关于印发江西省“十三五”能源发展规划的通知

赣府厅发〔2017〕13号

各市、县(区)人民政府，省政府各部门：

《江西省“十三五”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“十三五”能源发展规划

“十三五”时期是江西与全国同步全面建成小康社会的决胜阶段，也是推动能源生产和消费革命，构建清洁低碳、安全高效现代能源体系的关键时期。为指导我省“十三五”能源发展，依据《江西省国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》，特制定本规划。

一、发展现状

（一）主要成效。

1.基础设施建设加快，供应能力有效增强。“十二五”时期，我省能源生产总量保持稳定，2015年为2356.9万吨标煤，比2010年增长1.9%，其中煤炭新增生产能力141万吨／年。截至2015年底，全省电力装机规模达到2482万千瓦，比2010年增长46.7%；500千伏变电容量2400万千伏安，线路3884公里，分别比2010年增长65.5%和27.6%；天然气长输管道总里程达2622公里，供应覆盖49个县（市、区）；九江石化油品质量升级改造工程和原油管道复线工程建成投运，原油年加工能力达到800万吨，原油管道年输油能力达到1000万吨，分别比2010年增长60%和100%。

2.清洁能源快速发展，消费结构不断优化。“十二五”时期，我省能源消费总量持续增长，2015年达到8440.3万吨标煤，比2010年增长34.4%，年均增长6.1%。其中，煤炭消费量7852万吨（含从省外购入煤电电量），占能源消费总量的68.1%，比2010年降低2.9个百分点；天然气消费量16.7亿立方米，占能源消费总量的2.7%，比2010年提高1.7个百分点；非化石能源装机规模达717.3万千瓦，比2010年增长78.6%，其中风电、光伏装机规模均超过100万千瓦。省政府办公厅文件

3.节能环保成效明显，利用效率大幅提高。“十二五”时期，我省单位地区生产总值（GDP）能耗累计下降18.3%，2015年降至0.544吨标煤/万元（GDP取2010年可比价，下同），超额完成了《江西省国民经济和社会发展第十二个五年规划纲要》制定的目标；单位煤电供电标准煤耗累计下降20克，2015年降至310.8克；脱硫脱硝设备应用力度加大，二氧化硫和氮氧化物排放量分别下降11.2%和15.4%；单位煤电度电二氧化硫和氮氧化物排放量分别为1.44克和1.15克，比2010年分别下降了60%和70%。

4.科技研发力度加大，装备水平稳步提升。“十二五”时期，我省能源工程安装技术、工艺水平大幅提高。晶科能源基于60片多晶电池组件在标准测试条件（STC）下功率达到334.5瓦，多晶电池线量产平均效率高达20.13%，创造了多项世界纪录。建成全国首台66万千瓦超超临界二次再热煤电机组，建成全省首台百万千瓦煤电机组，实现了煤电主力机型由30万千瓦级机组向60万千瓦级机组的跨越。2015年底，60万千瓦及以上机组占全省统调煤电装机规模达69%，占全社会煤电装机规模达63%。

5.体制改革有序推进，对外合作取得成效。发电侧从建设到经营基本形成多种投资主体有序竞争的局面。用电侧电力普遍服务水平进一步提高，农村电力供应能力和管理水平稳步提升。有序推进电力用户与发电企业直接交易试点工作，累计完成交易电量41亿千瓦时。积极开展“以大代小”发电权交易、跨省跨区电能交易，进一步促进电力行业节能减排。电价改革逐步深入，城乡用电和一般工商业用电实现同网同价，在发电环节实现发电上网标杆电价，在销售环节相继出台峰谷分时电价、差别电价、惩罚性电价和居民阶梯电价等政策。加强了与富能省份及大型中央能源企业合作，积极推动省能源集团公司等企业到省外、国外投资开发。

专栏1 “十二五”时期能源发展主要指标				
指　　标	单　位	2010年	2015年	年均增长
一次能源生产总量	万吨标煤	2312.8	2356.9	0.4%
其中：煤炭	万吨	2912.2	2270.7	−4.9%
天然气	亿立方米	0.34	0.35	0.4%
非化石能源	万吨标煤	393.2	775.4	14.5%
电力装机规模	万千瓦	1691.4	2482	8.0%
其中：水电	万千瓦	388.5	489.6	4.7%
煤电	万千瓦	1289.1	1754.8	6.4%
气电	万千瓦	0.8	9.9	67.5%
风电	万千瓦	8.4	102	64.8%
太阳能	万千瓦	0.2	102	247.9%
生物质能	万千瓦	4.5	23.7	39.4%
能源消费总量	万吨标煤	6280.6	8440.3	6.1%
能源消费结构 其中：煤炭	%	71.0	68.1	〔−2.9〕

石油	%	16.3	17.3	〔1.0〕
天然气*	%	1.0	2.7	〔1.7〕
非化石能源	%	11.7	11.9	〔0.2〕

注：(1)〔〕内为五年累计数；(2)“*”绝对值根据热值折算。

专栏2 “十二五”时期建成投运重点能源项目	
煤矿	丰龙井、宜萍井、鸣西井。
电源	国家电投景德镇1×66万千瓦机组、国家电投贵溪2×64万千瓦机组、国电九江1×66万千瓦机组、华能安源2×66万千瓦二次再热机组、大唐抚州1×100万千瓦机组、华电九江7.8万千瓦天然气分布式发电机组。
电网	赣州南500千伏输变电工程、九江马廻岭500千伏变电站工程、新余500千伏输变电工程、红都500千伏输变电工程、锦江500千伏输变电工程、梦山—安源500千伏输电线路、石钟山—洪源500千伏输电线路。
天然气	建成中石油西气东输二线江西段，省天然气管网一期工程环鄱阳湖管道及抚州—南城—黎川等4条支线，省天然气管网二期工程赣州、吉安、宜春、萍乡、鹰潭、上饶、新余、九江等10余段管道，南昌、九江、景德镇、新余、抚州、樟树、萍乡、吉安、赣州、上饶共10座压缩天然气(CNG)加气母站。
可再生能源	水电：石虎塘水电站、峡江水电站；风电：老爷庙风电、笔架山风电、吉山松门山风电、蒋公岭风电、屏山风电、玉华山风电、钓鱼台风电、九龙山风电、天湖山风电、茶园风电、泉山风电；太阳能：国家电投乐平光伏电站、晶科横峰县杨家光伏电站、中节能乐平光伏大棚光伏电站；生物质能：国能赣县生物质电厂、永新生物质电厂、南昌泉岭生物质电厂、新余市生活垃圾焚烧发电项目。

（二）存在问题。

1.能源自给能力不足。我省缺煤、少水（能）、无油、乏气，新能源潜力不足。与此同时，我省正处于工业化和城镇化加速发展时期，能源需求呈刚性增长，自给能力与需求之间不平衡加剧，能源对外依存度持续攀升，由2010年的53%提高到2015年的72%。

2.能源结构亟待优化。我省能源消费以煤炭为主，比重长期在70%左右，高于全国平均水平，而电煤消费占煤炭消

费总量比重仅40%左右，又低于全国平均水平。全省水能资源已开发量达到技术可开发量的84%，后续发展空间有限，风能、太阳能资源在全国均处于中下水平，生物质能蕴藏量虽较为丰富，但可利用规模小，内陆核电建设形势尚不明朗，非化石能源产能提升乏力，结构调整任务艰巨。

3.能源成本长期偏高。我省煤炭资源匮乏，地处我国能源流末端，运距较远，导致煤价、电价偏高。2015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4位。由于天然气消费起步较晚，2010年才开始引入长输管道天然气，加上存量气、增量气价格政策，工业气价整体水平偏高，制约了天然气的推广使用。受国际油价和煤价大幅波动影响，一些地区和企业甚至出现“气改煤”“气改油”逆替代现象。总体来看，我省能源价格仍会持续偏高，将进一步增加经济运行成本，影响经济社会发展。

4.能源基础设施薄弱。“十二五”末，我省人均电源装机0.53千瓦，仅为全国平均水平的1/2。电网虽已形成500千伏骨干网架，但南部赣州、东部上饶地区缺乏支撑电源，电网末梢仍为链式结构，供电能力及可靠性亟待提高。配电网仍未形成完善的网架结构，站点间的转供互带能力不足，农村配网建设标准偏低，供电安全存在隐患。石油、天然气管网规模较小，天然气应急调峰储备设施不足，成品油输送管道、加油站和成品油库的布局仍需进一步加强和优化，油气管道保护执法机构尚未成立，管道保护工作难以推进。

二、面临形势

（一）需求增长换挡减速，供应形势不容乐观。

“十三五”时期，我国经济发展步入新常态，经济从高速发展转向中高速发展，全国能源需求增速将普遍放缓。在全国大环境下，我省经济发展放缓，能源需求增速回落。但我省仍处于可以大有作为的重要战略机遇期，随着工业化、城镇化的加速推进，能源需求增长潜力依然巨大。未来一段时间，我省能源需求将维持高于全国平均水平的速度较快增长。

由于省内能源产能不足，能源对外依存度将持续攀升，越来越多的能源需从省外调入，其中主要是煤炭。我省传统煤源地安徽、河南、山西、陕西和贵州，随着河南成为煤炭净受入省份，安徽和贵州煤炭将以满足自用为主，未来煤源地将进一步北移、西移，煤炭运输距离将明显增加。另外，由于地处我国能源流末端，随着华中其他省份能源需求持续快速增长，我省能源供应难度也将进一步加剧。

（二）能源消费重心转移，低碳发展面临困难。

“十三五”时期是我省建设国家生态文明示范区，打造美丽中国“江西样板”的关键时期，产业结构将进一步优化，清洁能源资源利用加速。同时，在国家“一挂双控”措施和省内相关政策的约束下，高耗能行业和产能过剩行业的煤炭消费量将减少，电煤消费比重将提高，实现能源更清洁、更高效的利用。

由于我省可再生能源资源整体不具备优势，内陆核电开工建设时间尚未明确，2020年我省非化石能源消费比重难以达到全国平均目标，低碳发展面临瓶颈。

（三）投资活力竞相迸发，配套制度仍待创新。

“十三五”时期，随着能源体制机制改革进一步深入，简政放权、放管结合、优化服务向纵深发展，政府行政效能将进一步提高，能源领域投资活力，特别是民间投资活力将得到进一步激发。在风能、太阳能、生物质能利用等新能源行业，民间投资的重要地位将进一步加强。售电、电动汽车充电设施等新行业，民间投资有望成为主力。

伴随能源领域大量新技术、新业态的出现，亟待制度创新及时跟进。如“十二五”末期出现的“光伏+”模式需要用地政策支持，由财政政策引导的充电设施建设、光伏发电等行业，需结合技术进步情况合理设计补贴制度等。配套政策逐步完善后，我省能源生产和利用将呈现出更多亮点。

三、总体要求

（一）指导思想。

全面贯彻党的十八大和十八届三中、四中、五中、六中全会精神，深入贯彻落实习近平总书记“四个革命、一个合作”的战略思想，坚持创新、协调、绿色、开放、共享新发展理念，牢固树立能源安全底线、生态环保红线、节能提

效主线的“三线”思维，深入实施“节能优先、立足国内、绿色低碳、创新驱动”四大战略，努力构建安全高效、清洁低碳的现代能源体系，为决胜全面小康、建设富裕美丽幸福江西提供坚实的能源保障。

（二）基本原则。

——坚持安全高效。提高省内能源自给能力，加强省际能源合作，推进能源输入通道建设，多措并举、多能互补，保障能源供应安全。促进能源科学开发、高效转化和合理消费，将节能高效贯穿于能源开发利用的全过程和各领域。

——坚持清洁低碳。提高非化石能源开发利用规模和天然气消费比重，推进煤炭、石油等化石能源清洁利用，加快终端用能清洁替代，在国家统一部署下推进核电项目，推动我省能源走环境友好和低碳可持续发展道路。

——坚持创新驱动。加快能源体制机制创新，深化电力、油气等重点领域改革，完善公平竞争的市场机制。加快科技人才队伍建设，大力推动科技创新，提升能源技术水平和竞争力，增强能源发展动力和活力。

——坚持市场导向。充分发挥市场配置资源的决定性作用，强化市场自主调节，统筹能源供应和需求，优化能源布局和发展时序。

——坚持改善民生。坚持发展为了人民，发展成果由人民共享，统筹城乡、区域能源发展，推进能源基本公共服务共建能力和共享水平，尽快消除能源贫困，提高人民群众用能水平。

（三）发展目标。

按照《江西省国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》总体要求，综合考虑资源、环境、技术、经济等因素，并与国家能源发展“十三五”规划充分衔接，2020年我省能源发展的主要目标是：

——总量目标。全省能源消费总量控制在11000万吨标煤以内，一次能源生产总量力争达到2000万吨标煤，能源自给率18.2%,全社会用电量1600亿千瓦时左右，发电装机规模4370万千瓦左右。

——结构目标。非化石能源消费比重力争达到11%，天然气消费比重提高到8%，煤炭消费比重降低到65%。

——效率目标。煤电平均供电煤耗下降到每千瓦时308克标煤，电网线损率力争下降到6.8%，单位地区生产总值能耗达到国家要求。

——环境目标。单位地区生产总值二氧化碳排放达到国家要求，能源行业环保水平显著提高，燃煤电厂污染物排放水平显著降低，具备改造条件的煤电机组全部实现超低排放。

——民生目标。人均居民年生活用电量达到600千瓦时，城镇地区用户年均停电时间不超过10小时，乡村户均配变容量达到2千伏安，天然气使用人口达到1400万。

专栏3 “十三五”时期能源发展主要指标							
类别		指标	单位	2015年	2020年	年均增长	属性
总量目标	能源总量	一次能源生产总量	万吨标煤	2357	2000	−3.2%	预期性
		一次能源消费量	万吨标煤	8440	11000	5.4%	约束性
	电力总量	全社会用电量	亿千瓦时	1087	1600	8.0%	预期性
		电力装机规模	万千瓦	2482	4370	12%	预期性
结构目标	生产结构	非化石能源发电装机比重		29%	35%	〔6〕	预期性
		非化石能源发电量比重		20%	16%	〔−4〕	预期性
	消费结构	非化石能源消费比重*		12%	11%	〔−1〕	约束性
		天然气消费比重		3%	8%	〔5〕	预期性
		煤炭消费比重		68%	65%	〔−3〕	预期性
效率目标	能源效率	单位产值能耗	吨标煤/万元	0.544	达到国家要求		约束性
	电力效率	煤电供电煤耗	克标煤/千瓦时	310.8	308	〔−1%〕	预期性
		电网线损率	%	6.99	6.80	〔−0.2〕	预期性
环境目标		单位产值二氧化碳	吨/万元	1.2	达到国家要求		约束性
民生目标	电力	居民人均年生活用电量	千瓦时	405	600	8.2%	预期性
		城镇用户年均停电时间	小时	8.76	<10		预期性
		乡村户均配变容量	千伏安	1.64	2		预期性
	天然气	使用天然气人口	万人	约800	1400	11.8%	预期性

注：(1)〔〕内为五年累计数；(2)国内生产总值以2010年可比价计算；(3)“*”2015年我省外购水电大幅增加使得非化石能源消费比重取得较快增长，若剔除外购水电影响，2015年非化石能源消费比重为10%。

四、重点任务

（一）多轮驱动、多能互补，着力提高能源供给能力。

1.强化能源基础设施建设。保障电力充足安全供应，在目前完成核准及已纳入国家规划的发电项目基础上，再新建130万千瓦煤电项目。加强500千伏骨干电网建设，形成中部“日”字形双环网与东南西北四个末端环网的主网架结构；优化220千伏电网结构，加强局部薄弱环节，稳步实施500/220千伏电磁环网解环；提高电网综合利用效率。提高石油、天然气供应安全及运输效率，推动成品油和天然气管网建设，力争2020年长输管道天然气覆盖全省所有县（市、区）。进一步完善石油、天然气储备体系，提高应急保障能力。

2.优化能源开发利用格局。加快发展可再生能源资源开发利用，以光电建筑一体化、渔光农光互补等综合利用电站为重点发展光伏发电，以高山风场为重点发展风电，新建风电装机规模300万千瓦、光伏发电装机规模300万千瓦。稳步推进赣江等主要流域水电项目建设。贯彻落实国家煤炭行业化解过剩产能相关政策，“十三五”期间退出1868万吨／年以上煤炭产能。

3.加大能源资源勘探力度。巩固能源供应基础，优化煤炭、水电、铀矿、地热等能源资源勘探开发。培育新的能源供应增长极，加大页岩油气等非常规油气资源的调查评价，寻找可供进一步勘探开发的页岩气区块。争取修水—武宁页岩气资源富集区列入国家页岩气勘查开发重点示范实验区。部署实施全省干热岩资源潜力调查评价，积极开展干热岩勘查与开发利用技术研究。探索丰城—樟树—新余地区煤层气—致密砂岩气—页岩气勘查开发试点。

4.实施能源民生工程。加强配电网建设，加快实施中心村电网改造、“井井通电”、村村通动力电等农村电网改造升级工程，逐年提高乡村配电网供电能力和质量。加快居民小区和公共服务领域等充电基础设施建设。实施光伏扶贫工程。扩大天然气供应覆盖面积，增加居民生活用气规模。推进农村大型沼气工程建设。

（二）节约优先、绿色低碳，着力转变能源消费模式。

1.严格控制能源消费总量。研究建立控制目标分解落实机制，保障合理用能，鼓励节约用能，限制过度用能，以尽可能少的能源消耗支撑经济社会又好又快发展。

2.加强重点领域节能。重点加强钢铁、有色金属、石油化工等工业节能，开发和推广应用先进高效的能源节约和替代技术、综合利用技术及新能源和可再生能源利用技术。推广高效、清洁发电技术，推动有条件的煤电机组开展供热改造，促进集中供热，出台煤电行业超低排放和节能改造实施方案。加强建筑节能管理，促进绿色建筑发展，增加太阳能等可再生能源在建筑用能中的比重。推进交通节能，加快发展水路、轨道和管道运输，大力发展公共交通，推广节能和新能源交通工具。

3.推进终端用能清洁替代。加强散煤治理，推广清洁型煤替代。创新用能模式，推行“以电代煤”“以电代油”“以气代煤”“以气代油”。实施电能替代工程，基本完成典型区域、典型行业电能替代示范项目建设，全面完成列入计划的燃煤（油、柴）锅炉改造任务，逐步淘汰公共事业单位小型燃煤（油、柴）锅炉，加快推进“无烟”风景区建设，提高电能占终端能源消费比重。积极推进电动汽车充电基础设施建设，形成布局合理、科学高效的充电基础设施体系。合理布局天然气销售网络和服务设施，以民用、交通、工业和发电等领域为重点，扩大天然气消费规模。促进农村地区可再生能源利用，减少煤炭消费。

4.推动全社会用能方式变革。积极响应能源消费革命战略，建设全国生态文明示范省，贯彻落实《大气污染防治法》和《大气污染防治行动计划》，实施“标准化、精益化、实用化、智能化”的城镇配电网建设方案，积极创建美丽乡村示范点、绿色清洁能源示范县和新能源示范城市。提倡绿色生活方式，引导全社会科学用能。

（三）创新驱动、科技引领，着力推进能源技术革命。

1.应用推广成熟技术。推动煤电清洁化等传统能源清洁高效利用技术应用。提高风电、太阳能等新能源产业装备制造水平。推动电动汽车等环保型设备发展。研究推广规模化生物质天然气应用。

2.示范实验关键技术。重点在能源清洁高效利用、能源互联网、分布式能源、智能电网等领域，推动示范工程建设，促进科技成果尽快转化为生产力。开展太阳能光热发电示范项目建设，探索太阳能、地热能等可再生能源综合利用新模式。

3.集中攻关核心技术。支持低阶煤快速热解装置的研发，推动江能神雾煤炭分质梯级利用项目纳入国家示范工程。积极开展二次再热技术适应性分析。开展低风速风场开发试点，实施先进技术光伏发电基地（项目）建设，降低新能源开发成本，拓宽新能源发展空间。

4.完善科技创新体系。加强政府在能源科技创新中的主导地位，突出企业的主体作用，发挥高校和科研院所的支撑作用，强化专业人才培养和前沿技术研究。

（四）市场导向、放管结合，着力改革能源体制机制。

1.积极推进能源市场化改革。以建立法制健全、统一开放、竞争有序的现代能源市场体系为导向，贯彻落实供给侧结构性改革要求，稳步推进能源体制改革，重点深化电力、油气等领域改革。搭建统一开放、功能完善、运行规范的省级电力交易平台，逐步深化交易机构相对独立改革，积极培育售电公司，完善电力市场化交易机制。按照国家要求推进可再生能源配额制建设。配合国家完成全国碳排放权交易市场建设的各项前期工作和任务。

2.稳步实施能源价格改革。逐步理顺天然气、电力等能源价格形成机制。探索建立完整的环保电价体系，积极推行对产能过剩行业用电实行差别电价政策，发挥价格杠杆的激励和约束作用。按照“准许成本加合理收益”原则推进输配电价改革，逐步实现分电压等级核定输配电价，有序放开输配以外竞争性环节电价。

3.创新完善能源行业管理。落实简政放权、放管结合、优化服务政策，加快政府职能转变。加强规划管理，创新能源项目管理机制。完善能源应急和需求侧管理，提高能源保障能力。推进能源信息平台建设和能源预测预警工作，提高能源数据统计分析和决策支持能力。建设能源专家队伍，开展典型课题和地方能源标准研究。健全能源法制，配合国家抓紧修订电力法律法规。

（五）安全通畅、适度超前，着力推动能源对外合作。

1.加强能源运输通道建设。加快形成煤炭快捷运输入赣通道，重点推进蒙西—华中煤运通道建设。推进樟树—株洲跨省输油管道和西气东输三线、新疆煤制气外输管道工程建设。加强与富能省份的能源合作，积极推进白鹤滩—江西等电力通道建设。

2.扩大能源对外合作。抓住“一带一路”国家战略机遇，提高利用“两个市场、两种资源”的能力，进一步深化煤炭、油气、电力等领域的对外合作。积极引入国内外先进企业参与我省能源建设。探索省内能源企业对外合作模式，鼓励省内能源装备制造、设计建造施工、服务贸易等企业到省外发展。

（六）灵活互动、清洁高效，着力构建智慧能源体系。

1.建设安全、智能、高效的现代电力系统。提高电网调峰和可再生能源消纳能力，推进我省第二批抽水蓄能电站项目建设，推动储能技术突破和规模化应用。增强需求侧响应能力，推动电力需求侧管理城市综合试点，加强“能效电厂”示范推广。加快提升电网智能化水平。

2.打造安全高效、集中可控的天然气供应系统。加快推动省级和城市储气设施建设，提升天然气应急调峰能力。建立完善的天然气运行监控体系，增强天然气预测预警和应急响应能力。提高用气量预测水平，强化需求侧管理，增强峰谷时段应对处置能力。

3.构建集成互补、梯级利用的终端供能系统。加强终端供能系统统筹规划和一体化建设，因地制宜实施传统能源与风能、太阳能、地热能、生物质能等能源的协同开发利用，优化布局电力、热力、供冷、燃气等基础设施。鼓励在新城镇、新产业园区、新建大型公用设施（机场、车站、医院、学校等）和商务区等新增用能区域，以分布式能源、智能微网、电动汽车充电设施、资源回收和综合利用为重点，建设终端一体化集成供能系统，实现多能互补和协同供应。

五、保障措施

（一）强化规划实施管理。依托能源信息管理系统，进一步完善能源统计工作。加强能源规划与经济社会发展规划纲要等规划的衔接。分解落实能源规划目标任务，围绕约束性目标制定年度工作计划，逐级分解下达，落实责任主体，加强考核评价。充分发挥能源规划对能源项目和相关产业布局的调控作用，以能源规划为依据进行能源项目核准。及时跟踪分析规划实施情况，评估各项任务的实际开展情况与规划的偏差，采取必要的过程控制管理，推动规划各项

指标和任务的落实。根据国家能源政策调整情况、能源项目实施情况，结合能源规划评估结果，及时开展能源规划滚动调整。

（二）加大政策支持力度。加强能源政策研究，发挥政策引导推动作用。加大财政对本省能源特别是可再生能源开发利用的支持力度，继续支持页岩气勘探、农村电网改造升级、煤矿安全改造、农村沼气利用和电动汽车充电基础设施建设。支持煤炭企业化解过剩产能，妥善分流安置职工。加强信贷政策和能源产业政策的衔接配合。创新能源金融产品和服务，引入众筹、互联网金融等新模式，拓宽融资渠道，提高直接融资比重。鼓励民间资本进入法律法规未明确禁入的能源领域，鼓励境外资本依照法律法规和外商投资产业政策参与能源领域投资。

（三）健全能源创新机制。贯彻落实省委、省政府《关于深入实施创新驱动发展战略推进创新型省份建设的意见》，推进能源新技术研究工作，鼓励将产学研合作取得的成果直接应用于工程实践，加快技术转换。全面掌握二次再热、低风速发电、高效光伏发电等技术的应用情况，支持成熟技术推广应用。依托“互联网+”、大数据等，推动能源企业开拓发展思路、提升发展效率。研究监管模式创新，提升地方能源主管部门监管水平。依托能源信息管理系统打造全省能源创新交流平台，积极推广创新举措。

原文地址：http://www.china-nengyuan.com/news/110618.html