执法队

伍建设,规范执法行为,强化执法监管。着重突出企业安全生产主体责任落实,督促企业加大安全生产投入,推动企业健全完善安全生产规章制度,不断提升安全生产管理水平。

二、加强风险管控和隐患整治

推进能源行业安全生产风险分级管控和隐患排查治理双重预防体系建设,指导督促能源企业完善安全风险评估制度和事故隐患排查治理制度。加强油气长输管道保护工作,健全油气长输管道巡护体系和技术标准,加快高后果区管道保护视频动态监控建设。提升电力安全风险管控水平,科学统筹应急备用和调峰电源建设,提高全省及重点城市在严重自然灾害等极端情况下的电力供应保障能力。开展经常性安全生产隐患排查治理检查,强化重大事故隐患治理全程督办,及时消除隐患,实现闭环管理。

三、提升应急管理能力

完善全省能源应急体系建设,健全应急联动和响应机制,强化政企之间及企业之间的纵向横向协调联动,推动实现资源和信息共享。开展能源行业政企联合应急演练,加强大面积停电事件应急能力建设,指导重要用户配备并依法使用必要应急备用电源,规范开展应急资源调查、预案修订、预案演练、预案评估等工作,提高能源行业应急响应和处置能力。

四、强化基础设施安全

建立常态化能源重要基础设施安全监管机制,强化能源重要基础设施安全管理工作。严格执行国家安全防范标准,提高能源

重要基础设施抗灾能力。加强能源重要基础设施安全保护宣传教育,健全群众参与、群防群治的工作机制。严厉打击危害能源重要基础设施安全的违法犯罪活动,为能源重要基础设施安全运行营造良好社会治安环境。加强能源企业网络信息安全防护,推进重要信息系统国产化替代,提升网络安全自主可控水平。

到 2035 年,能源安全运行水平明显提升,应急管控能力显著提高,风险应对体系更加完备,能源系统的安全性和稳定性进一步增强。

第六章 深化能源系统改革

一、持续深化电力体制改革

加快我省电力市场体系建设,提前做好融入全国统一电力市场各项准备。进一步完善激励约束相容的输配电价形成机制,提升输配电价核定的规范性、合理性。扩大电力市场化交易规模,完善形成电力中长期、现货、辅助服务市场有机衔接,多类型电源、多类型主体参与的交易体系,电力交易机构实现独立规范运行,进一步释放电力市场活力。有序推进增量配电业务改革试点项目,进一步培育多元市场主体。探索推进抽水蓄能电站投资主体多元化,调动社会各方力量参与抽水蓄能电站建设。

二、有序推进天然气体制改革

按照“统一主体、统一网络、统一调配、统一价格”的基本原则和“全省一张网”的建设模式,稳步推进省级天然气管网改革,推动

省级管网以市场化方式融入国家管网,推动管网基础设施公平开放。推进天然气市场化改革,有序放开竞争性环节价格,在符合城镇燃气特许经营权的前提下,进一步扩大直销供气规模,减少销售环节,降低用气成本。

到 2035 年,电力、油气体制机制改革不断深化,能源市场主体活力进一步激发,统一能源市场建设取得实质性成效。

第七章 强化能源科技创新

一、完善科技创新体系

加强载体建设,充分利用相关专项资金和各类社会资本支持能源发展。充分发挥科技创新平台作用,提高科研成果转化效率。加强制度创新,鼓励企业组建科技创新机构或创新联盟,着力构建企业为主体、市场为导向、产学研用相结合的技术创新体系。加强智力支撑,加快能源人才队伍建设,建设“人才高地”和“能源智库”。

二、加快能源数字转型

加强“大云物移智链”等现代信息和通信技术在能源领域的推广利用和融合发展,提升能源系统的自动化、信息化、数字化、智能化水平,提高能源利用效率和安全运行水平。积极开展油气管网、电网、电厂、终端用能等领域设备设施、工艺流程的智能化升级改造,提升系统灵活感知和高效生产运行能力。

三、推进智慧能源建设

推动能源使用向设备智能、多能协调、信息对称、交易开放的方向发展,激活能源供给端和消费端潜力,实现能源智慧互联、系统优化、效能提升。加强新能源与增量配电网、充电桩、氢能等融合发展,推动支持与储能深度融合的新能源微电网应用示范工程、“风光(水)储一体化”和“源网荷储一体化”示范项目、绿色能源示范县(区)、综合智慧能源示范项目等能源新业态新项目建设。在新增用能区域,因地制宜实施传统能源和风能、太阳能、生物质能等能源的协同开发,优化布局电力、燃气、热力、供冷、储能等基础设施,实现多能互补和协同供应。

到 2035 年,能源科技创新能力不断增强,能源产业数字化和智能化升级初具成效,智慧能源系统建设取得重要进展。

第八章 加强规划实施和管理

一、健全规划实施机制

增强能源规划的权威性、严肃性、约束性,建立健全能源主管部门牵头组织协调、其他有关部门按照职责分工配合推进、各级政府和能源企业细化落实的工作机制,形成推动规划实施的整体合力。加强能源发展战略规划、政策法规、规范标准等实施情况监管,建立监督检查、评估考核工作机制,保障规划有效落实。建立规划实施常态化监测机制,及时发现和解决规划实施中出现的问题。严格执行规划调整工作程序,及时向社会公开规划制定和调整情况,充分发挥社会舆论监督作用。

二、加大政策支持力度

加强能源政策研究制定,发挥政策引导、支持和促进作用。进一步健全和完善支持可再生能源发展、煤电灵活性及环保节能改造、智慧能源示范、分布式能源发展、电力辅助服务、电动汽车充电基础设施建设、需求侧管理等政策措施。深入推进能源产品价格改革,形成体现资源稀缺程度、市场供求关系、环境补偿成本、代际公平可持续的能源价格形成机制。拓宽能源行业投融资渠道,建立竞争有序、公开公平的能源投资机制,鼓励社会资本投资能源产业,促进能源投资多元化。

三、强化能源行业管理

加强能源行业准入管理,规范开发建设秩序,促进能源产业集聚高效发展。加强能源项目库管理,合理布局重大项目,实现有效储备、滚动调整、有序开发。加强能源市场监管,完善市场交易规则,建立健全监管机制,保障市场竞争规范、公正、透明。加强能源治理制度建设,研究完善地方能源行业管理办法,强化能源行业数据统计和分析。

抄送:省委办公厅,省纪委办公厅,省人大常委会办公厅,省政协办公厅,省军区,省法院,省检察院,群众团体,新闻单位。

江西省人民政府办公厅秘书处

2022年5月17日印发

