

山西省“十三五”综合能源发展规划环境影响报告书（简本）Q/CJ-03-2018-10

1 总则

1.1 项目背景

能源是经济社会可持续发展的重要物质基础，关系国计民生和国家安全。山西作为国家综合能源基地，其能源发展对全国及全省国民经济和社会发展具有重要支撑和保障作用。当前我国资源约束趋紧、环境问题凸显，山西省能源的发展规划对于我国能源发展战略落实和山西省生态环境质量改善都具有重要意义。

2016年12月21日，山西省人民政府印发《山西省“十三五”综合能源发展规划》。目前，为贯彻落实党的十九大精神，根据省委、省政府《贯彻落实国务院支持山西省进一步深化改革促进资源型经济转型发展意见行动计划》（晋发〔2017〕49号），按照《山西打造全国能源革命排头兵行动方案》（晋发〔2017〕50号）要求，结合“十三五”初期山西能源发展实际，省发改委组织对《山西省“十三五”综合能源发展规划》进行修编。

为推进山西能源产业清洁、绿色发展，加强生态环境保护，省发改委委托我院开展《山西省“十三五”综合能源发展规划》（修编版）的环境影响评价工作。我院技术人员在资料收集、实地踏勘调研以及梳理规划内容的基础上，对规划与上层和同层次的相关政策、规划的协调性进行分析，对规划实施涉及的资源、环境因素进行评价，通过设定合理情景对规划的环境影响进行预测分析，最终提出评价结论、建议和环境影响减缓措施，并编制了本规划环境影响报告书。

1.2 评价对象与时空范围

1.2.1 评价对象

《山西省“十三五”综合能源发展规划》（修编版）

1.2.2 评价时段

规划修编的基准年为2017年，规划期为2018-2020年。因此，评价基准年为2017年，采用数据主要为2017年，部分采用2015年和2016年。

1.2.3 评价空间范围

整体评价范围为整个山西省域，涉及11个省辖市。

1.3 评价重点内容

（一）与相关规划的协调性分析

分析规划与不同层次的主体功能区规划、生态功能区划、环保政策和规划等在功能定位、开发原则和环境准入等方面的符合性。分析规划方案与其他相关规划在资源保护与利用、生态环境要求等方面的冲突与矛盾。论证规划方案与区域发展目标、定位的协调性。

（二）区域生态环境现状分析和回顾性评价

结合自然保护区、饮用水水源保护区等重要环境保护目标，分析说明近年来大气环境、地表水、地下水、土壤环境等区域生态环境现状与变化。通过分析区域内能源发展规划实施引发的生态环境演变趋势，识别区域突出的生态环境问题及其成因。

（三）资源环境承载力分析

综合分析区域大气环境承载能力和区域水资源供需平衡。根据能源规划的发展目标，核实水资源、土地资源和生态

环境等方面的承载力。

（四）环境影响预测和分析

重点对能源相关产业大气、水污染物排放量、固体废物产生量以及“煤改电”、“煤改气”、固废综合利用等措施对环境的影响进行预测，分析能源相关产业发展对生态环境和生态系统的影响，分析规划实施是否会加剧现有生态环境问题。

（五）规划优化调整建议

以资源环境可承载为前提，从能源规划的目标和定位、环境合理性以及产业结构等方面论证规划的合理性。对与环保政策要求存在明显冲突的问题提出规划的优化调整建议。

（六）预防或减缓不良环境影响的对策措施

立足大气环境质量改善，提出相关大气污染防治对策。细化水资源循环利用方案，分类明确固体废物综合利用、处理处置的有效途径和方式。制定有针对性的跟踪评价方案。

1.4环境保护目标

根据《规划环境影响评价技术导则总纲》（HJ130-2014），结合规划特点，确定本次规划环评的环境保护目标为规划能源发展涉及区域范围内的环境敏感区和重点生态功能区和需要保护的對象，包括自然保护区、风景名胜区、森林公园、地质公园、饮用水水源保护区、泉域保护区、重要水体、湿地、珍稀濒危（或地方特有）野生动植物天然集中分布区等环境敏感区，以水源涵养、生物多样性保护和自然景观保护为首要任务的重点生态功能区以及居住、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等为主要功能的区域，文物保护单位，具有特殊历史、文化、科学、民族意义的保护地等。

2规划分析

2.1规划简述

2.1.1规划目标

依据国家“十三五”能源规划指标，按照全省“十三五”国民经济和社会发展规划建议总体要求，结合《山西打造全国能源革命排头兵行动方案》要求，综合考虑资源、环境、水利、交通等约束条件，确定全省“十三五”能源发展目标。

能源生产。到2020年，全省一次能源生产总量达到8亿吨标煤左右，煤炭产量基本稳定在9亿吨左右；全省电力装机容量11000万千瓦左右，新能源装机占全省电力总装机规模的35%左右；煤层气抽采量力争达到200亿立方米，外输量达到60亿立方米。

能源消费。到2020年，全省能源消费总量控制在2.24亿吨标煤。煤炭在一次能源消费比例下降到80%，比2015年下降7个百分点，下降幅度领先全国。非化石能源占比达到5%以上。

节能降耗。到2020年，单位地区生产总值能耗比2015年下降16%，力争达到18%，下降幅度比全国平均水平高1-3个百分点。原煤入洗率达到80%以上。

碳减排。到2020年，单位地区生产总值二氧化碳排放比2005年下降40%-45%，大型发电集团单位供电二氧化碳排放控制在550克/千瓦时以内，达到全国平均水平。

环境保护。能源领域二氧化硫、氮氧化物、烟粉尘排放总量控制在国家下达约束指标以内。矿井水综合利用率达到90%，煤矸石、粉煤灰综合利用率达到70%。

2.1.2规划时段

规划修编基准年为2017年，规划期为2018-2020年。

2.1.3 规划任务

（一）推进三大煤炭基地提质增效

加快能源供给侧结构性改革，推进三大煤炭基地提质，提高先进产能占比，推进绿色矿山和智能矿山建设，建立世界上最清洁的煤电体系，优化煤炭供给结构，推进煤炭转型发展。

实施煤炭减量重组减量置换。充分发挥市场机制作用，更好发挥政府引导作用，运用市场化、法治化办法，淘汰关闭一批、减量重组一批、减量置换一批、依规核减一批煤矿，有序退出过剩产能，到2020年，煤炭总产能控制在14亿吨左右。

提升煤炭先进产能占比。坚持去产能与发展先进产能相结合，通过实施减量置换、兼并重组、产能核增、减人提效等方式建设符合先进产能标准的煤矿，全省煤炭先进产能占比逐步达到2/3。

推进煤炭安全高效开采。加强矿山地质环境治理、矿山生态环境治理，推进绿色矿山建设。大力推进机械化、自动化、信息化和智能化矿山建设，探索“互联网+煤炭开采”，打造煤炭无人（少人）智能开采与灾害防控一体化的采矿新模式。省属国有重点煤矿综采工作面力争实现可视化、自动化开采，煤矿安全生产水平继续保持国内领先。

加大煤炭资源综合利用。加快资源综合利用先进适用技术推广应用，加大煤矸石(含洗矸、煤泥)固废资源综合利用产业化和多重功能化发展。加快朔州国家工业固废综合利用基地建设。加强对煤炭共生矿产资源的综合勘探和综合评价，推动与煤伴生资源精深加工和产业化发展。

（二）推进电力行业清洁高效生产

以绿色发展为目标，对我省电力行业长期存在的一些落后产能实施淘汰或改造，实现电力行业绿色清洁发展。

适度控制电力总装机。停缓建一批煤电项目，为化解全国煤电产能过剩风险做出突出贡献。除热发电机组外，限制超临界机组建设数量，禁止建设亚临界参数机组，淘汰普通高温高压机组。到2020年，全省电力装机容量11000万千瓦左右，其中，煤电装机容量7200万千瓦左右。

加快推进燃煤机组超低排放。着力推广先进节能技术，加快现役煤电机组升级改造，力争燃煤电厂平均供电煤耗达到国内先进水平。新建常规燃煤发电机组要执行《燃煤电厂大气污染物排放标准》（DB14/T 1703-2018）。对不达标我省超低排放标准限值要求的燃煤发电机组一律停止运行。落实燃煤机组超低排放电价政策。

扩大电力外送规模。积极参与京津冀电力市场化交易。推动京津冀等地企业与我省电力企业开展合作，扩大电力外送规模。推动外送电通道建设。吸引受电省份资本与我省发电企业合作，共同投资建设特高压外送电配套电源。推进新能源跨省跨区交易新机制，以晋北-江苏特高压交易为试点，探索燃煤机组和新能源机组按一定比例打捆外送的方式。加快孟县—河北500千伏交流输电工程，到“十三五”末全省外送电能力力争达到3930万千瓦。

（三）改造提升传统煤化工产业

依托我省要素资源优势，采用国内外一流先进技术和多联产技术路径，实施一批现代煤化工高端示范工程，尽快走出一条高端化、规模化、国际化的现代煤化工发展路子。

积极推进现代煤化工高端示范工程。积极布局一批煤炭深加工高端项目，实现煤炭利用由燃料向材料转变。加快发展煤（甲醇）制烯烃、乙二醇等新材料，大力发展煤炭深加工精细化学品和合成材料，走高端化精细化路线，形成与石油路线的差异化竞争。加快煤中无机矿物材料化利用，发展储能材料、高端智能建材、高端陶瓷材料、玄武岩纤维等。加快推动潞安高硫煤清洁利用油化电热一体化等国家示范项目建设，带动甲醇等煤化工改造升级示范。

改造提升传统煤化工产业。鼓励通过兼并重组、淘汰落后、加大技术改造等促进传统煤化工、炼焦化产品加工、氯碱化工等产能进一步向重点优势企业集中；鼓励现有化工企业，运用现代信息、科技、互联网技术，加大技术改造投入，坚持传统、走出传统，加快新技术、新工艺、新装备升级，加快形成高端产品的生产能力，提高核心竞争力，促进产业优化升级；依托重点园区，打造晋东、晋中（南）特色化工产业基地。

（四）大力发展煤层气产业

把煤层气产业作为山西能源革命的战略关键和主要抓手，结合市场及生产力布局，重点建设沁水和河东两大煤层气产业基地，提高煤层气规模化开发水平。

建设两大煤层气基地。建设沁水盆地、鄂尔多斯盆地东沿两大煤层气基地，推动沁水-屯留、左权-昔阳、沁源-安泽、古交-交城、保德-兴县、柳林-石楼、乡宁-吉县等7个国家规划矿区优质资源的规模开发利用；积极推进晋中、沁源—古县等7个省级重点矿区建设；鼓励风险勘查，探索建立新区域、新层系煤层气资源开发利用的试验区。到2020年，全省煤层气总产量力争达到200亿立方米，占到全国总产量的83%，覆盖全省人口比例达到70%。

实施煤矿瓦斯抽采全覆盖。推进晋城矿区、阳泉矿区、潞安矿区、西山矿区和离柳矿区五大瓦斯抽采利用矿区建设。加大井下煤矿瓦斯抽采量，积极探索低浓度瓦斯利用途径，提升煤矿瓦斯综合利用水平。到2020年，基本实现全省煤矿瓦斯抽采利用全覆盖。

完善“三纵十一横”管网布局。依托国家主干管网和煤层气产业基地，建成连接主要煤层气田的山西“三纵十一横”输气主干管网和支线输气管网，推进煤层气外输通道工程建设，实现与京津冀、雄安新区等周边区域的输气管网对接。加大煤层气下游市场开发培育力度，重点布局一批工业、民用、汽车、分布式能源等领域应用项目。改造各县（市、区）城市燃气工程，加强民用和工业燃气利用及煤层气压缩、液化等工程建设，积极探索煤层气多通道、多途径利用；支持市县、企业及投资机构联合投资，逐步建设战略性、公益性的大型液化煤层气战略储备设施，保障我省供气安全。

（五）大力培育新能源产业

以风能、太阳能、煤层气、地热能、生物质能、水能发电为重点，加快新能源开发利用产业化进程。

壮大风力发电。统筹晋北风电基地建设和中南部低风速资源开发。重点支持北部三市风电供暖工程试点工作，在风力发电过剩地区，积极推进风电供暖试点工程。优化发电运行方式，通过实施供热机组灵活性改造等方式改善系统调峰能力，增强本省风电消纳能力。通过风火打捆方式，逐步扩大风电外送能力。到“十三五”末，风电装机容量为1400万千瓦。

提升光伏发电。推进光伏产业有序发展，以大同、阳泉等为重点，大力推进光伏领跑技术基地建设。以吕梁、太行两大连片特困扶贫区光照资源较好的57个贫困县为重点，稳步推进光伏扶贫。鼓励利用闲置的荒山荒坡和综合开发的土地资源开发太阳能发电项目。鼓励推进太阳能热发电示范试点。积极推进分布式光伏应用，在规模指标的指导下，鼓励工业企业、大型公建建设光伏系统；以就地消纳为原则，鼓励城市农村屋顶安装分布式光伏系统。“十三五”末，太阳能发电力争达到1000万千瓦。

提速煤层气发电。推进中部如太原市、西部如吕梁市离石区、东南部如阳泉市和晋城市的地面开采煤层气热电联产项目建设，以减轻环保压力；推进低浓度瓦斯就近综合利用发电。加快在建燃气电厂建设，积极推进新建燃气电厂的前期工作，到“十三五”末，全省煤层气发电装机为700万千瓦。

开发地热能资源。因地制宜开发利用各种地热能资源，提高地热能可在城镇和新农村建筑中用能比例。在用热需求集中、资源条件优越和地质条件适宜的区域，不断提高浅层地温能在城镇建筑用能中的比例，优先发展再生水源热泵（含污水、工业废水等），积极发展空气源热泵，适度发展土壤源热泵和地下水源热泵。鼓励水热型地热资源的梯级利用。

培育生物质能发电。在晋中、运城、长治、临汾、忻州等生物质资源丰富的地区，大力推进生物质能热电联产。合理布局垃圾焚烧发电项目，优先鼓励在11个地级市、11个县级市及部分人口规模较大的县、区布局垃圾焚烧发电项目。到2020年，生物质发电（含垃圾发电）达到50万千瓦。

推进水电基地建设。在做好生态环境保护、移民安置和确保工程安全的前提下，通过业主招标等方式，鼓励社会资本投资常规水电站和抽水蓄能电站。重点推进汾河、沁河、漳河、滹沱河等流域水利枢纽（水电）项目建设，积极争取古贤装机容量210万千瓦，碛口装机容量180万千瓦，禹门口（甘泽坡）装机容量44万千瓦。推进2项抽水蓄能项目建设，其中浑源150万千瓦，垣曲120万千瓦。到2020年，全省水力发电装机容量达到约250万千瓦。

（六）培育壮大能源装备产业

认真落实《中国制造2025-能源装备实施方案》，坚持市场需求导向，整合能源装备优势产业，推动能源装备向高端化发展，提升山西能源装备产业核心竞争力，加快能源装备产业转型升级。重点推动煤机装备、电力装备、煤层气装备、煤化工装备、新能源汽车等基地建设。

煤机装备。不断提升煤机系统集成能力和技术创新能力，发展适用各类煤层和各种复杂地质条件的掘进机、采煤机、刮板运输机以及液压支架等“三机一架”自动化、智能化成套开采装备，发展大型露天矿用挖掘机、煤矿井下机器人、自移式破碎站、转载机等高端化成套设备，打造山西（太原）煤机技术研发中心和晋中、晋东、晋北三大煤机制造产业集群。

电力装备。积极拓展延伸电力装备制造产业链，推动电力装备制造成套化、系列化和高端化，提升产业核心竞争力。重点布局太原锅炉集团大型循环流化床锅炉、易通集团工业余热低温发电机组、太重集团风力发电机组、晋能光伏电池和组件产品，支持晋能、潞安太阳能一体化工业园区建设。

煤层气装备。发挥石油钻具装备、煤机装备研制优势，依托煤层气国家级实验室、煤层气开发利用研究中心等，加快煤层气钻探尖端技术、井下松软煤层高效钻进技术等研发，发展煤层气勘探高精尖勘探装备、定向钻机、智能化排采系统、径向钻机等产品，建设太原、晋城两个煤层气装备制造基地，加快煤层气装备配套产业服务体系建设。

煤化工装备。以阳煤化工、太重煤化和赛鼎公司为主体，建设太原煤化工装备制造基地，打造以现代煤化工关键设备为主导产品、具备成套设备研发设计制造能力和工程总承包能力的煤化工装备制造基地。

新能源汽车。立足我省煤电能源优势，以电动客车、电动专用车、电动乘用车整车及电池、电机、电控、轻量化材料等核心零部件为重点方向，完善产业链条，建设太原、晋城、长治、晋中、运城电动汽车产业基地，打造华北地区电动汽车强省。依托我省甲醇、燃气汽车产业基础，打造晋中、长治甲醇汽车产业基地，太原、运城、大同燃气汽车产业基地。

（七）建设能源发展服务体系

重点提升市场、物流、金融服务体系，适应煤炭经济向综合能源经济转型的要求。

现代市场交易体系。以中国（太原）煤炭交易中心、山西焦炭（国际）交易中心为载体，充分发挥中国（太原）煤炭交易价格指数和焦炭交易价格指数的作用，扩大其影响力和覆盖面，拓展煤焦及煤化产品现货交易规模。积极发展焦炭、电力和煤层气等能源商品的场外交易。以动力煤为试点，引入期货交易机制。建立山西电力交易平台，允许大用户、独立配售电企业与发电企业直接交易。推进铁路货运市场化改革，逐步实现铁路运力的市场化配置。建立燃气市场交易平台，面向大型用气企业和大用户开展燃气交易服务。

现代物流体系。建立物流公共管理信息平台 and 物流信息交换平台。整合煤炭物流资源，培育一批高端化、集约化、专业化的旗舰煤炭物流企业。鼓励发展货运服务业和物流中介企业。推广先进煤炭物流技术装备，完善煤炭物流标准体系，促进煤炭物流产业升级。同时，积极推进燃气管网、电网等垄断行业市场化改革，发展符合社会主义市场经济机制的新型物流服务体系。

现代金融服务体系。积极争取国家金融政策支持，实现山西煤炭资产资本化、资本证券化。积极争取重启商品场外衍生品交易国家试点，探索能源商品交易新机制，构建功能齐全、层次分明、方式多样、手段先进的多元化、多层次现代能源商品交易市场体系，为在全国开展商品场外衍生品交易提供示范。围绕中国（太原）煤炭交易中心，提升金融服务功能，开展融资、担保、质押、保险、租赁等金融产品服务。

2.1.4 生态建设

坚持节约优先、保护优先、自然恢复的方针，促进资源循环高效利用，打好污染防治攻坚战，改善生态环境质量，实现资源效益的最大化和环境影响的最小化。

（一）推进能源资源节约

严格节能审查，新建高耗能项目能效水平要达到国内或国际先进水平，新增用能设备要达到一级能效水平，切实提高高新上项目能效水平，从源头控制能源消费增量。强化对各级政府和重点用能单位的节能目标责任考核，组织实施节能重点工程。大力发展节能产业，推进电机及拖动设备节能、节能环保型锅炉、余热余压利用、高效照明产品、新型

节能建材、新能源汽车等技术和产品（装备）研发与应用。全面实施燃煤机组超低排放与节能改造，实施能源生产和利用设施智能化改造，降低能耗、物耗。

（二）加大环境保护力度

落实最严格的生态保护制度，加强矿山地质环境治理、矿山生态环境治理，推进绿色矿山建设。推动重点采煤沉陷区纳入资源枯竭型城市财力转移支付范围。促进行业技术装备水平实现跨越式进步，摒弃高能耗、高污染的生产方式，形成绿色生产方式。严格执行煤炭等矿产资源的全过程污染物排放控制标准，有效控制污染物排放。严守生态红线，能源产业布局要严格按照生态功能区划定的界限展开，在全社会树立红线意识，防止生态遭到进一步破坏。

（三）促进循环高效利用

建立具有山西特色的煤炭循环经济发展模式，构建资源综合利用和能源梯级利用的现代循环经济产业体系。实行生产者责任延伸制度，逐步提高重点品种的废弃产品规范回收与循环利用率。大力发展循环经济，对产业园区进行循环化改造。在新建工业园区和具备条件的既有工业园区，积极实施多能互补集成优化示范工程，推进能源综合梯次利用。落实固废利用产品税收优惠政策，推进煤矸石等大宗固体废物综合利用，有效防控炼焦、煤化工等行业危险废物的环境风险。加快推进朔州工业固废综合利用示范基地建设。

（四）构建生态文明制度体系

提高污染排放标准，强化污染者责任，健全环保信用评价、信息强制性披露、严惩重罚等制度。构建政府主导、企业为主体、社会组织和公众共同参与的环境治理体系。建立健全碳排放权交易机制。在确保环境质量稳定达标前提下，科学合理配置环境容量。构筑京津冀生态屏障，完善区域环境污染联防联控机制，加大对符合条件生态环保项目的资金支持。积极开展环境污染强制责任保险试点。

2.1.5 能源消费

有效落实节能优先方针，强化引导和约束机制，全面提升城乡优质用煤水平，从根本上抑制不合理消费，大幅提升能源利用效率，同步推进产业结构和能源消费结构调整，逐步构建节约、高效、清洁、低碳的社会用能模式。

（一）实行能源消费“双控”

把能源消费总量、强度目标作为经济社会发展重要约束性指标，推动形成经济转型升级的倒逼机制。强化源头控制，把节能审查作为“双控”的重要手段，对高耗能产业和产能过剩行业实行能源消费总量控制约束，对其他产业按先进能效标准实行能耗强度约束。探索建立用能权有偿使用和交易制度，加强能力建设和监督管理，保障优质增量用能，淘汰劣质低效用能。

（二）推进煤炭等量减量替代

落实煤炭等量、减量代替政策，严控消费增量。积极推进钢铁、建材、化工、水泥等高能耗煤行业节能减排和清洁生产技术改造。加快清洁能源代替利用，因地制宜，优先发展利用水电、风电、太阳能、生物质能、地热能等新能源和可再生能源。将太原、阳泉、晋中、长治、晋城、临汾“4+2”城市列为我省首批煤炭消费总量控制城市，实现煤炭消费总量负增长。在“4+2”城市划定“禁煤区”，除煤电、集中供热和原料用煤企业（包括洁净型煤加工企业用煤）外，完成燃料煤炭“清零”任务。全面实施煤综合治理，加快集中供热、实施燃煤锅炉节能环保综合提升工程。20万人口以上县城基本实现集中供热或清洁能源供热全覆盖。有序推进农村地区清洁能源改造，大力发展清洁煤燃烧技术，对暂不具备清洁能源替代条件的散煤，优先使用型煤、兰炭、洁净焦等洁净燃料进行替代，实施小型燃煤炉具环保改造，逐渐淘汰传统直烧炉。

（三）扩大煤改气（电）范围

统筹城乡建设规划、气热管网、配套电网建设和禁煤区划定，宜气则气，宜电则电，稳步推进煤改气、煤改电工程。加快实施民用、工业“煤改气”工程，完善煤层气利用设施，加大推广力度，降低用气成本，扩大天然气替代试点范围，扩大居民生活用气、拓展产业用气、推进交通燃气。到2020年，城市燃气普及率达到95%。加大煤改电配套电网改造政策支持力度，在适合煤改电地区内有条件的学校、医院、养老院、旅游景点等公益事业单位和乡镇机关、村委会等的城乡居民用煤及燃煤锅炉等重点领域科学实施一批煤改电工程。

（四）实施节能优先战略

实施全民节能行动计划，加强宣传教育，深化节约意识，推进工业、建筑、交通等重点领域节能降耗。加强工业领域节能，实施更加严格的能效标准，新增产能主要耗能设备能效达到国内先进水平。建立以节能标准促进高耗能行业能效提升的倒逼机制，督促用能单位执行单位产品能耗限额标准，引导执行推荐性节能标准。提升新建建筑能效水平，全面推进11个地级市、11个县级市城市绿色建筑集中示范区建设。以太原、大同两市为重点，大力发展装配式建筑。到2020年，城镇绿色建筑占新建筑比例达到50%。加强交通运输节能，完善公共交通体系，支持太原市、临汾市等有条件的市创建国家“公交都市”。支持城市客运、公路运输行业和旅游景区推广使用清洁能源、新能源汽车。

2.2规划协调性分析

规划协调性分析主要从发展目标与定位、产业结构和布局、环境保护等三方面，分析了《山西省“十三五”综合能源发展规划（修编版）》与《全国主体功能区规划》、《全国生态功能区划》、《中华人民共和国国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》、《国家能源发展“十三五”规划》、《山西省国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》、《山西省“十三五”环境保护规划》等36个国家和山西省上层和同层次的相关政策、规划的协调性。

从分析结果来看，能源规划与上述国家和山西省相关政策、规划要求基本协调，但规划提出：“推进东南部如阳泉市和晋城市的地面开采煤层气热电联产项目建设，以减轻环保压力”与国家和山西省《打赢蓝天保卫战三年行动计划》相关要求不尽协调。国家和山西省《打赢蓝天保卫战三年行动计划》明确要求：“重点区域严禁新增钢铁、焦化、电解铝、铸造、水泥和平板玻璃等产能；有序发展天然气调峰电站等可中断用户，原则上不再新建天然气热电联产和天然气化工项目。”

因此，建议暂缓规划建设太原市、西部如吕梁市离石区、东南部如阳泉市和晋城市的地面开采煤层气热电联产项目。

2.3规划不确定性分析

2.3.1规划方案的不确定性

由于本规划为综合能源发展规划，规划中具体能源项目的规模、空间布局及用地情况等因素均未确定，因此在环境影响评价中规划污染源强核算、环境影响预测分析等工作均存在一定程度的不确定性。

2.3.2规划实施过程的不确定性

规划在实施过程中将面临着许多不确定性因素。如：受国家和山西省相关政策变化影响，受经济发展、市场需求等可变因素影响，规划实施过程中可能会因此做出调整；同时，规划实施所依赖的资源环境因素也随着时间的推移不断变化，存在较大的不确定性。

2.3.3不确定性应对措施

由于本规划属于宏观规划，未具体到能源项目的规模和布局，因此本次规划环境影响评价工作在充分参考《山西省“十三五”新能源产业发展规划》、《山西省“十三五”煤炭工业发展规划》、《山西省“十三五”焦化工业发展规划》等专项规划后，设定合理情景，采用情景分析的方法对规划的环境影响预测进行宏观分析评价，保持环境影响评价的深度与规划深度相一致。

3能源发展现状与产排污状况

3.1能源发展现状与趋势

3.1.1煤炭

截至2015年底，全省各类煤矿共有1078座，总产能14.6亿吨/年，平均单井规模135.4万吨/年。2017年全省煤炭产量8.72亿吨，较2015年煤炭产量9.76亿吨下降了1.04亿吨，煤炭产业占GDP比重下降至16.3%，现有产量约占全国的24.8%。

3.1.2电力

截至2015年底，全省装机容量6966万千瓦；其中，煤电装机容量5517万千瓦，占全省装机容量的79.2%。2015年，全

省发电量达到2457亿千瓦时，全社会用电量达到1737亿千瓦时。

3.1.3煤层气

截至2015年底，全省累计探明煤层气地质储量5600亿立方米，占全国的88%；全省输气管道总长8000余公里，覆盖全省11个设区市100余个县（区），初步形成“三纵十一横、一核一圈多环”的输气管网格局。

3.1.4煤化工

截至2015年底，全省煤化工企业253家，资产总额1840亿元，主营业务收入802亿元，主要产品能力2400万吨/年。其中：化肥企业37户，生产能力1200万吨/年；甲醇生产企业28户，生产能力550万吨/年；聚氯乙烯生产能力100万吨/年；粗苯精制企业5家，生产能力70万吨/年；煤焦油加工11户，生产能力277万吨/年；煤制合成油企业2家，生产能力约31万吨/年。

3.1.5新能源与可再生能源

截至2015年底，全省新能源装机并网容量达到1449万千瓦，占全省总发电量由2010年的7%上升到21%。其中，风电69万千瓦，燃气（含煤层气）发电388万千瓦，太阳能发电113万千瓦，生物质（含垃圾）发电35万千瓦，水电244万千瓦。可再生能源占一次能源消费比重从2010年不足1%上升到3%。2015年，全省非化石能源利用替代了527万吨标准煤。

3.2能源产业污染物排放状况

3.2.1大气污染物

全省能源相关行业涉及大气污染物排放的主要有煤电、煤化工（焦化、合成氨等）、生物质发电、煤层气发电等。根据山西省环境统计数据，全省上述能源相关行业2015年排放二氧化硫、氮氧化物、烟尘分别占全省工业总排放量比例为38%、37%和25%。

3.2.2水污染物

根据山西省环境统计数据，2015年全省煤炭开采洗选、火电、煤化工等能源相关行业废水、COD、氨氮排放量分别占全省工业总排放量的比例为53.8%、40.42%、58.77%。

3.2.3固体废弃物

能源相关行业中煤炭开采产生的煤矸石和煤电行业产生的煤灰渣是产生量最大的固体废物。根据山西省环境统计数据，2015年能源相关行业一般工业固体废物综合利用率为56.6%，危险废物安全处置率100%。

4资源环境现状与制约因素分析

4.1大气环境

4.1.1大气环境质量状况

根据山西省环境监测数据，2015年全省环境空气SO₂、PM₁₀、PM_{2.5}年均浓度超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准。其中，朔州、晋中、太原、吕梁、临汾5市的SO₂年均值超标，阳泉市的NO₂年均值超标，11个市的PM₁₀、PM_{2.5}年均值全部超标。2017年全省环境空气NO₂、P、M₁₀、P、M_{2.5}年均浓度超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准。其中，晋中、临汾、吕梁3市

SO₂

年均浓度超标，太原、阳泉、长治、晋城、晋中、忻州和吕梁7市NO₂超标，11个市PM₁₀、PM_{2.5}年均浓度均超标。

4.1.2主要大气污染物排放情况

山西主要大气污染物不仅排放总量较大，单位面积污染物负荷较高，万元GDP的污染物排放强度高于周边省份。

山西省大气主要污染物排放总量较大，基数较高。随着近年来环保工作的大力推进，山西省大气主要污染物总量减排成效明显。2015-2016年间，山西省大气主要污染物排放量整体呈现降低趋势。

4.1.3大气环境压力分析

根据山西省人民政府《关于印发山西省打赢蓝天保卫战三年行动计划的通知》（晋政发〔2018〕30号）要求，到2020年，二氧化硫、氮氧化物排放总量分别比2015年下降20%以上，11个设区市细颗粒物（PM_{2.5}）平均浓度和优良天数比例完成国家下达目标，重度及以上污染天数比率比2015年下降25%以上。力争二氧化硫平均浓度较2015年下降50%左右。

2015-2017年，我省环境空气质量有所恶化。2017年晋中、临汾、吕梁3市SO₂超标，太原、阳泉、长治、晋城、晋中、忻州和吕梁7市NO₂超标，PM₁₀、PM_{2.5} 11个市均超标，整体大气环境质量较差，尤其是PM₁₀、PM_{2.5}超标严重，成为能源规划发展实施的主要环境制约因素。

4.2水环境

4.2.1水环境质量状况

（一）地表水

根据山西省地表水例行监测资料，2017年全省67个主要河流的干支流水质均开展了监测，监测断面共119个。监测结果表明119个断面中有56.3%的断面达到Ⅲ类水质标准，尚有22.7%的断面仍为劣Ⅴ类水质。

随着水污染防治工作的大力开展，山西省地表水水质总体呈好转趋势。

（二）地下水

根据2017年山西省环境状况公报，11个地级市共监测地下水基础井204眼，按《地下水质量标准》（GB/T14848-93）进行评价，地下水总体水质为较好。其中：太原、大同、长治、晋中、忻州5个市水质良好，晋城、朔州、运城、临汾4个市水质较好，阳泉、吕梁2个市水质较差。与2016年相比，全省地下水总体水质基本稳定。

（三）城市集中式生活饮用水源地水质

根据2017年山西省环境状况公报，11个地级市共监测26个城市集中式饮用水源地，总体水质达标率为87.0%。其中：太原、大同、长治、晋城、朔州、忻州、晋中、运城、吕梁9个市水质达标率为100%，临汾、阳泉2个市水质达标率为0%。2015-2017年，全省城市集中式饮用水源地总体水质达标率维持在87%以上，基本稳定。

4.2.2水环境目标

根据《山西省水污染防治工作方案》，到2020年，全省主要河流水质优良（达到或优于Ⅲ类）比例总体达到60%以上，劣于Ⅴ类的水体断面比例控制在15%以内，确保实现国家考核我省黄河流域、海河流域的水质改善目标；11个设区市和县级集中式饮用水源地水质达到或优于Ⅲ类比例总体高于90%；全省地下水质量考核点位水质级别保持稳定，极差比例控制在15%以内。

4.2.3水环境压力分析

根据环境监测数据可知，2015-2017年山西省地表水水质总体呈好转趋势，但全省2017年仍有42个断面未完成2020年

水质目标要求。总体来看，黄河流域汾河及其主要支流为劣Ⅴ类水质，其他大部分河流以Ⅲ类水质为主，受轻度污染；海河流域御河、桃河等河流水质为劣Ⅴ类水质，南洋河、源子河等为Ⅲ类水质，其余大部分水质良好；地下水水质除阳泉、吕梁2个市水质较差外，其余9个地市水质较好或良好；城市集中式饮用水水源地水质维持在87%以上。总的来说，全省水环境质量情况仍然不容乐观，尤其是对于水质不达标及水生态保护形势严峻的区域，水环境容量已无空间。

4.3生态环境

4.3.1土壤侵蚀现状

根据国家水利行业标准《土壤侵蚀分类分级标准》（SL190-2007）对全国土壤侵蚀类型区的划分，山西省的土壤侵蚀基本以水力侵蚀为主。水力侵蚀，是指以地表水为主要侵蚀营力的土壤侵蚀类型。在降水、地表径流、地下径流作用下，土壤、土体或其他地面组成物质被破坏、搬运和沉积的过程。根据水力作用于地表物质形成不同的侵蚀形态。

山西省土壤侵蚀以轻度侵蚀为主，其次为中度侵蚀，重度侵蚀面积较小。中部河谷地区土壤侵蚀情况明显轻于两侧山脉地区，黄河流域侵蚀最为严重。

4.3.2植被覆盖现状

2005年，山西省植被覆盖情况以高覆盖度为主，高覆盖度区域面积为48504km²，占全省面积的31.04%，其次为较高覆盖度区域和中覆盖度区域，分别占全省面积的26.91%和25.93%。2010年，山西省植被覆盖情况有明显好转，植被覆盖度明显提高，2015年，高覆盖度区域较2010年有所降低，但区域植被覆盖情况仍以较高覆盖度为主。

4.3.3生态环境状况综合评价

根据《生态环境状况评价技术规范》（HJ/T192 - 2015），采用生态环境状况指数（EI）计算评价区域生态环境的整体状态，指标体系包括生物丰度指数、植被覆盖指数、水网密度指数、土地胁迫指数、污染负荷指数五个分指数和一个环境限制指数。

山西省2015年生态状况指数（EI）计算结果为41.28，生态环境状况级别为一般，植被覆盖度中等，生物多样性一般水平，较适合人类生活，但有不适人类生活的制约性因子出现，局部地区生态环境敏感脆弱。

4.3.4生态环境压力分析

本次规划实施对生态环境的影响主要是能源基地的规划建设。能源基地建设会对地表扰动产生水土流失、植被破坏等，从而造成生态环境破坏。能源基地建设规划的实施应避免让山西省境内生态敏感、生态环境脆弱以及重要生态功能区。

4.4水资源

4.4.1水资源总量与可利用量

根据山西省第二次水资源评价成果，山西全省多年平均（1956-2000年）水资源总量123.8亿m³，其中河川径流量86.77亿m³，地下水资源量84.04亿m³，重复计算量47.01亿m³；水资源可利用量83.77亿m³，其中，河川径流可利用量51.87亿m³，地下水可开采量50.03亿m³，重复利用量18.13亿m³。

4.4.2水资源利用现状

根据山西省水资源公报，2015年全省水资源总量用水总量73.5882亿m³。其中：地表水利用量37.0559亿m³，占总用水量的50.3%；地下水开采量33.2470亿m³。

，占总用水量的45.2%，其他水源为3.2583亿m³，占总用水量的4.5%。地表水水源利用量中，蓄水、引水、提水及跨流域调水工程所供水量分别占地表水源利用量的28.5%、24.7%、44.8%和2.0%。从现状供水分析，山西省现状供水主要以常规水源为主，且地表水供水量最大。

按用途划分，农田灌溉用水量42.8407亿m³，占总用水量的58.2%；工业用水量13.7454亿m³，占总用水量的18.7%，居民生活用水量10.0452亿m³，占总用水量的13.6%，林牧渔畜用水量2.3390亿m³，占总用水量的3.2%，生态环境用水量2.3489亿m³，占总用水量的3.2%，城镇公共用水量2.2690亿m³，占总用水量的3.1%。

从各市用水情况来看，2015年山西省水资源总量为93.9543亿m³，用水总量为73.5882亿m³。

实际用水总量小于当年水资源总量，山西省水资源满足本省用水需求。但是由于各地市经济状况及自然环境等因素影响，水资源供需差异较大。其中，太原市和运城市用水总量大于当年水资源总量，当地水资源无法满足其用水量需求，而忻州市、吕梁市、长治市和晋城市水资源总量远大于其用水量，水资源较为丰富，其余各地市水资源基本满足用水需求。

4.4.3用水总量控制目标

根据国务院办公厅文件国办发〔2013〕2号《国务院办公厅关于印发实行最严格水资源管理制度考核办法的通知》和山西省人民政府办公厅晋政办发〔2014〕29号《山西省人民政府办公厅关于印发山西省实行最严格水资源管理制度工作方案和考核办法的通知》，山西省2020年用水总量控制（考核）目标为93.0亿m³。

4.4.4用水压力分析

规划实施一定程度会增加水资源需求，使得山西省水资源短缺情况加剧，应该避免在水资源短缺地市建设用水需求量较大工业，根据各地水资源供需情况合理进行规划布局。

规划实施应优先采用污水处理厂中水、矿井疏干水和再生水，不足部分或不具备利用条件的采用引黄工程、地表水工程等水源，取用地表水不得挤占生态用水、生活用水和农业用水，禁止取用地下水。缺水地区优先选用空冷、闭式循环等节水技术，严格落实《水污染防治行动计划实施区域差别化环境准入的指导意见》（环环评〔2016〕190号）相关要求。综上所述，在保障2020年的农业、生活、生态用水增长需求，并不突破用水总量控制目标的情况下，用水指标基本可满足用水需求。

规划实施需贯彻执行最严格水资源管理制度，“量水而行”确定项目布局与规模。强调根据区域水资源条件，合理确定建设布局和建设规模，实现经济社会发展与水资源可持续利用与保护的共赢。落实取用水总量控制、用水效率控制和水功能区纳污总量管理政策要求，不得突破区域水资源管理三条红线控制指标，通过提高水资源利用效率、水权转换等措施内部挖潜，解决项目建设所需水源。

4.5矿产资源

山西省矿产资源极为丰富，已发现的地下矿种达120多种，其中，探明储量的有70种。资源储量居中国第一位的矿产有煤层气、铝土矿、耐火粘土、镁矿、冶金用白云岩等5种。保有资源储量居全国前10位的主要矿产为煤、煤层气、铝土矿、铁矿、金红石等32种。其中，煤炭保有资源储量2709.01亿吨，占全国保有资源储量的17.3%，居全国第三；煤层气剩余经济可采储量为2304.09亿立方米，居全国第一。

4.5.1煤炭资源

山西省是煤炭资源大省，资源储量大、分布广、品种全、质量优、易开采。全省含煤面积6.2万平方公里，占国土面积的40.4%；全省2000米以浅煤炭预测资源储量6552亿吨，占全国煤炭资源总量的11.8%；累计查明保有资源量2674亿吨，约占全国的1/4，其中，生产在建煤矿保有可采储量1302亿吨。

4.5.2煤层气资源

山西省沁水煤田和河东煤田储量最为丰富，目前探明储量分别为3851.8和943.4亿立方米，占全省总量的95.7%。

全省2000米以浅煤层气资源总量约83098亿立方米，约占全国煤层气资源量的四分之一。截至2015年底，全省累计探明煤层气地质储量5600亿立方米，占全国的88%。截至2015年底，全省输气管道总长8000余公里，覆盖全省11个设区市100余个县（区），初步形成“三纵十一横、一核一圈多环”的输气管网格局。2015年，全省煤层气（煤矿瓦斯）抽采量101.3亿立方米，其中，地面41亿立方米，井下60.3亿立方米，分别占全国的94%和44.4%；煤层气（煤矿瓦斯）利用量57.3亿立方米，其中，地面35亿立方米，井下22.3亿立方米，分别占全国的92%和46.8%。

4.6土地资源

根据《山西省土地利用总体规划（2016-2020）调整方案》，与2015年土地利用现状相比，2020年山西省规划农用地面积增加1155199.36公顷，其中耕地面积减少220788公顷，园地、林地、牧草地和其他农用地面积均增加，分别增加43413.04公顷、945056.95公顷、372667.49公顷和14849.88公顷；建设用地面积增加72001.15公顷；未利用地减少1227200.51公顷。

本次规划的能源基地建设对土地资源的影响主要表现在对耕地的占压、破坏或影响，造成耕地面积减少、土地生产力下降。在规划建设阶段，土地资源在一定程度上会制约能源基地建设规模和速度。

4.7新能源资源

山西省风能、太阳能、生物质、地热资源较为丰富，黄河北干流水电资源尚待开发。70米高度风能资源 200瓦/平方米的技术开发量为2814万千瓦，尤其北部地区属风能开发较丰富~丰富区；年平均太阳能辐射量为1624千瓦时/平方米，太阳能开发资源较丰富，在华北地区仅次于内蒙古；秸秆资源化利用年可获得量为500万吨左右，垃圾资源量达8500吨/日，生物质资源比较丰富；地热可开采资源总量为 1.41×10^{17} 千焦，折合标准煤 3.9×10^9 吨，位居全国第15位。

4.8资源与环境主要制约因素分析

4.8.1大气环境质量差、超标严重是山西省能源发展的主要环境制约因素。

从全国来看，2016年山西省SO₂排放量位于全国的第3位，NO_x排放量位于全国的第6位，烟粉尘排放量位于全国第3位；以单位GDP的排放量排序，山西省单位GDP大气污染物排放强度也高于周边省份。从山西来看，2017年全省环境空气

气NO₂

、P

M10、P

M2.5年均浓度

超过《环境空气质量标准》

（GB3095-2012）二级标准。其中，晋中、临汾、吕梁3市

SO₂

年均浓度超标，太原、阳泉、长治、晋城、晋中、忻州和吕梁7市NO₂超标，11个市PM10、PM2.5年均浓度均超标。

而煤电、煤化工（焦化、合成氨等）、生物质发电、煤层气发电等能源相关行业是山西省工业废气污染物排放的主要来源。根据山西省环境统计数据，2015年全省煤电、煤化工等能源相关行业二氧化硫、氮氧化物、烟尘排放量占全省工业排放量比例分别是38%、37%和25%。总体来说，能源相关行业大气污染物排放总量较大，全省整体环境空气质量差，超标现象突出，是山西省能源发展的主要环境制约因素。

4.8.2水质不达标区域已无水环境容量，对当地能源项目存在一定制约。

根据环境监测数据，2015-2017年山西省地表水水质总体呈好转趋势，但全省2017年仍有42个断面未完成2020年水质目标要求。总的来说，全省水环境质量情况仍然不容乐观，尤其是对于水质不达标及水生态保护形势严峻的区域，水环境容量已无空间，对局部地区能源发展会存在一定的制约。

4.8.3水资源相对贫乏是山西省能源发展的主要资源制约因素。

根据山西省第二次水资源评价成果，山西省人均水资源全国倒数第二，仅多于宁夏，约是全国人均水资源量的五分

之一。山西省水资源的时空分布也极不均匀。从时间维度看，降雨多集中在7、8、9三个月，且年际差异较大，如从历史观测资料看，1964年丰水年水量184亿 m^3 ，1972年枯水年水量仅为64.3亿 m^3 ，而且往往出现连续丰水年和连续枯水年；从空间维度看，东部山区和东南部水资源相对丰富，西北部水资源贫乏。水资源时空分布不均加大了开发利用的难度。

根据水资源公报，2015年山西省水资源利用率已达到78.3%，高于高开发利用区的限值49.3%。地下水在部分地区已存在超采现象，据

统计，在大同、忻州、太原、临汾、

运城五大盆地，地下水年超采量高达6.6亿 m^3 ，地下水开发利用程度达到116.2%。

4.8.4以煤为基的能源发展造成严重生态环境破坏是山西省能源发展的主要生态制约因素。

煤炭开采导致生态环境经济损失严重。据统计，建国至2015年底，山西省累计生产原煤166亿吨，外调量超过110亿吨。2015年，煤炭产量约占全国煤炭产量的26%。煤矿开采为生态环境本来就脆弱的山西留下了大面积的煤矿采空塌陷区，大面积沉降塌陷导致土壤龟裂，山体滑坡，沟渠支裂，水源枯竭，路桥凹陷，数千村庄房屋受损，耕地毁坏以及饮水困难。

煤矸石大量堆存，占用土地资源，影响区域生态环境。山西省是一个山地丘陵多、平原少的省份，土地资源十分紧缺，煤矸石占地加剧了人地矛盾；煤矸石山的堆放直接改变了原有的土地结构和功能，毁坏了原有的植物生态系统；煤矸石堆放时产生的粉尘、自燃时产生的有毒气体和有害的重金属对植物的生存也有较大影响，使植物生长缓慢、叶色变黄、生物量降低、草地植被种类减少、病虫害增多等，对矿区的生态系统和植被景观造成破坏。

4.8.5生态敏感区对能源产业发展布局存在一定的制约。

由于山西省自然保护区、风景名胜区、森林公园、湿地、生态脆弱区等生态敏感区密集。按照国家和地方相关法律法规要求，基地建设规划的实施应按照相关要求避让这些生态敏感区，对具体能源建设项目布局存在一定制约。

4.8.6局部地区土地资源在一定程度上制约能源项目的开发建设。

山西省可利用土地资源相对丰富，人均耕地量高于全国均值。但耕地质量一般，旱地比重大，坡地多，低产田多，抗灾性弱，总体质量不高。山西境内植被覆盖率低，土壤固水能力差，尤其是交口至石楼，河津西至管头段的水土流失、土壤侵蚀十分严重。而能源发展规划建设对基本农田的影响主要表现在对耕地的占压、破坏或影响，造成耕地面积减少、土地生产力下降。局部地区土地资源在一定程度上会制约能源项目的开发建设。

总体来说，山西省产业经济结构偏重，资源环境压力较大。山西省以煤为基的资源型产业在一定时期内在全省经济结构中占据主导地位。火电、煤化工等能源相关产业均属于高耗水、高排污行业，尽管可以利用后发优势采用先进工艺，其规模的增加会给环境保护工作带来新的压力。火电、煤化工、炼焦等煤基产业的布局与煤炭资源的分布紧密相关，煤基产业项目大都围绕煤炭矿区建设，煤电基地、煤化工基地以及炼焦基地的布局也存在明显的相互重叠现象，布局的集中带来能源、资源消耗及污染物排放的集中，对区域生态环境压力较大。

5环境影响识别与评价指标体系构建

5.1规划实施环境影响识别

本次评价利用矩阵法识别山西省“十三五”综合能源发展规划的实施对资源、环境、社会等方面产生的影响，并判别其影响程度。根据规划布局、规模、结构，将发展规划内容整理归类为：功能定位、发展规模、布局结构及土地利用、产业发展、生态系统保护与空间管制等方面，将发展规划内容作为环境影响识别矩阵中的行，将受影响的环境要素作为矩阵中的列。环境影响分类见表5-1，环境影响识别见表5-2。

表 5-1 规划环境影响分类一览表

影响类别	具体内容
直接影响	规划实施直接排放的污染物
间接影响	一些固体废物、废渣等堆积产生的渗滤液对地下水、地表水和土壤的影响
有利影响	绿化产生的影响如降低噪音、改善大气质量、改善景观环琐等
不利影响	燃煤发电、生物质发电运行期间对环境产生的影响均为不利影响

根据各环境要素影响识别过程可以看出，较易受到能源活动影响的环境要素为环境空气、地表水环境、土壤及生态环境。本次规划的环境影响分析主要围绕这三个环境要素展开。

表 5-2 规划实施环境影响识别一览表

影响类别	资源环境要素	影响源	规划实施后影响因素
资源环境影响	水资源	燃煤发电、生物质发电	生产用水，包指冷却塔蒸发损失、循环冷却系统、其他工业辅机补充、化水处理等
		光伏发电	太阳板的清洗
		水电开发	减水、脱水河段地下水补给减小、影响生态用水
		新能源和可再生能源基地	工作人员生活用水
污染类环境影响	大气环境	燃煤发电、煤层气发电、生物质发电、煤炭开采	锅炉烟气、二氧化硫、氮氧化物、烟尘和恶臭气体排放对大气环境可能产生影响
	水环境	燃煤发电、煤层气发电、生物质发电、煤炭开采	生物质发电过程生产工艺废水排放对地表水可能产生影响；含油废水及采矿废水和洗煤废水亦可能对地下水环境产生影响
		水电开发	库区水流减缓、水位升高，易形成富营养化影响水质；高库大坝泄流易产生低温水和气体过饱和影响水生生物
	固体废物	燃煤发电、生物质发电、煤炭开采	煤矸石、锅炉灰渣、灰渣、石膏、钻井泥浆、废渣、污泥等
生态环境影响	生物多样性	光伏发电	光电开发建设占用土地面积较大，可能影响物种多样性，影响动物生存空间
		水电开发	大坝阻隔、水文情势变化影响重要水生生物“三场”及洄游通道，影响重要水生生物多样性
		风电开发	风机可能对鸟类的觅食、休憩和迁飞等活动行为产生一定的不利影响

5.2 评价指标体系

综合规划内容和规划范围内资源环境现状及要求，确定本次评价的指标体系，具体见表5-3。

表 5-3 规划环境影响评价指标

项目分类	评价指标		评价目标值	来源
环境保护	大气环境	单位地区生产总值二氧化碳排放强度	比 2005 年下降 40%-45%	本次规划指标
		能源领域二氧化硫、氮氧化物、烟尘、工业粉尘排放总量	控制在国家下达约束指标以内	本次规划指标
		二氧化硫、氮氧化物排放总量	分别比 2015 年下降 15%以上	《山西省打赢蓝天保卫战三年行动计划》
	水环境	化学需氧量排放总量	比 2015 年下降 17.6%	《山西省节能减排实施方案》
		氨氮排放总量	比 2015 年下降 18%	《山西省节能减排实施方案》
		劣Ⅴ类水体比例	15%以内	本次规划指标
	生态环境	矿山生态修复治理	取得重大进展	本次规划指标
		矿井水综合利用率	达到 90%	本次规划指标
		大宗工业固废综合利用率	70%	本次规划指标
	能源结构	能源消费总量（亿吨标煤）	2.24	本次规划指标
煤炭消费总量占能源比重		80%	本次规划指标	
非化石能源占一次能源消费比重		5%以上	本次规划指标	
能源效率	单位 GDP 能耗下降比例（%）	到 2020 年，单位地区生产总值能耗比 2015 年下降 16%，力争达到 18%	本次规划指标	
	原煤入洗率（%）	80%以上	本次规划指标	

6 环境影响预测与评价

6.1 规划环境影响预测情景设定

本次规划环境影响预测评价的情景设定除基于《山西省十三五综合能源发展规划》外，主要依据《山西省“十三五”新能源产业发展规划》、《山西省打赢蓝天保卫战三年行动计划》等相关专项规划及政策。

6.2 大气环境影响预测分析

重点关注燃煤发电、煤化工（焦化及新型煤化工）、生物质发电、煤层气发电大气污染物排放以及“煤改电”和“煤改气”等减排措施对大气环境的影响。

6.2.1 煤电行业大气污染物排放量预测

根据山西省人民政府《关于印发山西省打赢蓝天保卫战三年行动计划的通知》（晋政发〔2018〕30号）要求，未完成超低排放改造的煤电（含低热值煤）机组2018年停止运行。即规划期末所有燃煤电厂均可实现超低排放，其标准值为常规燃煤发电机组氮氧化物 $50\text{mg}/\text{Nm}^3$ 、二氧化硫 $35\text{mg}/\text{Nm}^3$ 、烟尘 $5\text{mg}/\text{Nm}^3$ ，低热值煤发电机组氮氧化物 $50\text{mg}/\text{Nm}^3$ 、二氧化硫 $35\text{mg}/\text{Nm}^3$ 、烟尘 $10\text{mg}/\text{Nm}^3$ 。

到2020年，全省煤电装机容量力争达7200万千瓦时。按规划期末达到超低排放估算大气污染物排放量， SO_2 、 NO_x 、烟尘排放量分别为4.41万t/a、6.29万t/a、0.88万t/a。

6.2.2 煤化工行业大气污染物排放量预测

（一）焦化

根据《山西省焦化产业布局意见》，到2020年，全省布局12个重点焦化园区（包括集聚区），全省焦炭产能0.9亿吨。按规划期末达到特别排放限值估算大气污染物排放量， SO_2 、 NO_x 、烟尘排放量分别为8.44万t/a、6.33万t/a、6.90万t/a。

（二）潞安高硫煤清洁利用油化电热一体化等国家示范项目

该项目 SO_2 、 NO_x 、烟尘排放量分别为1.85万t/a、1.35万t/a、1.23万t/a。

6.2.3 煤层气及生物质发电行业大气污染排放预测

（一）煤层气发电

到“十三五”末，全省力争建成700万千瓦级煤层气发电基地。估算 SO_2 、 NO_x 、烟尘排放量分别为0.51万t/a、6.66万t/a、0.46万t/a。

（二）生物质发电

到2020年，全省生物质发电装机规模（含垃圾发电）力争达到50万千瓦。估算生物质发电项目 SO_2 、 NO_x 、烟尘排放量分别为0.19万t/a、0.47万t/a、0.22万t/a。

6.2.4 “煤改电”和“煤改气”减排情况预测

根据《山西省“十三五”新能源产业发展规划》，我省具有全国三分之一煤层气资源，坚持高效安全利用原则，推进煤层气发电和民用，气化人口1200万。人均耗煤按照1t/a计算，预计可削减 SO_2 、 NO_x 、烟尘分别为0.79万t/a、0.39万t/a、0.67万t/a。

6.2.5 小结

通过上述预测分析，2020年能源相关行业大气污染物 SO_2 、 NO_x 、烟尘排放量分别为14.61万t/a、20.71万t/a、9.02万t/a，通过“煤改电”和“煤改气”等减排措施预计可削减 SO_2 、 NO_x 、烟尘分别为0.79万t/a、0.39万t/a、0.67万t/a。

- a、0.67万t/a，预计2020年能源相关行业大气污染物SO₂、NO_x、烟尘排放量比2015年分别减少66%、40%和75%。大气环境质量相应改善。

6.3水环境影响预测分析

重点关注煤炭采选行业、煤电行业、煤化工行业水污染物排放情况，其他能源行业废水排放量较小或能够达到废水全部回用，本节就不再对其污染物排放量预测分析。

6.3.1煤炭采选行业水环境污染物排放量预测

根据《山西省水污染防治2018年行动计划》（晋政办发〔2018〕55号），要求煤矿外排矿井水化学需氧量、氨氮、总磷三项主要污染物达到地表水环境质量Ⅲ类标准。其他区域外排废水达行业特别排放限值。COD、氨氮地表水环境质量Ⅲ类标准限值分别为20mg/L、1mg/L。

2020年，煤炭产量基本稳定在9亿吨左右，矿井水综合利用率达到90%。根据文献，我国开采1t煤炭约产生2t矿井水，经预测规划期末达到地表水Ⅲ类标准后，废水、COD、氨氮排放量分别为1.8亿吨、6566.53吨、82.34吨。

6.3.2煤电行业水环境污染物排放量预测

煤电行业产生的废水主要有含油废水、化学废水、生活污水、煤水、脱硫废水、灰水等，废水污染物主要为COD、BOD、氨氮、SS和石油类，处理工艺已成熟，一般可达到较好处理效果。电厂产生的生产废水一般可以全部回用于循环冷却水补水、干灰调湿、煤场及灰场降尘等，实现全部综合利用；产生的生活污水经收集后进入厂区生活污水处理站，经生化处理设施处理后，夏季用于绿化，冬季用于洒水抑尘（灰场、道路），全部综合利用。事故情况下废水收集于酸洗废水池，不外排。

6.3.3煤化工行业水环境污染物排放量预测

根据《山西省焦化产业布局意见》，规划期末焦化规模达到9000万吨，COD、氨氮排放执行《炼焦化学工业污染物排放标准》（GB16171-2012）特别排放限值要求，分别为40mg/L、5mg/L。规划期末废水、COD、氨氮排放量分别为4320万吨、3990.57吨、614.12吨。

6.3.4小结

通过分析，预计在落实相关环保措施、执行最严格的污染物排放标准后，能源行业在水环境污染物排放上基本上不会对水环境产生较大影响。各能源行业产生的废水经处理后尽可能的回用，无法回用的部分处理达到相应排放标准后排放，不会对地表水环境造成很大影响。煤炭采选和煤层气开发过程中不可避免的对区域地下水水质、水资源量造成影响，采取相应措施将不利影响降到最低；其余行业在所有场地地面硬化、做好防渗的基础上不会对地下水造成很大的影响。

6.4固体废弃物影响预测分析

6.4.1固体废弃物环境影响分析

规划项目在运营过程中产生的固体废弃物主要为煤炭开采煤矸石、电厂投运粉煤灰、灰渣、脱硫石膏、煤化工行业灰渣、炉渣，以及生活垃圾等。

（一）煤矸石环境影响分析

- 1、侵占大量土地，污染土壤。煤炭、电力工业要大力发展，排放的煤矸石和煤灰渣会越来越多。
- 2、污染空气。煤矸石在自然过程中释放二氧化碳、SO₂和NO_x，在粉煤炭及尾矿堆放场，造成空气污染。
- 3、污染水体。煤炭固体废弃物随大气降水和地表径流进入河、湖等水体，或落入地表水体使地表水体受到污染；或直接排入江、河、海、湖，造成更大的地表水体污染；或淋溶水渗入土壤，进入地下水水体，污染水体和地下水环境。

（二）粉煤灰和灰渣

1、大气污染

扬起的粉煤灰沉降范围可达10-15万平方公里，对灰场以外较远的范围都能构成威胁。

2、水体污染

煤灰贮灰场浸出液中有害物质渗入水中，对灰场附近的浅层地下水和地表水造成污染。粉煤灰也会随风扩散，扩散到河流、湖泊中，污染水体。

3、土壤污染

粉煤灰的堆放占用大量土地，且遇水容易使粉煤灰中的元素渗透到土壤。由于粉煤灰高盐高碱，下渗、扩散到土地导致周边土地盐碱化，不再适于农作物的种植，严重影响农业生产和生态环境。

4、对人体健康的危害

火电厂灰场中的有害物质会通过呼吸、饮水等途径直接进入人体，或通过食物链间接进入人体，累积到一定的水平时，会严重危害人体健康。

（三）生活垃圾影响分析

生活垃圾在临时堆存过程中会产生恶臭，会对大气环境造成一定的影响。

（四）危险废弃物环境影响分析

产生的危险废物主要为电厂SCR工艺产生的废弃催化剂、煤制油煤制气等煤化工生产过程中产生的废旧催化剂、污水处理设施污泥等危险废物，具有一定传染性、毒性和腐蚀性，一旦处理不当，将对生态环境造成持久的危害，危及人体健康。

在严格落实相关措施的前提下，危废产生的环境影响可以控制在可以接受的范围之内。

6.4.2 固体废物综合利用途径分析

（一）一般工业固体废物

1、煤矸石

煤矸石发电：煤矸石的主要特点是灰分高，发热量低，是一种低热值燃料，可以充分利用其热值进行发电和采暖供热，化害为利，提高资源利用率，缓解能源紧张局面，具有相当的经济效益与社会效益。煤矸石燃烧后生成的灰渣，化学活性提高，亦可作为建材、化工及农业原料加以利用。

煤矸石制砖和水泥：利用与黏土成分相近的煤矸石烧制砖，可以做到烧砖不用或少用土，不用或少用煤，能够大量节约土地，减少对环境破坏。煤矸石可以全部或部分代替黏土，作为生产普通水泥熟料的黏土原料或作为铝质校正原料，为生产水泥提供所需的硅、铝成分，同时煤矸石能释放一定热量，代替部分优质燃料。

煤矸石生产复合肥料：煤矸石中N、P、K元素含量不高，但有机质和微量营养元素B、Zn、Co、Mo、Mn等含量丰富，且有较大的吸收容量，不但使农作物增产，而且还能使农作物的品质有所改善。煤矸石复合微生物肥料具有克服施用化肥导致的环境污染、肥效不长、农作物品质下降等功效，具有无毒、无害、无污染、广谱、优质、高效等优点。

煤矸石工业填料：在橡胶、塑料建筑用防水涂料等有机物高分子化合物工业制品中，为了降低生产成本，改变产品性能，往往添加一些填料，如轻钙、碳黑等。但物美价廉者不多，利用煤矸石生产的SAC硅铝新型填料弥补了这一不足，具有资源丰富、成本低廉、补强效果好等优点。

煤矸石除了上述用途外，还有很多用途，如作沟谷、采煤塌陷区等低洼区的填筑材料；采用洗选的方法回收其中的精矿，可用作化工产品的原料、人行道地砖、下水管道等建筑材料、硅酸铝耐火纤维系列产品的原料等。

2、粉煤灰

生产水泥：生产水泥是目前粉煤灰的主要用途之一。2016年5月18日，国务院发布了《国务院办公厅关于促进建材工业稳定增长调结构增效益的指导意见》（国办发〔2016〕34号），意见提出“2020年前，严禁备案和新建扩大产能的水泥熟料、平板玻璃项目，2017年底前，暂停实际控制人不同的企业间的水泥熟料、平板玻璃产能置换。利用水泥窑协同处置城市生活垃圾或危险废物、电石渣等固废伴生水泥项目，必须依托现有新型干法水泥熟料生产线进行不扩产能的改造。

生产其他建材产品：山西省人民政府印发了《山西省“十三五”循环经济发展规划》和《山西省“十三五”新型材料产业发展规划》，规划要求科学合理地促进粉煤灰利用产业化。加快发展粉煤灰多用途、高附加值利用，在粉煤灰烧制陶粒、制微晶玻璃、制陶瓷纤维、提取硅、铝和稀有金属、合成沸石分子筛、制备复合材料、生产陶瓷工业品等方面，加大技术示范和推广力度，拓宽粉煤灰综合利用的应用领域。扩展粉煤灰资源化利用的新型产业化途径。进一步优化粉煤灰用于生产建材的技术路径，推广粉煤灰分选和粉磨等精细加工技术，粉煤灰筑高速公路路堤技术、大掺量粉煤灰混凝土技术和少熟料粉煤灰胶凝材料技术、粉煤灰超细化及改性升级技术，促进粉煤灰大量化利用。推广适宜发展的硅钙板、保温材料、复合材料、粉煤灰纤维等中、高端化建材产品；探索深度开发地质聚合物以及其它胶凝材料等。

粉煤灰提取氧化铝和白炭黑：根据山西省全省18个矿区煤矸石和电厂粉煤灰的成分组成，仅平朔矿区和朔南矿区矸石电厂的灰渣符合提取 Al_2O_3

、制备白炭黑的品质要求，

柳林地区的煤矸石和灰渣部分符合要求（要求粉煤灰原

料中 Al_2O_3 含量 35%， SiO_2 含量 45%）。符合要求的煤矸石和粉煤灰可用来提取氧化铝和白炭黑。

灰渣做路基材料：《山西省“十三五”综合交通运输体系规划》中提出：到2020年，公路通车里程在2015年的基础上增加0.9万公里，其中，高速公路续建2230公里。路基材料中粉煤灰的掺量一般为10%~30%。规划环评建议，在项目附近粉煤灰运输经济半径之内的路段规划建设时，应首先选用粉煤灰作为路基材料。

地表沟谷、矿坑回填：由于粉煤灰自身重量轻的特点，它产生的自身侧向压力比一般填筑材料粘土回填土低得多，在工程上用其来填筑可以最大程度地提高稳定性，减少沉降，抗震性能好，且不需太高的技术条件，施工简便，吃灰量大，可以作为基础填筑，水泥填筑，砂浆填筑和混凝土填筑的填料。在大型建筑中的基础填料工程、矿井、地下工程的灌浆作业中都有成功的应用。另外，在将粉煤灰利用作大桥桥台的回填土和档土墙的回填土方面也都有成功的范例。粉煤灰作为回填材料，既可以节约水泥、降低成本，又能改善和提高施工质量，已成为国际上大吨位利用粉煤灰的主要途径。

目前，矿井充填主要有两种技术方法，一种是应用较广的粉煤灰基胶结充填法，另一种是矸石粉煤灰固体充填法。

（三）危险废物

目前，电力、煤化工行业催化剂的主要利用途径为返回原生产厂家回收再生，各催化剂生产厂家均配套了废弃催化剂再生设备。再生工艺主要分为三个阶段，首先，去除影响催化剂活性、沉积于孔道内的物理阻塞；其次，中和并清除第一阶段使用的化学物质，去除第一阶段处理后的任何残留物、可溶性催化剂毒物和毛孔堵塞物质；最后，活性物质再植入，主要通过严格的热处理，以使活性物质均匀分布于载体并牢固粘附，使催化剂性能完全恢复。经过上述工艺再生后的催化剂可重新应用。

6.5生态环境影响预测分析

根据影响因素识别结果，影响生态环境的能源开发项目主要为煤炭开采、风电、光电和水电开发项目，项目建设开发对生态环境的影响主要表现在侵占土地及对地表植被和土壤侵蚀的影响等方面，以及新增煤炭项目中对煤炭的需求引发的矿区建设和开采等开发活动对生态环境的影响。

6.5.1煤炭开采对生态环境的影响

煤炭矿区开发的生态影响主要为两个方面，一方面是工程占地，另一方面是采煤区沉陷。其他生态影响主要是由这两个影响诱发产生的。

煤矿建设期，将征用农田、林地等自然植被用地，使得工矿用地大幅度增加，这会直接导致自然系统生物量降低，影响自然系统的稳定状况，使区域生态系统完整性受损。煤矿运行后，这些影响持续时间较短，在采取必要的生态保护和水土保持措施后，影响会比较有限。

煤矿生产过程中将出现地表沉陷，这不仅会改变当地的土地利用格局，导致沉陷区上方村庄被迫搬迁，还影响农业生产，这些影响是长期的，伴随着矿井整个生产期间，甚至在矿井服务期满后仍然存在。

6.5.2 风电、光电项目建设对生态环境的影响

规划的风电、光电项目对生态环境的不利影响主要体现在对土地利用的影响和对陆生生态以及景观的影响。

（一）对土地利用的影响

规划风电、光电项目的开发建设过程需回填大量土石方。土石方开采将占用耕地、林地。永久性占地将改变现有的土地利用状况，其影响是不可逆的。项目建成后，土地利用类型将大部分变为建设用地，原有可渗透的耕地、林地、未利用地等用地类型将变为不可渗透的人工地面，一定程度上增加了降雨的地表径流量，减少了地下水补给量。项目建设对土地利用格局会造成影响，应该严格按照相关规定，以“占补平衡”原则进行异地补偿和经济赔偿。

（二）对土壤侵蚀的影响

土壤侵蚀主要表现在排矸场、灰厂和采空沉陷区。排矸场、灰厂由于矸石和粉煤灰的不断堆置，形成扰动后地貌，土壤侵蚀形式主要是水蚀。煤炭生产过程中，采空后地表移动变形，形成沉陷区或滑坡、裂缝，影响地面建筑物设施，加剧水土流失，煤炭采掘生产过程中会一定程度影响地下水，使植被因缺水而退化，加剧水土流失。

（三）对生态景观格局的影响

风电、光电项目的建设将在一定程度上影响当地原有的景观格局，改变项目区的景观结构，使局部地区自然或半自然的农、林业生态景观向着人工化、工业化、多样化的方向发展，使原来的自然景观类型转变为容纳工业厂房、铁路、道路、供电电话线路以及工业管道等人工景观，而且会对原来的景观进行分隔，造成空间上的非连续性和一些认为的劣质景观，造成与周围自然环境的不相协调。采煤沉陷区的形成，将使井田范围内部分地表的完整性与连续性发生变化，进而对地表植被造成影响和破坏，使评价区内的景观属性发生变化。

6.5.3 水电开发对生态环境的影响

水电项目的开发建设有可能改变河流的生物多样性，改变生物栖息地，导致生物多样性水平下降。生态系统多样性的变化，引起优势种群交替、原有物种消失与新物种侵入、营养物质在初级生产力水平上过度积累或贫乏等，都会影响原有生态下的平衡。

水电站的开发，对库周地区的生态也会产生一定的影响，及对生物地理群落的影响。

（一）对土地利用格局的影响

水电项目建设对评价区域土地利用现状格局有一定的影响，主要是一部分河滩地、荒滩地、草地和林地等转为工业用地。原有未利用土地面积的减少在一定时期内会影响局地的生态质量，要求各规划水电项目严格落实生态保护和水土保持措施加强厂区绿化的建设，可使损失的生态环境得到一定程度的补偿。

（二）对土壤的影响

沼泽化：随着水库蓄水，在排水不畅的区域，地下水往往雍出地面，在局部洼地产生薄层积水或间隙性积水，形成有利于沼生或湿生植物生长的洼地。

盐碱化：干旱或半干旱地区的水库，随水库蓄水，周边地下水位上升，可溶性盐类在强烈的地表蒸发作用下，使盐

分向土壤层集聚，土壤中若含有大量的 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 等阳离子和 Cl^- 、 SO_4^{2-} 、 CO_3^{2-} 等阴离子组成的盐时，形成盐土；含有过量的碳酸钠或重碳酸钠时，形成碱土（碱土为盐土发生碱化作用的结果），且经常共存。

（三）生物多样性影响分析

河谷两岸谷坡陡峻，下水主要由大气降水和河道补给，在保证基础下泄生态流量的基础上，河道减水不会导致两岸坡面地下水位下降而影响植被，减水河段的气候仍受大气控制，植被基本不受气候变化影响。

（四）对景观的影响

水电开发的实施使土壤环境发生改变，造成被占用土地生产和使用功能的部分丧失，改变了土地的利用格局，增加了人类对土壤自然状况的干预程度。

7 规划方案综合论证和优化调整建议

7.1 规划综合论证

7.1.1 规划目标与定位的合理性论证

本次规划从国家能源发展战略、布局和出台的各级政策叠加角度出发，以能源供给结构转型为重点，以构建现代能源体系为目标，提出了从“煤老大”到“全国能源革命排头兵”的发展定位。结合山西自身的发展特点从能源生产、能源消费、节能降耗、碳减排、环境保护、安全生产改革开放、科技创新等方面确定了自身的发展目标，与国家和山西省“十三五”期间国民经济和社会发展规划纲要、各项产业规划、环境保护规划以及其他政策要求相符合，总体定位和目标是合理的。

7.1.2 规划的环境合理性分析

本次规划实施的水能、风能、太阳能和生物质能等建设项目全部为清洁能源和可再生能源，除煤炭开采、煤电、煤化工等项目外，其他规划项目运营过程产生大气和水环境污染物较少。通过分析，规划实施以后，预计2020年能源相关行业大气污染物 SO_2 、 NO_x 、烟尘排放量，以及水污染物COD、氨氮排放量相比2015年均有所减少，能够实现“增产减污”。因此，规划实施将有助于我省将逐步实现能源结构转变，污染物排放总量的削减，可有效减轻我省大气、水环境压力，实现环境质量改善的目标。

7.1.3 规划产业结构合理性分析

规划要求，煤炭在一次能源消费比例下降到80%，比2015年下降7个百分点，下降幅度领先全国，非化石能源占比达到5%以上。规划实施将有效改善我省煤炭产业一支独大的局面，促进能源产业向绿色低碳转变、向中高端转变、向创新驱动转变，有助于我省实现能源供给结构转型，推进资源型经济转型改革和发展，实现从“煤老大”到“全国能源革命排头兵”的历史性跨越。规划确定的产业结构是合理的。

7.2 优化调整建议

暂缓煤层气热电联产项目建设。《国务院关于印发打赢蓝天保卫战三年行动计划的通知》明确要求：“重点区域严禁新增钢铁、焦化、电解铝、铸造、水泥和平板玻璃等产能；有序发展天然气调峰电站等可中断用户，原则上不再新建天然气热电联产和天然气化工项目。”因此，建议暂缓规划中太原市、西部如吕梁市离石区、东南部如阳泉市和晋城市的地面开采煤层气热电联产项目建设。

8 “三线一单”

《全国生态保护“十三五”规划纲要》要求“以生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和环境准入负面清单为手段，强化空间、总量、准入环境管理。发挥战略环评和规划环评事前预防作用，减少开发建设活动对生态空间的挤占，合理避让生态环境敏感和脆弱区域”。充分发挥规划环评优化空间开发布局、推进区域环境质量改善以及推动产业转型升级的作用，加强空间管制、总量管控和环境准入，严守生态保护红线、环境质量底线和资源利用上线。

8.1生态保护红线分析

山西省生态保护红线划定方案尚未公布，规划环评根据国家法律法规政策有关规定要求，将区域的自然保护区、森林公园、集中式饮用水源地、风景名胜區、世界文化自然遗产、地质公园、国家湿地公园、国家级水产种质资源保护区、国家级重点文物等作为生态保护红线范围。

本次规划涉及全省区域范围综合能源开发等相关项目，属大区域范围上的点状开发，环评要求规划实施中新建项目选址与区域生态保护红线范围不得重叠，规划实施不得对涉及区域范围的生产、生活空间布局产生不利影响。规划实施需确保规划选址不在敏感环境保护目标等生态保护红线范围进行开发建设，并在具体建设项目环境影响评价和建设阶段，严控对敏感环境保护目标的不利影响，严守生态保护红线。

8.2资源利用上线分析

8.2.1水资源

2015年山西省水资源总量为93.9543亿 m^3 ，用水总量为73.5882亿 m^3 ，实际用水总量小于当年水资源总量，占比为78.3%，山西省水资源满足本省用水需求。但是由于各地市经济状况及自然环境等因素影响，水资源供需差异较大。其中，太原市和运城市用水总量大于当年水资源总量，当地水资源无法满足其用水量需求，而忻州市、吕梁市、长治市和晋城市水资源总量远大于其用水量，水资源较为丰富，其余各地市水资源基本满足用水需求。

根据国务院办公厅文件国办发[2013]2号《国务院办公厅关于印发实行最严格水资源管理制度考核办法的通知》和山西省人民政府办公厅晋政办发[2014]29号《山西省人民政府办公厅关于印发山西省实行最严格水资源管理制度工作方案和考核办法的通知》，山西省2020年用水总量控制（考核）目标为93.0亿 m^3 。

规划实施一定程度会增加水资源需求，使得山西省水资源短缺情况加剧。规划实施需贯彻执行最严格水资源管理制度，“量水而行”确定项目布局与规模，根据《关于落实〈水污染防治行动计划〉实施区域差别化环境准入的指导意见》相关要求，对取用水量已达到或超过控制指标的地区，暂停审批建设项目新增取水。强调根据区域水资源条件，合理确定建设布局和建设规模，实现经济社会发展与水资源可持续利用与保护的双赢。落实取用水量控制、用水效率控制和水功能区纳污总量管理政策要求，不得突破区域水资源管理三条红线控制指标，通过提高水资源利用效率、水权转换等措施内部挖潜，解决项目建设所需水源。

8.2.2土地资源

山西省可利用土地资源相对丰富，人均耕地量高于全国均值。适宜于工业化和城镇化开发的面积约4.24万平方公里，约占全省国土总面积的27.06%。耕地面积6000多万亩，超过全省面积的1/4，人均1.8亩，高于全国平均水平。耕地质量一般，旱地比重大，坡地多，低产田多，抗灾性弱，总体质量不高。本次规划的能源基地建设对土地资源的影响主要表现在对耕地的占压、破坏或影响，造成耕地面积减少、土地生产力下降。在规划实施阶段，土地资源在一定程度上会制约能源基地建设规模和速度。

根据《山西省土地利用总体规划（2006～2020年）》相关要求，严格控制建设用地规模，发挥供地制约机制和土地市场机制的作用，促进土地资源优化配置和用地效率的提高。对于不符合国家产业政策和环境保护要求的建设项目不予供地。对生态环境产生不可逆的破坏性的工业项目不允许建设。工业土地使用应符合经批准的建设规划，应优先利用现有低效建设用地、闲置地和废弃地，避免无序扩张。

8.2.3矿产资源

（一）煤炭资源

山西省是煤炭资源大省，资源储量大、分布广、品种全、质量优、易开采。全省含煤面积6.2万平方公里，占国土面积的40.4%；全省2000米以浅煤炭预测资源储量6552亿吨，占全国煤炭资源总量的11.8%；累计查明保有资源量2674亿吨，约占全国的1/4，其中，生产在建煤矿保有可采储量1302亿吨。

根据《国务院关于煤炭行业化解过剩产能实现脱困发展的意见》，山西省政府签订了《煤炭行业化解过剩产能实现脱困发展目标责任书》，将按照规定严格控制煤炭产能。到2020年，山西省煤炭总产能控制在14亿吨/年左右，煤炭

产量控制在9亿吨左右。

（二）煤层气资源

全省2000米以浅煤层气资源总量约83098亿立方米，约占全国煤层气资源量的四分之一。截至2015年底，全省累计探明煤层气地质储量5600亿立方米，占全国的88%。截至2015年底，全省输气管道总长8000余公里，覆盖全省11个设区市100余个县（区），初步形成“三纵十一横、一核一圈多环”的输气管网格局。2015年，全省煤层气（煤矿瓦斯）抽采量101.3亿立方米。其中，地面41亿立方米，井下60.3亿立方米，分别占全国的94%和44.4%。煤层气（煤矿瓦斯）利用量57.3亿立方米。其中，地面35亿立方米，井下22.3亿立方米，分别占全国的92%和46.8%。

根据《山西省煤层气资源勘查开发规划（2016—2020年）》加快发展煤层气战略性新兴产业和建设国家综合能源基地，保障“气化山西”战略实施。根据规划，2020年全省煤层气总产量力争达到200亿立方米，外输量达到60亿立方米。

8.3环境质量底线

规划实施过程要以环境质量为底线，积极落实《山西省“十三五”环境保护规划》、《山西省打赢蓝天保卫战三年行动计划》、《山西省水污染防治工作方案》、《山西省土壤污染防治工作方案》等相关要求，大力实施污染防治相关工作。加快配套的环境基础设施建设，提高污水收集处理效率、垃圾收运处置效率以及清洁能源利用比例，加强入园企业环境监督管理，确保园区及周边环境质量状况不恶化并逐步改善。

8.3.1大气环境质量底线

根据《山西省打赢蓝天保卫战三年行动计划》及《山西省“十三五”环境保护规划》，山西省2020年大气环境的质量底线见下表。

表 8-1 山西省 2020 年大气环境的质量底线

项目	PM ₁₀	PM _{2.5}	二氧化硫	二氧化氮
2015年浓度 μg/m ³	98 μg/m ³	56 μg/m ³	61 μg/m ³	34 μg/m ³
2020年目标	大同市可吸入颗粒物年均浓度达到二级标准，其余10个市可吸入颗粒物年均浓度分别下降20%左右	大同市细颗粒物年均浓度实现达标，其余10个市细颗粒物年均浓度分别下降20%左右	下降50%	二级标准

8.3.2水环境质量底线

根据《山西省水污染防治工作方案》，按照水环境质量“只能更好、不能变坏”的原则，加强组织领导，采取有效措施，确保实现以下目标：到2020年，黄河、海河流域水质优良（达到或优于Ⅲ类）比例分别达到48.48%和64.00%以上，完成国家规定的城市建成区黑臭水体治理目标，地级城市集中式饮用水水源水质达到或优于Ⅲ类比例高于91.7%，地下水质量考核点位水质级别保持稳定。

8.3.3土壤环境质量底线

根据《山西省土壤污染防治工作方案》，到2020年，全省土壤环境质量总体保持稳定，农用地和建设用土壤环境安全得到基本保障，土壤环境风险得到基本管控。受污染耕地安全利用率达到90%以上，污染地块安全利用率达到90%以上。

8.4环境准入负面清单

根据《山西省“十三五”煤炭工业发展规划》、《山西省“十三五”环境保护规划》、《山西省打赢蓝天保卫战三年行动计划》、《山西省水污染防治工作方案》、《山西省土壤污染防治工作方案》等相关要求，制定了环境准入负面清单，见表8-3。

表 8-3 环境准入负面清单

行业	负面清单	来源
煤炭	淘汰现有 30 万吨以下,新建煤矿不得低于 120 万吨/年。	《能源发展“十三五”规划》
燃煤发电	限制超临界机组建设数量,禁止建设亚临界参数机组,淘汰普通高温高压机组;除热电联产和兼顾供热项目外耗水指标不得超过 0.12m ³ /s; 2020 年煤电机组平均供电煤耗控制在每千瓦时 310 克以下,其中新建机组控制在 300 克以下;燃煤电厂污染物排放未达标准限值,或达不到污染物排放总量控制有关要求,不得准入。	《能源发展“十三五”规划》、《燃煤电厂大气污染物排放标准》(DB14/T 1703-2018)
水电	统筹全流域、干支流开发与保护工作,按照流域内干流开发优先、支流保护优先的原则,严格控制中小流域、中小水电开发,保留流域必要生境,维护流域生态健康。	《可再生能源发展“十三五”规划》
焦化	新建常规焦炉炭化室高度≥6 米,生产规模≥100 万吨,严禁新建热回收焦炉;2019 年 10 月 1 日前全部焦化企业达到《炼焦化学工业污染物排放标准》(16171-2012)中的大气污染物特别排放浓度限值;按照《山西省焦化产业布局意见》要求,全省布局 12 个重点焦化园区,长治市郊区和临汾市尧都区现有焦化产能向重点园区转移。	《山西省焦化产业布局意见》、《山西省打赢蓝天保卫战三年行动计划》、《京津冀及周边地区 2018-2019 年秋冬季大气污染综合治理攻坚行动方案》
现代煤化工	布局在优化开发区和重点开发区,优先在水资源相对丰富、环境容量较好的地区布局;严格限制将加工工艺、污染防治技术或综合利用技术尚不成熟的高含铝、砷、氟、油及其他稀有元素的煤种作为原料煤和燃料煤。	《现代煤化工建设项目环境准入条件(试行)》

9环境影响减缓措施

9.1大气环境影响减缓措施

9.1.1煤电行业大气影响减缓措施

（一）提高准入

1、新建常规燃煤和低热值煤发电机组全部执行《燃煤电厂大气污染物排放标准》（DB14/T 1703-2018）

新建常规燃煤和低热值煤发电机组全部执行《燃煤电厂大气污染物排放标准》（DB14/T 1703-2018），其中常规燃煤机组NO_x50mg/Nm³,SO₂ 35mg/Nm³,烟尘5mg/Nm³；低热值煤发电机组NO_x50mg/Nm³,SO₂ 35mg/Nm³,烟尘10mg/Nm³。

2、65蒸吨及以上燃煤锅炉完成超低排放改造

按照《关于印发山西省打赢蓝天保卫战三年行动计划的通知》（晋政发〔2018〕30号）要求的要求，2019年10月1日前完成全省每小时65蒸吨及以上燃煤锅炉完成超低排放改造。

（二）加强环保监管

1、强化对超低排放的监管

执行超低排放标准的机组，应同步配套建设合适的在线监测设备。政府相关部门应研究制定超低排放监测和监管方案，加强监测比对，严格质量管理，确保升级改造实效。

2、加强电厂无组织面源控制

所用燃料优先采用运煤皮带或铁路专用线运输。粉煤灰必须采用全封闭方式运输。汽车运输燃料、炉渣、脱硫石膏等须采取严密的防止抛洒的措施。为有效控制无组织排放，电厂须建设全封闭煤场。

（三）合理规划布局，实现区域削减

适宜的供热距离范围内，发电项目须向附近县城集中供热，应尽可能兼顾周边工业企业和居民集中供热需要，采用热电联产或具备一定供热能力的机组，以集中供热替代分散小锅炉供热，削减污染物排放量。

在水资源得到保障的前提下，煤电项目尽量与煤化工项目配套建设，利用电厂锅炉提供煤化工生产中需要的大量蒸汽，减少煤化工项目自备锅炉的建设。

9.1.2煤化工行业大气影响减缓措施

（一）焦化行业分步实施特别排放限值改造，2018年10月1日前40%的焦化企业完成改造，2019年10月1日前现有焦化企业全部完成改造。

（二）新型煤化工行业废气排放满足国家及地方排放标准。在新型煤化工行业污染物排放标准出台前，加热炉烟气、酸性气回收装置尾气以及无组织废气等污染控制暂按《石油炼制工业污染物排放标准》（GB 31570）和《石油化学工业污染物排放标准》（GB 31571）等相关要求进行控制。

9.1.3煤层气行业大气影响减缓措施

（一）有效控制扬尘污染

利用围墙或围挡将工地与外界分隔开，土堆料堆设置围挡、苫盖等遮挡措施，施工现场建立洒水清扫制度，工地出入口尽量设于远离环境敏感目标，渣土运输车辆严格执行运输过程中的扬尘污染控制措施。围挡外侧与道路衔接处要采用绿化或者硬化铺装措施。土方施工尽量避开风速大、湿度小的气象条件。

（二）减少燃烧排放的污染物

使用高效节能环保型柴油动力机组和优质燃油，定期对发动机设备进行维护，燃烧烟气排气筒设置满足环保要求，增加水平烟气通道，使得污染物尽快落入地面，减少空气中污染物的浓度。

集气站、倒班点锅炉燃烧、集气中心站脱水装置燃料全部使用自产煤层气，确保污染物排放达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中燃气标准。

（三）防止煤层气直接排放

煤层气传输管路和井场抽排装置设置甲烷传感器等防止煤层气泄漏。煤层气放空均需进入火炬系统，禁止就地直接放空排入大气。钻井中发现地层有可燃气产出，立即采取有效措施防止气涌井喷，并将气体引入燃烧装置燃烧后排放。在集输系统检修或事故放空时，对少量放空的煤层气，引入装置区外的高压火炬系统进行焚烧处理，采用自动电子点火方式，减少对环境的危害。

9.1.4 垃圾焚烧发电大气影响减缓措施

垃圾焚烧发电厂采用选择性非催化还原法和袋式除尘等措施对NO_x和烟尘进行控制，同时850℃以上高温烟气在炉膛内停留时间2秒，确保二噁英分解。

9.2 水环境影响减缓措施

9.2.1 煤炭采选行业水环境影响减缓措施

（一）地表水环境影响控制及减缓措施

对于地表沉陷所产生的地裂缝，建议在煤炭开采过程中，对非稳定塌陷区和稳定塌陷区，及时加强地表裂缝治理的土地复垦措施。

对于采煤沉陷所产生导水裂缝带导通造成的地表水渗漏，建议对各水系防洪范围内的地方小煤矿及重点大中型煤矿煤炭开采提出限采或禁采措施，确保导水裂缝带不会沟通地表水。

煤炭采选工程建设项目应配套建设矿井（坑）水、生活污水、生产废水处理设施，处理后的废水应回收利用，生活污水、生产废水等原则上不得外排。选煤厂煤泥水应实现闭路循环，工业场地初期雨水应收集处理。无法全部综合利用的废水，经处理后达到地表水环境质量Ⅲ类标准后排放。

（二）地下水环境影响控制与减缓措施

1、煤炭开采对浅部松散岩类含水层影响控制和减缓措施

对于大、中型煤矿，建议在具体的采煤开拓设计中，应根据下一步或已有的环评报告中的导水裂缝带计算结果，对浅部煤层提出禁采或限采措施，确保导水裂缝带不对浅部含水层造成导通疏干影响。

2、矿区开发对碎屑岩类含水层影响控制与减缓措施

煤炭开采将导通疏干碎屑岩类含水层，最终以矿井水的形式排出矿井。对于煤矿规划区煤层埋深相对较大的区域，应注重矿井水的综合利用，以最大程度减少煤炭开采对地下水资源损失的影响；对于煤层埋深相对较浅的煤矿规划区域，在煤炭开发过程中应设点进行跟踪观察和监测，一旦发现浅层地下水受到间接影响过大，应对相应煤矿提出限采措施，或者征收地下水生态补偿费，用于区内浅层地下水的生态恢复及居民饮用水源的解决。

3、矿区开发对碳酸盐岩含水层影响控制与减缓措施

建议煤矿规划区内的煤矿在今后的开发过程中，在构造破碎带采煤时，加强在构造断裂破碎带的防探水工作，严格遵循“可疑必探、先探后掘”的原则，尽量减小煤炭开采沟通碳酸盐岩含水层可能。

4、矿区内地下水超采区保护措施

（1）地下水严重超采区内禁止任何单位和个人新建、改建、扩建地下水取水工程，并依法查处未经市水行政主管部门许可任意在城市辖区凿井取用地下水的单位和个人。

(2) 关闭水质不符合标准的水源井，已达到报废的水源井自然报废，并进行封闭，不再审批新水源井。

(3) 地下水超采区附近煤矿，加强节约用水，提高用水效率。加快污水处理回用工程建设，提高矿井水和生活污水回用率；积极推行计划用水，节约用水，对节水效果显著的用水户给予表彰和奖励。

(4) 建立和完善地下水动态监测网络，加强地下水动态监测工作。认真组织开展地下水资源的水量和水质监测，准确掌握地下水量、水质的变化，及时预警和采取措施，控制地下水超采区范围扩大，并防止新的超采区形成。

9.2.2 煤电行业水环境影响减缓措施

严格执《关于燃煤电站项目规划和建设有关要求》相关要求，煤电项目厂区排水采取清污分流方式。雨水通过雨水管网排入电厂外，煤场雨水通过煤场两侧的雨水沟道汇集至煤场雨水沉淀池沉淀后回用于煤场喷洒降尘。电厂产生的废污水主要有各种工业冷却排水、脱硫废水、生活污水、煤场及输煤系统冲洗排水等。项目均坚持一水多用和废水复用的原则，生活污水经处理后回用，主要用于道路喷洒和绿化等，工业废水送工业处理站集中处理后回用，主要用于调试灰、煤场喷洒和输煤系统加湿用水等，脱硫废水达标处理后用于除渣系统补充水。

(一) 工程措施

规划实施产生的含油工业废水处理后用于补充辅机冷却水系统；化学废水处理后用于干灰调湿、灰场喷洒及脱硫系统补水；生活污水处理后，用于电厂绿化及厂区洒水等，规划生产废水、生活污水全部综合利用，不外排。

工业场地排水设计采用雨污分流，厂区污废水处理站基、酸碱池、油库等进行防渗处理。灰场、渣场应严格按照《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599-2001）选址，并采取防渗、防尘、渗滤液收集和治理等措施防止污染地下水。

(二) 现有水冷机组进行空冷改造

对全省现有水冷机组进行空冷改造，特别是用水指标紧缺的地区应率先进行改造，尽可能做到电力行业增电不增用水，甚至增电减水。

9.2.3 煤化工行业水环境影响减缓措施

(一) 严格执行《关于落实<水污染防治行动计划>实施区域差别化环境准入的指导意见》和《现代煤化工建设项目环境准入条件》的相关要求，在保护生态的前提下，科学布局煤化工产业。

(二) 煤化工项目应根据“清污分流、污污分治、深度处理、分质回用”的原则设计废水处理处置方案，选用经工业化应用或中试成熟、经济可行的技术。

(三) 加强煤化工项目环境风险管理。根据相关标准设置事故水池，对事故废水进行有效收集和妥善处理，禁止直接外排，防止事故状态下废水不能正常回用对当地地表水体造成不利影响。制定突发事故应急预案及单位自身突发环境事故（尤其是水环境事故）应急管理预案，从技术与管理上同时抓，杜绝水污染事故的发生。

(四) 灰渣场严格按照《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599-2001）的要求建设和防渗，其他工业场地硬化。设置地下水监测井，建立完善的地下水监测制度，加强灰渣场周边地下水水质监控，严防地下水环境污染。

9.2.4 煤层气开发行业水环境影响减缓措施

(一) 严格污水处理

井场要设立污水回收及处理装置，对于收集压裂废液等部分含有有毒有害污染物的废水存放装置要进行防渗处理，井场的各类废水要排入相应的污水收集池，严格禁止外排。经处理满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）相应功能区标准要求，方可向周边地表水排放。也可用于站场绿化、道路洒水等。可安装废水在线监测系统，定期监测废水处置状况。

（二）做好河流穿越段的环境保护工作

管道穿越段设计和施工应严格遵守《中华人民共和国防洪法》和《原油和天然气输送管道穿跨越工程设计规划-穿越工程》（SW/T 0015.1-98）的有关规定，施工前须经水利主管部门同意，定期巡检，预防管道破损等可能对河流产生污染的情况发生。工程开挖要尽量避开灌溉季节，并在非汛期进行，并截留两端水源。对于离河道较近的井场，要做好护坡工程，加固泥浆池，避免洪水等自然灾害造成河流污染。材料堆放处周围应有属水沟系，防止雨水引起物料流失。

（三）做好地下水资源保护工作

钻井过程中，应采用多层套管，封隔各含水层，并做好全孔简易水文地质观测工作，掌握井漏、井涌层位及井内液面变化。钻井下部如进入奥陶系地层并可能导通下伏岩溶水时，应及时停止钻井，并立即采用水泥或黏土回填。对于采气井，应建立完善的动态监测体系，对与地下水关系密切的产水量、动液面深度等参数进行长期监测。钻井泥浆应采用全混凝土浇筑，并进行防渗处理，防止池内污水从池底渗漏污染浅层地下水。压裂液的使用要限量，优化井场施工条件，减少漏失量，反排回地面的压裂液要处理达标后重复利用，避免压裂废水中污染物对地下水造成污染。

9.2.5 新能源与可再生能源行业水环境影响减缓措施

（一）严格执行《关于落实〈水污染防治行动计划〉实施区域差别化环境准入的指导意见》的相关要求，涉及水生珍惜特有物种重要生境等河段严格水电环境准入。

（二）水电项目存在外来物种入侵或扩散、相关河段水体可能受到污染或产生富营养化等环境风险，项目环评阶段应提出针对性风险防范措施和环境应急预案编制要求。

（三）风、光电项目厂区均要求设置地理式一体化污水处理设施处理生活污水，处理达标后用于周边的绿化。电站运行期间主要为生产管理人员产生的生活污水。根据工程设计，各规划电站运行期间常驻工作人员较少，生活管理区配备一体化污水处理设备处理生活污水，处理后污水用于厂区绿化或道路降尘。水库库区应按照《水电工程水库库底清理设计规范》的规定和要求进行库底清理工作。加强水库周边区域的水土保持治理及森林管护，严禁毁林开荒。控制氮、磷入库量，避免库区局部水域出现富营养化。减水河段水量由区间来水和闸（坝）下泄生态流量组成，水量和水环境容量将减小，当地环保主管部门应当严格监测和管理减水河段内污染物排放，严禁生活污水直接排入河流。

9.3 固体废物污染防治措施

（一）把企业固废处理能力作为生产能力前置条件

《关于把企业固废处理能力作为生产能力前置条件的通知》（晋环土壤〔2018〕27号）明确要求，把企业固废处理能力作为建设项目环评审批和核发排污许可证的前置条件，并作为环保督察和日常执法监管的重点内容。本环评要求，规划各项目在建设和实施阶段，要严格遵守文件相关要求，将固体废物处理能力作为环评审批和排污许可证申领的前置条件。

（二）一般固废环境影响减缓措施

1、为减少粉煤灰产生的扬会对环境空气造成的污染，粉煤灰需在加湿后送往灰场进行干灰碾压贮存，作业方式建议为：将粉煤灰调湿后用带刮板的自卸车运至灰场卸灰点，用履带式推土机将灰推平，然后用振动碾压机碾压。灰场应分格为小块堆灰并设洒水车，碾压后及时往作业面上洒水，防止扬尘，灰坝斜坡及时覆土绿化。另外，灰场周围应规划绿化带，种植高矮结合的绿化树种，以起到防风降尘的作用，减轻灰场扬尘对周围环境的影响。

为减少运输扬尘对环境的影响，项目灰渣应调湿后采用封闭车运输，运灰渣车辆出厂前对车体(包括罐体)、车轮等可能粘连漏灰处用水枪冲洗，避免带灰车辆上路行驶。另外，通往灰场的路面应进行硬化，并且定期进行洒水抑尘工作，以减小运输过程的扬尘影响。

2、为了减少固体废物对地下水的的影响，各项目堆场和渣场、灰场的建设均应严格按照《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599-2001）（2013年修改）相关标准施工建设。按照要求选址、采取严格的防渗措施。同时做好监测工作，周边至少应设置三口地下水水质监控井。一口沿地下水流向设在贮存、处置场上游，作为对照井；第二口沿地下水流向设在贮存、处置场下游，作为污染监视监测井；第三口设在最可能出现扩散影响的贮存、处置场

周边，作为污染扩散监测井。

3、生活垃圾影响减缓措施

规划项目应设置环卫站和垃圾转运站，员工生活产生的生活垃圾由环卫部门统一收集就近送往生活垃圾填埋场进行处理。生活垃圾临时储存转运场所应进行封闭或半封闭化设计，周围应设置绿化隔离带，以减少生活垃圾临时储存转运对周围环境造成的影响。

（三）危险废物影响减缓措施

各项目在实施过程中，应针对危险废物制定专门的处理（处置）规划与计划，污水处理厂生化污泥、浓盐水结晶盐等有资质的危险废物处置单位进行安全填埋或焚烧处理，应严格执行《危险废物焚烧污染控制标准》（GB18484-2001）要求进行管理。其余危险废物委托具有相应资质和资格的单位进行专业处理（处置），防止其污染所在地的地下水环境。其包装、贮存设施的选址、设计及运行管理均应符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）的要求布设并设置警示标志。危废的转移运输应采用专用的人员、车辆，并严格按照规定线路和车速行驶。

9.4生态环境影响减缓措施

基本原则为保护耕地、林地，做到农田、林地、园地等占补平衡；严格保护基本农田，基地空地乔木、灌木、草地立体结合绿化，道路两侧植树种草。具体环境保护措施如下。

9.4.1严格划定区域，不得随意占用土地

注重煤炭、煤层气、煤化工等开发布局与山西省主体功能区划、生态功能区的协调性。优先布局在《山西省主体功能区规划》中列为重点开发区域的县（市、区），项目选址应避让自然保护区、风景名胜区、饮用水水源保护区、泉域保护区等主体功能区划中划定的禁止开发区。提前编制规划，加强煤炭、煤层气综合勘查、开发，优化煤炭、电力开发时空配置关系、规模和时序安排。实行最严格的节约用地制度，严格控制占地面积，不占或少占耕地；避开森林植被及经济作物种植区；林地施工时，禁止乱砍滥伐野外植被，做好野生动物保护工作；选址尽量利用环保设施完善的工业园区。

此外，在国家重点生态功能区或生态脆弱区等生态保护重点地区开采煤层气，应实施更加严格的环境影响评价制度和环境监管制度，采用先进的咨询管理、工程技术等服务，合理规划、合理利用、合理施工，做好开采过程中的生态环境监测，尽量减少对当地生态环境的影响。

9.4.2做好基地绿化建设

基地建设完成后，应及时进行场地清理，对污染物质进行清除或掩埋处理，把生活垃圾和固体废物运送至垃圾处理厂，清除临时建筑，废旧机械及生产设施全部撤离施工场地，避免造成新的水土流失。

按照有关规范，确定的绿地率应符合规范要求。规划区安全卫生防护距离内可建设防护绿化林带（含绿地）。力争建立起以防护林草带、干线公路绿色通道、企业绿化圈为主体的生态体系，加强绿化，保护和改善地区生态环境。

围墙周围以根深叶茂的乔、灌木为主，以起到挡风防尘、吸声隔音和美化环境的作用。基地范围内道路两侧行道树选用主干通直的高大乔木。原料场及固废临时堆场周围的绿化应以防风降尘为重点，树种选择以树冠紧密、叶面粗糙等抗污染性强为原则。

9.4.3做好生态复垦工作

能源规划建设过程及结束后，应实施土地复垦规划，尽快进行生态补偿，恢复地貌和土壤生产力。对依法占用土地造成损毁的，按照“谁破坏谁复垦”的原则，将土地复垦纳入有关企业的年度生产计划，作为生产建设的一个环节，设专人负责土地复垦工作，按计划完成当年土地复垦任务，将土地破坏程度降至最低。煤炭矿区要加强现有采空区的生态恢复和新形成沉陷区的综合整治。

土地复垦工作以自然恢复为主，人工恢复措施为辅，结合区域农林牧业及水土保持生态功能区的特点，以生物措施为主，生物措施与工程措施相结合，实施沟、坡、梁、峁综合治理，加速以防风、固沙、保持水土为中心的防护林体

系建设；加快陡坡，特别是25度以上坡耕地还林、还草工程，实行草、灌、乔相结合，求得最大的生态效益和社会效益。

9.4.4生态环境管理措施

根据国家有关环保法律法规的要求，应设置专门的部门和专人负责基地的生态保护问题。生态管理部门职能如下：

（一）结合当地政府部门所制定的生态环境建设规划和水土保持规划，搞好基地及周围地区的生态环境建设。

（二）加强生态环境保护工作专业队伍的建设，制定并落实生态影响防护与恢复的监督管理措施。建议将生态环境管理人员编制纳入煤化工基地的环境管理机构，并落实生态管理人员的职能。

（三）应切实做好防护林的建设、养护工作，并且协助当地政府做好区域生态环境治理工作。基地运营后，要加强对绿色植被的抚育管理，防止人畜破坏；同时，应加强树木病虫害的防治工作。

9.5环境风险防范

（一）煤炭开采产生的环境风险主要有煤炭开采破坏地表带来的生态风险、矿井排矸场溃坝坍塌、规划项目事故排水、地表沉陷诱发次生地质灾害、奥灰水进入矿坑等。项目环评阶段应提出有效的环境风险防范措施及突发环境事件应急预案编制要求，并将其纳入区域突发环境事件应急联动机制。

（二）煤化工项目在生产过程中需要使用、生产、贮存易燃易爆并且有毒性的化学品，且许多工艺设备、装置和管道存在发生火灾、爆炸、泄露等突发风险事故的可能性。应根据相关标准设置事故水池，对事故水池进行有效收集和妥善处理，禁止直接外排。构建与当地政府和相关部门及周边企业、园区相衔接的区域环境风险联防联控机制。对于可能发生的风险事故，规划煤化工项目须制定应急预案、成立应急机构、配备相应的应急设备、平时开展应急培训及演练等。

（三）发电项目主要存在液氨、轻柴油和氢的储存、运输系统发生火灾、爆炸和油料泄漏等突发事故风险以及灰场的溃坝风险。应根据项目特点，要求编制环境风险应急预案，提出合理有效的环境风险防范措施，并纳入区域环境风险应急联动机制。以液氨为脱硝还原剂的，应加强液氨储运和使用环节的环境风险管控。城市热电和位于人口集中区的项目，宜选用尿素作为脱硝还原剂。事故池容积设计应符合国家标准和规范要求。

10评价结论与建议

10.1评价结论

《山西省“十三五”综合能源发展规划》基本符合国家和山西省有关政策和规划要求，在落实规划环保措施和本次环评所提建议和措施的前提下，规划实施的环境风险可控，从环保角度可行。

10.2促进能源发展与环境保护协调的对策建议

10.2.1提高准入，倒逼能源产业环保升级改造。

（1）提高环保准入。全省煤电行业执行《燃煤电厂大气污染物排放标准》（DB14/T 1703-2018），焦化行业逐步实现二氧化硫、氮氧化物、颗粒物和挥发性有机物（VOCs）执行大气污染物特别排放限值。推进燃煤锅炉超低排放改造。加大对纯凝机组和热电联产机组技术改造力度，加快供热管网建设，充分释放和提高供热能力，淘汰管网覆盖范围内的燃煤锅炉和散煤。

（2）加大淘汰落后力度。县级及以上城市在完成建成区淘汰每小时10蒸吨及以下燃煤锅炉及茶水炉、经营性炉灶、储粮烘干设备等燃煤设施的基础上，进一步加大淘汰力度，原则上不再新建每小时35蒸吨以下的燃煤锅炉，其他地区原则上不再新建每小时10蒸吨以下的燃煤锅炉。淘汰关停环保、能耗、安全等不达标的30万千瓦以下燃煤机组。2020年底前，全省30万千瓦及以上热电联产电厂供热半径15公里范围内的燃煤锅炉和落后燃煤小热电全部关停整合。对关停机组的装机容量、煤炭消费量和污染物排放量指标，允许进行交易或置换，可统筹安排建设等容量超低排放燃煤机组。重点区域严格控制燃煤机组新增装机规模。

(3) 强化能源行业环保管控。对火电、焦化等重点行业及燃煤锅炉物料（含废渣）运输、装卸、储存、转移和工艺过程等无组织排放实施深度治理。严控煤炭开采洗选、煤化工等行业废水排放，对于无法全部回收利用要排入环境的矿井水，要求其化学需氧量、氨氮、总磷三项主要污染物达地表水Ⅲ类标准后排放。提高能源产业工业固体废弃物综合利用率，大宗工业固废综合利用率达到70%，危险废物全部安全处置。

10.2.2 优化能源消费结构，构建清洁低碳高效能源体系。

(1) 有效推进清洁取暖。坚持从实际出发，宜电则电、宜气则气、宜煤则煤（超低排放）、宜热则热，多能源供暖。实施居民生活用煤清洁能源替代。统筹协调推进“煤改电”、“煤改气”建设项目落地。

(2) 加强“禁煤区”建设，加强煤质管控，实施煤炭消费总量控制。全省新建耗煤项目实行煤炭减量替代。按照煤炭集中使用、清洁利用的原则，重点削减非电力用煤，提高电力用煤比例。继续推进电能替代燃煤和燃油。

(3) 加快机动车结构升级，推广使用新能源汽车，淘汰老旧车辆，强化油品质量监管。

10.2.3 合理规划布局能源开发项目，加强生态环境保护，实现区域减排和生态环境质量改善。

(1) 在能源开发利用过程中，严格遵守国家和山西省的主体功能区规划和生态功能区划，不得在禁止开发区、环境敏感区及生态红线等区域布局能源建设项目。在布局建设能源项目时，应坚持“点上开发、面上保护”的原则，最大减轻对生态环境的不良影响。在布局煤电项目时应尽可能兼顾周边工业企业和居民集中供热需求，采用热电联产或具备一定供热能力的机组，以集中供热替代分散小锅炉供热，削减污染物排放量。在布局煤化工项目时应考虑水资源承载力，原则上要求不采用地下水。在水资源得到保障的前提下，要求煤电项目尽量与煤化工项目配套建设，利用电厂锅炉提供煤化工生产中需要的大量蒸汽，减少煤化工项目自备锅炉的建设。在布局水电项目时应充分考虑其生态影响，防止对水生态、水生物造成重大不利影响。水电项目下泄水须满足坝址下游河道水生生态、水环境、景观、湿地等生态环境用水及下游生产、生活取水要求，不得造成脱水河段和对农灌、水生生物造成重大不利影响。涉及水生珍稀特有物种重要生境等河段严格水电环境准入。

(2) 能源开发项目建设阶段，要加强生态保护，严格落实各项生态环境保护措施，尽量减少项目施工和运营区对植被、自然环境、生态系统的破坏。在项目施工过程中，要科学布置取土场、施工便道等临时占地，严格挖方填方核算，尽量做到挖填平衡，弃渣场要合理选址，并进行环保保护和生态恢复，防止水土流失。同时，增加能源项目建设区绿化面积，保护和改善地区生态环境，注意减小项目开发过程中的扬尘污染。

原文地址：<http://www.china-nengyuan.com/news/130171.html>