

沁水县人民政府办公室文件

沁政办发〔2023〕24号

沁水县人民政府办公室 关于印发沁水县“十四五”能源发展规划的 通 知

各乡（镇）人民政府，开发区管委会，县人民政府各委、办、局：
《沁水县“十四五”能源发展规划》已经县人民政府同意，
现印发给你们，请认真贯彻执行。

沁水县人民政府办公室

2023年6月2日

（此件公开发布）

沁水县“十四五”能源发展规划

第一章 能源发展现状与形势

能源是经济社会发展的重要物质基础和动力源泉，是人民群众美好生活的保障。随着经济社会的飞速发展，能源安全稳定供应显得至关重要。近年来，全国一些地方出现的煤炭电力供应紧张等问题，一定程度影响了生产生活，引起了社会的广泛关注，受到了党和国家的高度重视。因此，分析能源发展现状，解决能源存在问题，调整能源生产结构，推动能源绿色低碳转型，加快构建现代能源体系，提高能源安全保障能力，是新形势下必须迫切研究解决的重大战略问题。

第一节 沁水县能源发展现状

一、发展现状

（一）煤炭

煤炭作为沁水县重要支柱产业，“十三五”期间，深入贯彻国家煤炭供给侧结构性改革和化解过剩产能优惠政策，紧紧抓住“山西省国家资源型经济转型综合配套改革试验区”和“山

西省能源革命综合改革试点”的政策优势，持续推进煤炭产业转型发展，实现了产能、产量两个明显增长。2020年全县煤炭产量3556万吨。煤炭产业对沁水县GDP的贡献率约为65%，对财政收入的贡献率约为80%。

煤炭资源赋存。沁水县地处“沁水煤田”腹地，煤炭资源丰富。全县含煤面积2421.9km²，占国土面积的90.5%，地质储量269.5亿吨，占晋城市地质储量的33.3%，探明储量121亿吨，占全市探明储量的44.5%。含煤15层，其中2#、3#、15#煤层稳定可采，总厚度10米左右，2#煤煤层厚度1.3-3.5米，3#煤煤层平均厚度5.5米，15#煤煤层厚度2-3米，3#煤质优良，具有含硫低、灰分低、挥发份低、热稳定性好、发热量大等优点，是我国化工、冶金、电力及民用的最佳原料和燃料，享有“兰花炭”的美誉。

煤矿生产建设稳步推进。“十三五”末，沁水县共有生产、建设矿井24座，总规模4330万吨/年。其中：生产矿井18座，总产能2730万吨/年；建设矿井6座，总规模1600万吨/年。寺河、胡底、端氏等13矿建有配套洗煤厂；寺河、候村、永红3矿建有铁路专线。全县煤矿技术装备水平不断提升，各生产矿井均实现了综合机械化采煤，采煤机械化程度达到100%，掘进机械化程度达到90%。东大、里必、郑庄等大型骨干矿井加快建设，曲堤、峪煌、沁阳3座年产45万吨矿井减量重组退出，亿

欣、胡底、松峪、三沟鑫都、九鑫、玉溪 6 座煤矿建成投产，五年累计退出落后产能 135 万吨/年，增加先进产能 600 万吨/年。

煤炭洗选加工进一步发展。按照省政府〔2019〕58 号文件要求，积极推动煤炭洗选行业升级规范发展，加快淘汰落后过剩洗选能力，按照全县煤炭产能与洗选能力相匹配的原则，全县 35 家煤炭洗选企业，退出 2 座 60 万吨/年社会型洗煤厂，保留 33 家煤炭洗选企业，保留洗选能力 4250 万吨/年。

（二）煤层气

沁水县煤层气资源丰富，拥有国内最好的一块煤层气整装气田，作为全国煤层气开发的第一块“试验田”，“十三五”期间，历经多年发展，现已形成集抽采、液化、压缩、集输、综合利用为一体的全产业链条，成为沁水县经济发展的第二大支柱产业，是晋城市煤层气产业化发展基地的主阵地和主力军。

煤层气资源储量丰富。2020 年，全县煤层气探明储量 3277 亿方，分别占全国、全省、全市的 34.5%、46.26%、93.3%。目前，全县境内煤层气矿权总面积 2357.3 平方公里，约占全县国土面积的 88%，已覆盖全县所有含煤面积。

煤层气发展势头强劲。2020 年，全县共有各类煤层气企业 52 家。其中，开采企业 7 家，抽采井 9191 口；煤层气压缩站 2 个，处理能力 50 万方/日；液化企业 7 家，处理能力 645 万方/日；煤层气管道外输企业 6 家，输出能力 2368 万方/日；调峰

储备企业 1 家，储备能力 2 亿方；公路运输企业 3 家，运输能力 150 万方/次；瓦斯发电企业 21 家，总装机容量 423 兆瓦；煤层气利用企业 3 家，装备制造企业 2 家。

矿业权配置不断完善。截至 2020 年底，全县共有中石油、中联、蓝焰 3 个煤层气矿业权主体，13 宗矿业权，其中，探矿权 5 宗，面积 1320 平方公里，采矿权 8 宗，面积 1037 平方公里。矿业权中，5 宗归中石油所有，面积 1633 平方公里，占比为 69.3%；4 宗归中联所有，面积 625 平方公里，占比为 26.5%；4 宗归蓝焰所有，面积 99 平方公里，占比为 4.2%。

勘探开采增长迅速。2020 年，全县煤层气产量达到 31.5 亿方，占全市煤层气产量 37.74 亿方的 83.4%，占全省煤层气产量 58 亿方的 54.3%，占全国煤层气产量 84.5 亿方的 37.2%，连续两年产量和增储上产任务完成率位居全省第一。

管网布局逐步完善。截至 2020 年，全县共有管输企业 6 家，已建成煤层气专用输送管道 9 条，总长度共计 292 公里，年外输能力 74.5 亿立方米。

综合利用大幅提升。煤层气在液化压缩、民用燃气、工业燃料和瓦斯发电等领域得到高效利用。截至 2020 年，全县共有液化企业 7 家，设计产能 645 万立方米/日，投产 6 家，总液化量 69.20 万吨。累计完成清洁取暖改造 60228 户，其中县城建成区完成 19024 户，覆盖率 100%；农村完成 41204 户，覆盖率

74.17%，居民用气量达到 1.5 亿立方米。工业利用主要集中在半白熔块、喷墨熔块、耐火、氧化铝材料等的生产制作方面。

（三）电力和新能源

近年来，沁水县紧紧抓住全省能源革命综合改革战略机遇，大力发展清洁能源，全面优化县域电网结构，形成以瓦斯发电为主，风力发电、光伏发电为补充的新能源产业格局。

电力。沁水县共有 2 家供电企业，分别是国网沁水县供电公司和沁水县水电公司，供电面积 2600 平方公里，共有 26 座变电站，供电用户 88022 户。其中：220 千伏 2 座、110 千伏 7 座、35 千伏 13 座、10 千伏 4 座。2020 年度全社会用电量 20.78 亿度。

新能源。全县共有 23 家新能源企业，总装机容量为 638.5 兆瓦。具体情况如下：

1. 瓦斯发电。沁水县地处“沁水煤田”腹地，利用煤矿瓦斯发电技术成熟。目前，全县共有瓦斯发电 20 家（含在建 1 家），总装机容量为 439.5 兆瓦，年利用瓦斯约 10.87 亿方，年发电量约 22.58 亿度，创造工业产值约 10 亿元。

2. 光伏发电。沁水县地处山西省东南部，太阳能年等效利用小时数在 1200-1400 小时之间，属于三类光伏资源区。目前，全县共有地面集中式光伏电站 1 座，总装机容量为 50 兆瓦，年理论发电量为 6000 万度。另外，有分布式光伏电站 1054 座，

总装机容量 20.87 兆瓦，发电量为 2208 万度。

3. 风力发电。沁水县地处太行、太岳、中条三大山系衔接处，平均海拔 1000 米以上，年平均风速 2.3m/s，属于Ⅳ类风资源区。目前，全县共有 2 家风电发电企业，总装机容量 149 兆瓦，年理论发电量为 31000 万度。

（四）能耗“双控”

“十三五”沁水县单位地区生产总值能耗比 2015 年下降 15%。2016 年沁水县单位地区生产总值能耗下降 0.64%，全县规模以上工业企业综合能源消费总量为 70.5 万吨标准煤，同比上升 9.93%；2017 年沁水县单位地区生产总值能耗下降 1.87%，全县规模以上工业企业综合能源消费总量为 71.54 万吨标准煤，同比上升 0.32%；2018 年沁水县单位地区生产总值能耗上升 1.73%，全县规模以上工业企业综合能源消费总量为 135.28 万吨标准煤，同比上升 8.32%；2019 年沁水县单位地区生产总值能耗下降 1.06%，全县规模以上工业企业综合能源消费总量为 148.09 万吨标准煤，同比上升 6.25%；2020 年沁水县单位地区生产总值能耗下降 6.46%。全县规模以上工业企业综合能源消费总量为 138 万吨标准煤，同比下降 8.4%。

二、存在问题

（一）煤炭

煤炭产业链条偏短。目前，全县煤炭产业仍处于生产、销

售原煤初级产品的阶段，发展模式粗放。主要表现在：一是煤炭转型发展滞后，产业链条偏短。全县仅有一座60万吨/年焦化厂，煤制油气、煤化工、煤转电等产业尚属空白；二是煤炭循环经济也未形成规模效应。除瓦斯综合利用形成了“瓦斯+电力”、“瓦斯+民用”及少许煤矸石制砖外，尚未对大量的低浓度瓦斯、煤矸石、煤泥等低热值煤实行综合利用。

煤矿科技创新水平不高。全县煤矿基本实现了采掘机械化，煤矿生产机械化、自动化、数字化水平不断提高，但面对煤炭行业步入更新迭代时期，全县煤矿智能化技术开发应用相对滞后，目前地方煤矿智能化开采尚未完成试点；自主研发和引进技术的企业相对较少；全县煤矿技术人员占比较少，缺乏中高级专业技术人才。

煤炭运输受到瓶颈制约。全县煤炭运输公路占56.2%、铁路占43.8%。在环保预警的情况下，公路运输受限，造成煤炭滞销，导致煤矿不能正常生产。且全县大型建设矿井多，目前在建的东大、里必、郑庄、永安宏泰、沁裕5矿总产能1480万吨/年，随着这些矿井投产，县内公路运力更是无法满足煤炭外运需求。

煤炭开采生态环境保护需加强。全县煤矿开采区涉及水、大气、土壤等复合型生态环境问题，生态环境保护工作围绕地上地下统筹发展的步伐相对缓慢。缺乏对资源禀赋和生态环境承载能力的统筹考虑，全县煤炭开采在科学布局和总量控制方

面有待提升；矿区生态环境修复治理工作目前还存在不足，矿山历史遗留环境问题依然存在，保障原生态系统还需要进一步开展矿区综合治理；煤矿开采相关标准及监管体系还不完善，监测和规划开采工作有待提升。

煤矿安全生产基础仍然薄弱。全县高瓦斯、煤与瓦斯突出矿井多，占矿井总数的 83%，随着煤层延深开采，受地应力、煤层瓦斯含量增大双重因素影响，瓦斯治理难度增大。其次是大部分矿井存在带压开采，存在对潜伏的构造或裂隙不能精准掌握，尤其是资源整合矿井对被整合小煤窑巷道和采空区资料不清楚，极易发生透水事故。再次是顶板隐患不容小觑，从历史来看，煤矿顶板事故相对较多。另外，受近年来煤矿效益减少影响，导致安全投入不足，部分安全生产设施得不到及时改善，致使安全基础不牢。

（二）煤层气

上游勘探开发力度亟待加大。受开采技术、投资风险、矿业权矛盾等因素影响，部分区块投入过少、勘探开发缓慢。已开发区块低产井占比大，产能转化率低、资源动用率低、单井产量低。

中游管网建设运营有待完善。集输站、集输管网、输出管网建设有待完善，与上游开采企业的衔接管线仍不完善。采空区采空井较为分散，传统管道铺设集输方式成本高、效率低，

采气集输方式待完善。中游管网运营主体多，管线互不联通，统一监管难度大，管网开放和公平竞争尚未实现。

下游综合利用效率较低。全县煤层气主要用于居民生产生活、工业燃料等领域，在压缩液化、燃气发电等方面应用规模偏小。同时，目前全县煤层气利用企业仅有三家，除居民生活用外，工业企业利用主要用于陶瓷、富基新材料生产，与勘探开发和下游利用相关的材料、装备制造以及高附加值的关联产业发展较慢，产业链条短，附加值相对较低，对其它产业的带动性不强。

科技研发产学研联动薄弱。目前，全县除部分埋藏深、地质条件差的勘探区块外，其他区块基本完成布井，但不同区块产气情况参差不齐，适用于不同地质储层条件的开发技术体系尚未建立，深部煤层资源开采技术有待突破，已有的煤层气开采经验难以完全复制到新的区块。对煤层气基础理论研究和关键技术及装备研发的支持力度不足，勘探开发科技投入较低，复合型领军人才和高端专业人才匮乏。

产业发展环境仍需优化。煤层气勘探开发项目随意布点、无序建设、开发布局不合理等现象比较突出。煤层气勘探开采及有效利用等产业政策落实不到位，上中下游缺乏科学有效协调联动机制，管理体制和运行机制有待理顺。

地方经济社会贡献不足。企地之间未能形成合力，央企均

不在我县注册，税收流失严重，在一定程度上造成产业发展与地方利益脱节。2020年，沁水煤层气行业完成税收5.79亿元，县级留存仅1.67亿元，占全县县级税收11.8亿元的14.3%，相比较其产业规模，贡献很小。

（三）电力和新能源

水电自供区电网比较薄弱。目前，全县还有5个乡镇68个行政村属于水电自供区。主要存在10kv及0.4kv农网线路导线为裸导线，配电容量不能满足用电需求，供电半径过长，配电设备老化严重等问题。

新能源对政策依赖度较高。新能源行业回报率较低，主要依赖国家补贴发展。随着国家新能源补贴政策的退坡，平价上网时代的到来，新能行业的利润空间进一步压缩，在一定程度上影响了民营企业发展风电和光伏项目的积极性。

新能源项目选址范围受限。沁水县森林盖率高，公益林占地面积广。2019年国家林业和草原局下发文件，要求加强风场道路建设和临时用地管理，不得占用一级国家级公益林，避让二级国家级公益林有林地集中区域，造成部分项目选址困难。

（四）能耗“双控”

节能降耗基数低。“十三五”期间，市里以2015年沁水县万元GDP综合能耗为基础为沁水县分配能耗指标。但是，经过五年的发展，全县已建成全国最大的煤层气产业示范基地，煤

层气产业发展迅猛，已成为沁水经济发展的第二大支柱产业。期间，大批煤层气、瓦斯发电项目上马、投产或达产，且均为高耗能项目，增加大量能耗，特别是将位于泽州县的天溪煤制油纳入沁水县统计范围，造成全县节能“双控”形势十分严峻。

节能降耗基础工作薄弱。长期以来，沁水县经济发展较偏重于规模和速度，而在产业结构合理性、经济发展持续性、能源资源平衡性等方面缺乏足够重视。企业对节能降耗的认识不足，不了解能耗的基本概念，没有掌握能耗统计的基本方法，能耗统计普遍失真。

四大行业能耗占比大。全县重点监测的 29 户重点用能单位中，化工（煤化工）、电力（瓦斯发电）、煤炭（包括洗选业）、煤层气四大行业 2020 年综合能源消费量为 1305437.09 吨标准煤，占全县规模以上工业企业综合能源消费总量的 94.6%。其中：化工行业（煤化工）综合能耗为 595602.51 吨标准煤，占规上工业企业的 43.16%；电力行业（瓦斯发电）综合能耗为 273184.68 吨标准煤，占规上工业企业的 19.8%；煤炭行业（包括洗选业）综合能耗为 250156.23 吨标准煤，占规上工业企业的 18.13%；煤层气行业综合能耗为 186493.67 吨标准煤，占规上工业企业的 13.51%。

规模以上企业逐年增加。2016 年全县规模以上企业 35 家，2017 年全县规模以上企业 38 家，2018 年全县规模以上企业 44

家，2019 年全县规模以上企业 48 家，2020 年全县规模以上企业 57 家，规模以上企业增加能耗随之增大。

重点能耗企业的影响大。山西晋能控股集团晋城事业部(晋城无烟煤矿集团有限公司)2017 年 6 月纳入我县统计范围,2018 年、2019 年、2020 年综合能源消费量分别为 773765.29 吨标准煤、760550.93 吨标准煤、701589.11 吨标准煤，分别占全县规模以上工业企业综合能源消费总量的 57.2%、51.36%、50.84%。其中：天溪煤制油 2018 年、2019 年、2020 年综合能源消费量分别为 548018.36 吨标准煤、612227.65 吨标准煤、595602.51 吨标准煤，分别占全县规模以上工业企业综合能源消费总量的 40.51%、41.34%、43.16%。

第二节 能源发展面临的形势

“十四五”时期是碳达峰的关键期、窗口期，是构建现代能源体系的重要阶段。

从国际看，全球应对气候变化开启新征程，欧盟、日本等 120 多个国家和地区提出了碳中和目标，世界主要经济体争相推动经济绿色复苏，产业绿色转型已成为重要投资领域。全球能源结构加速向低碳化转型推进，新能源技术水平和经济性大幅提升，主要发达国家积极谋划率先摆脱对化石能源的依赖，能

源低碳转型推动全球能源格局重塑和供需版图深度调整，正在进入可再生能源主导的全新能源体系和发展模式。

从国内看，我国实现碳达峰、碳中和相比西方国家时间更紧、任务更重、力度更大，是一场广泛而深刻的经济社会系统性变革，其中能源绿色低碳发展是关键。当前，我国能源低碳转型进入爬坡过坎的攻坚期，碳排放达峰和低碳化已成为能源发展的硬约束，能源结构和系统形态将面临巨大变革，化石能源消费增长空间受限，新能源大规模发展亟需能源系统加快适应和调整，绿色能源生产消费新模式亟待形成，战略性前沿性技术亟待加速突破。

从全省看，在工业、建筑业、能源、交通运输、服务业、农业、居民生活等领域中，能源行业碳排放占65%以上，是山西省碳减排的关键领域。作为保障经济社会发展的基础行业，能源发展面临优化结构、保障供应、强化治理等多重目标统筹平衡的考验。一是能源低碳转型压力较大。全省产业结构偏重、能源结构偏煤问题较为突出，煤炭消费占比高出全国水平10个百分点以上。国家要求山西省煤炭消费减量10%左右，压减煤炭消费、降低碳排放需要供给侧、需求侧协同发力，共同克服用能成本上升、产业结构调整等困难。二是能源安全保障风险持续增长。全省能源资源以煤为主，煤层气、水、风、太阳能等赋存相对偏少，预计“十四五”期间能源供应保障不确定因素

增多，应对极端天气、重大疫情等突发事件，以及区域性、时段性紧张局面的保供能力亟需强化。三是能源科技支撑能力薄弱。全省能源技术、装备创新能力不强，灵活高效燃煤发电和现代煤化工等技术研究亟需突破，新型储能、氢能开发利用、CCUS(碳捕集利用与封存)等前沿技术和相关产业亟待发展，“源网荷储”一体化、多能互补等新模式新业态对新技术的要求越来越迫切。四是市场决定性作用发挥仍需强化。以绿色能源为导向的价格和交易机制尚不完善，市场主体参与能源领域的活力有待进一步激发，迫切需要构建与碳达峰、碳中和要求相适应的现代能源体系。

当前，山西省发展进入新的历史阶段，面临着国家构建新发展格局战略机遇、新时代推动中部地区高质量发展政策机遇、黄河流域生态保护和高质量发展历史机遇，正在加快建设经济强省、文化强省、生态强省和国家创新高地、幸福美好家园。能源作为现代化山西建设的基础支撑，在一定时期内仍将持续增长，在碳达峰、碳中和目标牵引下，必须通过降低能耗强度、提高利用效率、加快清洁能源保障经济社会发展目标实现，这既对能源高质量发展提出了更高要求，也为能源发展和能源革命综合改革试点拓展了更加广阔的空间。新一轮科技革命和产业变革深入发展，新业态新模式蓄积的发展动能持续壮大，也为促进山西省能源绿色低碳转型提供了有力支撑。

在“十四五”乃至更长时期，能源发展必须完整、准确、全面贯彻新发展理念，坚持系统观念，统筹发展和安全，协同推进能源低碳转型和供给保障，加快构建现代能源体系，助力碳达峰、碳中和目标实现。

第二章 能源发展总体思路和主要目标

第一节 指导思想

以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，深入贯彻落实党的十九届历次全会和党的二十大精神，全面落实习近平总书记视察山西重要讲话重要指示，坚持稳中求进工作总基调，立足新发展阶段，贯彻新发展理念，服务构建新发展格局，践行“四个革命，一个合作”能源安全新战略和中办、国办《关于在山西开展能源革命综合改革试点的意见》，坚持省委提出的“两个转型”和能源发展“五个一体化”战略，晋城市“两增一稳一融合”发展思路，以能源高质量转型发展为主题，以深化供给侧结构性改革为主线，以改革创新为根本动力，统筹发展与安全，聚焦“碳达峰、碳中和”、聚焦“稳煤、增气、优电、上新”，大力实施一批变革型、牵引性、标志性工程，加快推动能源革命综合改革试点，全面构建清洁低碳、安全高效的现代

能源体系，为实现沁水经济社会高质量转型发展提供坚强保障。

第二节 基本原则

坚持清洁低碳，协调发展。立足能源发展和消费实际，统筹推进煤炭、煤层气清洁高效开发利用与新能源规模化发展，优化调整能源结构，加快能源发展方式转变，促进生态文明建设，实现全县能源开发利用与生态环境协调发展。

坚持改革驱动，创新发展。深入落实科技强县战略，大力推动能源领域技术创新，全面提升创新驱动发展水平。系统推进能源体制机制改革和政策创新，着力解决制约能源领域发展的深层次问题，激发能源产业发展活力。

坚持开放多元，安全发展。充分发挥区位、资源、市场、基础设施等综合优势，充分利用全省能源革命综合改革试点和黄河流域生态保护和高质量发展政策优势，积极理清政府能源管理职能，优化营商环境，加强外引内联，坚持以煤为基，多元发展，构建协调联动、多能互补、稳定可靠的能源供应保障体系，筑牢能源安全底线。

坚持节约优先，高效发展。深入倡导和践行绿色生产、生活和消费理念，把能源节约贯穿经济社会发展的各领域各环节，严格实施能耗“双控”，充分发挥节能的引导和倒逼作用，持续

提高能源利用效率，加快构建能源节约型社会。

坚持以人为本，共享发展。以满足人民日益增长的美好生活需要为根本目的，补强城乡能源基础设施短板，完善能源供应网络和服务体系，改善人民生活用能品质。坚决防范化解能源领域重大安全风险，保障人民群众生命财产安全。

第三节 发展目标

到 2025 年能源发展目标：

——全县煤矿控制在 25 座左右，煤炭产能控制 5000 万吨以下，原煤入选（洗）率达到 80%以上，全县煤炭先进产能占比达到 80%以上；

——全县煤层气产量力争达到 70 亿方/年，就地消纳利用量突破 40 亿方/年，全县煤层气长输管道实现 400 公里，管网外输能力实现 100 亿方/年，液化能力实现 745 万方/日，储气调峰能力由 0.45 亿方达到 2.5 亿方，继续领跑全省煤层气全产业链高质量发展。

——全县电力及新能源装机总容量 1500 兆瓦，发电量 30 亿千瓦时，全县电网结构进一步优化，智能电网建设初见成效。

——在能耗“双控”上，聚焦 2030 年碳达峰，采取更加有效措施，努力完成市下达的能耗“双控”指标，到 2025 年单位

GDP 能耗下降 15%，单位 GDP 碳排放下降 12%。

第三章 实施煤层气全产业链发展

充分发挥沁水作为晋城煤层气示范基地建设主力军的作用，统筹推进煤层气产业上中下游协调发展，率先在煤层气增储上产、管网整合运营、消纳市场构建等方面取得突破，切实增强全县经济核心竞争力。

第一节 大力推动煤层气增储上产

加强煤层气资源综合勘探力度，逐步增加煤层气探明储量，推进已有开发区块稳产增产，提升对外合作、探明储量、煤炭采空区等资源区块产能产量，推动井下瓦斯规模化开发，全面实施增储上产。

加大区块勘探提升探明地质储量。立足全县煤层气资源禀赋现状，重点依托中石油、中联以及地方企业技术优势和前期地质勘探成果，推动马必东、枣园等已完成探明储量备案的自营区块，加快产能建设，尽快实现大规模开发。逐步开展深部煤层气资源评价，探索新层系资源调查评价新路径。对已设煤层气探矿权、勘查规划的区块，加快勘查进度，强化勘查约束，

加强对马必南区、成庄新批区块等区块的地质研究、风险勘探、先导性开发试验工作，形成一批产能建设准备区，逐步扩大产业规模，促进资源开发有序进行、持续发力。鼓励矿权人通过自建技术团队或者与有技术实力的机构合作等模式，推进勘查工作，力争获得重大商业发现和探明储量，推动探矿权转采矿权。到 2025 年，实现累计探明地质储量 3800 亿立方米以上。

推动已有开发区块稳产增产。实施井网优化、精细排采等技术措施，促进优质区块提量增产，优先保障潘河、寺河、樊庄、郑庄、马必东等已进入开发阶段的煤层气自营区块稳产增产。对郑庄北、柿庄北等低产区块，调整开发方案，推广煤层综合开采。到 2025 年，已开发区块产量保持稳定。

加快推进对外合作区块开发。鼓励中石油、晋煤蓝焰、亚美能源等有合作区块的企业加大投资力度，推进面积大、资源条件好的对外合作区块进行煤层气开发，重点推进马必西、潘庄、郑庄等合作区块项目勘探开发力度。到 2025 年，对外合作区块产量稳定增长。

推动采空区煤层气资源利用。加快对全县废弃矿井采空区井田范围、地质条件、开采状况、瓦斯资料、水文地质等情况的调查评价，鼓励开采企业和煤矿合作，分享地质资料，达成抽采协议，稳步推进煤矿采空区资源勘探开发。支持蓝焰公司与沁和集团开展合作，在武安、尉迟、半峪、南凹寺、永红、

永安、曲堤等煤矿采空区试点煤层气地面负压抽采。到 2025 年，采空区煤层气产量达到 1 亿立方米。

提升井下瓦斯抽采能力。全面推进煤矿瓦斯先抽后采、抽采达标，实施煤矿瓦斯抽采利用规模化矿区和瓦斯治理示范矿井建设。推动东大、里必、郑庄等煤矿建立规划区地面超前预抽、准备区井上井下联合抽采、生产区井下规模化抽采“四区联动”立体化瓦斯抽采模式。推广实施地面钻井、井下顺煤层长钻孔预抽、边采（掘）边抽、采空区抽放相结合的瓦斯综合治理模式，实现煤炭与煤层气资源的合理开发、综合利用。探索煤矿井下抽采瓦斯新途径，提升煤矿瓦斯抽采转化利用能力。到 2025 年，井下瓦斯抽采能力达到 50 亿立方米/年，产量 16 亿立方米/年，瓦斯利用率达到 65%以上。

第二节 加快提升储气调峰能力

积极引导各类投资主体参与储气设施建设，推动储气设施规模化、集约化运营，提升全县煤层气储气调峰能力，建设京津冀和中部地区应急调峰保障基地。

统筹推进县域储气设施建设。支持各类投资主体合资合作建设大型 LNG 战略储气设施，规模化运营，建设集约化煤层气物流中心，形成完善的煤层气 LNG/CNG 汽运物流网。依托华港、

易高、新奥等煤层气液化企业和名扬、格瑞克等煤层气压缩企业，在现有煤层气液化、压缩项目基础上，整合已建、在建和拟建储气设施，着力打造煤层气液化和压缩产业基地。加快聚力民生 2×16 万立方米 LNG 调峰储备项目建设，提升全县面向京津冀地区调峰保供能力，到 2025 年，全县储气调峰能力由 0.45 亿方达到 2.5 亿方，力争全省第一。

探索建立域外储气设施。鼓励有条件的企业根据需求规模，探索在煤层气主要消费地建立储气设施，按照合理辐射半径，一次规划、集中布局，培育建设一批储气集聚区，建立多层次储备体系。探索运用 LNG/CNG 等方式，将煤层气运输至消费地进行储存，有效化解煤层气迎峰度冬、度夏消费峰谷差矛盾。对没有气源保障条件的地区，鼓励地方企业与消费地企业签订合作协议，合建供储结合的储气设施，提高设施利用率，合建设施的储气能力可按投资比例分解计入相应出资方的考核指标，在合作协议中明确约定。鼓励企业在与县域实现管网互联互通的地区异地投资或参股建设储气设施。

创新储气设施建设监管模式。推动储气设施建设主体多元化，鼓励各类投资主体合资合作建设储气设施，加大对积极参与储气能力建设的企业扶持和奖励力度。督促指导辖区内供气企业、城镇燃气企业落实应具备的储气能力，鼓励各调峰责任主体按照储气指标，制定科学合理的储气设施建设方案，通过

自建、合建、租赁储气设施和购买第三方储气调峰服务等方式达到储气目标要求。引导和鼓励大用户自建自备储气设施和配套其他应急设施。探索将各有关企业建设储气设施、履行储气责任等行为纳入县政府监管范畴，对违法违规、履责不力的责任主体进行约谈问责、惩戒查处和通报曝光。

提高储气设施运营效率。大力推广供储结合的储气设施建设，配套完善 LNG 储罐气化反输设施，提高设施利用效率。鼓励华港、易高、浩坤等企业积极开展煤层气深冷液化技术、大型低温储存技术、LNG/CNG 运输技术，提升煤层气储运效率。鼓励煤层气液化、压缩企业积极发展 LNG/CNG 槽车汽运物流产业，逐步扩大槽车汽运企业数量和规模，在端氏、嘉峰率先建设集约化槽车汽运物流服务中心和 LNG/CNG 槽车停车场，逐步形成完善的煤层气 LNG/CNG 汽运物流网。

健全调峰应急保障机制。加快构建市场化调峰机制，以购销合同为基础，督促煤层气上游开采企业承担所供应市场的季节（月）调峰供气责任，落实下游城镇燃气企业承担所供应市场的小时调峰供气和日调峰供气责任。支持用户通过购买可中断供气服务等方式参与煤层气调峰。加快编制煤层气保供应急预案，建立覆盖煤层气勘查开采、管输、液化、压缩、城镇燃气企业的应急保障机制，形成不低于保障本行政区域平均 3 天需求量的应急储气能力，城镇燃气企业形成不低于其年用气量

5%的储气能力。输气系统出现应急状况时，LNG 通过站内气化设备，为输气管线提供应急气源。

第三节 有序推进煤层气管网建设

统一全县管网规划，充分对接市域管网建设规划，引入规范化、规模化的管网建设和运营公司，加快实施覆盖煤层气区块、居民生活用气、重点工业用户、重点乡镇的管网建设工程，完善配套设施，逐步实现县域内主干管网互联互通。

加快重点产区配套管网建设。围绕全县煤层气勘查开发任务目标，紧密结合县域范围内煤层气需求，持续完善重点产区配套管网，畅通重点产区煤层气生产外输通道。在郑庄、马必、潘庄等煤层气资源开发较好的区块新建输出管线，联通各个集气站，实现集气站与气源管道的互联互通，消除产区外输管网瓶颈，打破供应环节障碍，提升煤层气气源的调度能力。重点建设亚美大陆马必 2 号集气站、中联潘河 2 号集气站项目，加快中石油中央处理厂三期建设工程，对外输出能力达到 30 亿立方米/年。

完善县域干线管网架构。通过股权合作、社会资本介入等方式，加快构建嘉峰—端氏 3 亿立方米/年县域管网“骨架”。在现有输气管道基础上，逐步构建“三纵四横”的内部管网互

联互通体系，建设龙港马必—端氏开发区—嘉峰潘河、山西煤层气里必—蓝焰郑庄等供气管道，逐步实现规划管道与原有管道对接，提升县域输气管道输气能力。同时，对全县煤层气管网进行梳理摸排，制定管网平面布置图和保护措施。加强对沁水经济技术开发区及县域内各类工业园区的用气保障，解决开发区经济发展用气增长需求，实现全县城区双气源供气或多气源供气。到 2025 年，全县输气管网基本实现互联互通，有效保证各类用户用气、应急供气及调峰供气需求。

合理布局重点区域供气管道。加快推进高浓度煤矿瓦斯综合利用，完善煤矿瓦斯管网建设，新建寺河石柱南泵站—金驹寺河 120MW 瓦斯电厂管道、许家岭—端氏民生用气瓦斯管道、石柱南瓦斯增压站—端氏高庄管道、许家岭瓦斯增压站—端氏高庄管道、郑庄煤矿瓦斯增压站—东大煤矿瓦斯增压站、玉溪煤矿瓦斯增压站—胡底煤矿瓦斯增压站等瓦斯输送管道工程，为做大做强做优全县瓦斯发电项目奠定基础。

加强外输管道互联互通建设。在现有管网体系基础上，加快与国家干线管网对接，适当增加外输、长输管道输送能力，实现余气外输，保证在调峰时期最大化支援全省及周边地区，提升通达中原地区及京津冀的管道输送能力。到 2025 年，煤层气输送能力达到 100 亿立方米。

第四节 搭建智能服务监管平台

积极推进煤层气产业与互联网、物联网融合发展，利用现代化信息手段，建立智能服务监管平台，全面了解、掌握、监控全县煤层气资源、气源、安全、调控等信息，提高对煤层气资源全方位的监管和服务力度，为产业发展提供精细化、智慧化的管理和服务。

成立信息调控服务中心。率先搭建以数字化技术为基础、以信息化设施为支撑、以数字信息安全为保障，集煤层气资源、气源流量、压力、管网施工、调度控制、运行维护等信息于一体的信息调控服务中心，搭建信息调控服务平台，对煤层气市场信息数据进行收集、处理、分析，为各企业发展提供综合信息服务，加快促进煤层气上中下游产业的有效衔接，实现全产业链数据共享。充分发挥平台全方位监管和服务功能，制定有序用气方案和调度方案，有效对接市级煤层气交易中心，推动建立全市统一的综合数字化信息平台。

强化平台管理服务功能。依托通信网络技术，探索利用地理信息系统对现有门站、高中压调压站的数据采集与监视控制系统进行改造，加强对各站点的监控，实时显示各场站工艺流程、工艺参数、系统工况等。利用系统软件统一采集温度、压力、流量、设备状态、产量、供应量、存储量等数据，实现数

据查询、分析、输配调度、台账管理、供求趋势分析等。逐步将主要用户和管道阀门纳入系统进行控制，建立智能服务监管平台，加强对场站及用户的自动监控和自动警报，有效监控各生产环节和用户环节安全状况。提升用户管理系统，加快与用户建立远程联动、数据共享、突发事件及时处置等联动机制。

提升管网智能化运行水平。依托智能服务监管平台，建立长输管网、城燃管道实时监控系統，利用无人机等技术，探索实现管网安全监控。利用大数据技术，建立管网数字化系统，对管网施工信息、调度控制信息、运行维护信息进行数字化、系统化和可视化处理。同步加强管道数字孪生体构建技术、管道线路和站场感知技术、管道大数据挖掘和智能评价技术等技术研究与应用。搭建管网调度在线仿真系统，改善管道离线计划和仿真效率及准确度，提升管网调度安全性。同步加强对 LNG 运输车的指挥和调度。

有效对接煤层气交易中心。配合市政府设立晋城煤层气交易中心，大力支持沁水煤层气开发投资有限公司、亚美大陆、浩坤等企业参股市域煤层气交易中心建设。引导各煤层气企业入场交易，进行煤层气、CNG、LNG 现货期货交易，提高产业效益和影响力。依托交易中心建立煤层气信息调控服务平台和综合数字化调度系统，打通信息壁垒，对煤层气市场信息数据进行收集、处理、分析，为各企业发展提供综合信息服务，加快

促进煤层气上中下游产业的有效衔接，实现全产业链数据共享。充分发挥智能服务监管平台作用，有效对接煤层气交易中心，围绕股权投资、信息发布、资源共享、管网输送、物流运营等领域，与煤层气交易中心开展全方位合作。制定煤层气合理价格体系，按照“就地利用、余气外输”的原则，探索建立煤层气市场化定价机制，还原煤层气的商品属性，维护煤层气开发利用上中下游各个环节和各方企业的利益，实行上下游价格联动。

提升产业管理服务水平。发挥煤层气增储上产指挥部统筹协调作用，建立“由上而下”的调度指挥制度和“由下而上”的联席会议机制，对指挥部成员单位实行工作调令制度，对乡镇实行工作通知制度，解决企业发展过程中遇到的实际问题。制定支持煤层气建设项目承诺制实施办法，鼓励企业同步开展用地手续申报和前期工程准备工作，进一步优化营商环境。全面整合优化煤层气行业审批事项，简化煤层气项目审批环节，激发外来企业主体投资创业积极性。统一协调办理煤层气企业和煤矿企业互保协议，提高相关协议签订效率。加强法治化建设，创造适应市场需求的法治环境，保障市场和企业合法权益。发挥煤层气产业协会作用，规范完善行业管理体系，维护市场秩序。

第五节 全力推进气化沁水全覆盖

发挥煤层气资源优势，加大煤层气利用推广力度，在民用燃气、工业燃气、煤层气发电、交通用气等方面充分挖掘和拓宽煤层气利用渠道，不断提升煤层气就地转化利用效率，大幅优化全县能源消费结构。

优先保障民生领域用气。依托新型城镇化和美丽乡村建设，按照“优先气源区、优先人口密集区”的原则，加快煤层气利用基础设施建设，推进煤层气普及利用。鼓励新建、改建、扩建、在建的小区或保障性住房以及其他公共服务设施同步配套建设燃气设备和管网，保障县城可靠供气。在改善县城供气条件、拓展居民用户的同时，按照气源开发进度和输送管网建设进度，以管道气化、车载气化等方式，优先在煤层气气源周边和管道沿途沿线中心村镇发展煤层气用户。在龙港镇、土沃乡、中村镇、张村乡、十里乡等未通气乡镇，采用管道气、液化气等多种形式，提高偏远及农村地区煤层气、煤矿瓦斯利用率。发挥政府引导作用，支持煤层气投资公司通过参股、收购、交叉持股等市场化方式，统筹整合各乡镇燃气企业，形成一个燃气市场主体，实施统一管理。到2025年，城乡居民气化率达到95%。

开展工业园区分布式能源应用示范。借鉴天然气分布式能

源系统发展经验，依托寺河等煤层气发电厂等骨干企业，在重点城镇、现有工业园区等能源消费中心大力推进煤层气发电、供热、供冷联产系统，发展煤层气分布式能源。鼓励各工业园区探索煤层气发电与生物质天然气发电、光伏发电、风力发电等多能互补的分布式能源供应体系。重点在沁水经济技术开发区推广应用多能互补的分布式能源系统。鼓励中石油、中联和蓝焰等大型公司在龙港、嘉峰、胡底等重点乡镇产业园区率先启动一批煤层气分布式能源示范项目，有序推进开展煤层气热电冷三联供应分布式能源项目。以沁和能源、新天一陶瓷、富基新材料等企业为龙头，培育发展煤层气制氢、陶瓷熔块、玻璃制品、琉璃玉等以煤层气为主要燃料和原料的利用企业，推进工业领域煤层气燃料替代和利用。

推进交通领域用气。在公交车、出租车、城际客车、运输重卡等领域积极推广以煤层气为动力的汽车产业，加大煤层气在交通运输工具中的应用。合理布局煤层气加气（注）站，逐步完善相关基础配套设施。整合现有加气站，重点支持格瑞克、国新龙港等企业在陵侯高速沁水停车区等重要交通枢纽地区合理布局 LNG 加气站、CNG 加气站、LNG/CNG 两用站、油气电合建站等煤层气加气（注）站，构建功能完善的加气站网络体系。鼓励寺河矿区、玉溪矿区等重点矿区和诚安物流、万志物流、诚运物流等重要物流节点积极推进 LNG 汽车示范推广，加快推

进 S80 陵侯高速沁水路段、331 省道等重要交通干线进行 LNG 城际客运、物流运输车运行示范工程。

第六节 培育壮大煤层气关联产业

依托煤层气产业比较优势，立足现有产业基础，大力推动煤层气装备制造、工程服务、高端材料制造等关联产业发展，加速打造功能齐全、优势突出的煤层气装备研发、制造、服务基地。

加快发展煤层气装备制造产业。依托煤层气资源优势和产业基础，围绕煤层气勘探开发产业链，在端氏镇等地打造以生产煤层气 LNG/CNG 加气站设施、LNG/CNG 槽车、工程车等装备制造为主的装备制造园，完善园区内变电站、供水厂、供热厂等生活配套设施和物流服务设施。积极引进晋煤集团金鼎公司入驻装备制造园，生产高精尖勘探装备、径向井钻机、定向钻机、煤矿井下全断面坑道钻机、智能化排采等钻机装备。依托煤层气工程服务园，积极引进浙江、山东、河北等地区煤层气装备制造企业，生产无杆泵、全金属螺杆泵、抽油机、压缩机、压裂设备等装备。持续推进农村散居农户家用吸附煤层气（ANG）储集罐及其配套专业煤层气炉灶、ANG 罐的加注设施及清扫设施、适宜散居农户多气源取暖壁炉等农村气化专业装备制造研

发和生产。加快山西力宇新能源推进燃气发电装备项目建设。到2025年，基本形成集勘探、钻井、管输、利用等装备制造于一体的煤层气装备制造业集群。

大力发展工程技术服务业。依托煤层气工程服务园和中石油、中联等企业工程技术服务基础，以煤层气投资公司物流园区为平台，在胡底建设服务于煤层气资源开发和燃气输配的工程服务产业园区，引进省内外优秀工程技术服务人才，培育壮大沁水煤层气工程技术服务业。在沁水经济技术开发区内成立煤层气工程技术产业联盟，打造覆盖煤层气井场设计、钻井、压裂、测井、固井、污废处理等全产业链的专业化工程服务体系，为全县煤层气勘探开发提供全方位高水平的工程技术服务。

培育发展高端材料制造产业。鼓励重点园区引进高端研发机构与现代化机械制造企业，研发生产钻井液添加剂、压裂液添加剂、低密度支撑剂等产品，培育发展以钻井泥浆、压裂液、低密度支撑剂等为主打产品的煤层气开发高端材料制造产业。同步加快建设煤层气装备制造配套产业园，配套发展钻头、钻具、泵、阀门等煤层气开发所需器材。

大力推进煤层气关联产业发展。按照“政府引导、企业自愿、分类实施”的原则，鼓励有条件的煤层气企业构建利益共享、风险分担的合作机制。上游加大基础研究与技术开发力度，中游着力发展煤层气压缩和液化、管输及燃气战略储备、燃气

输配工程技术服务，下游加大以煤层气为原料的产品开发力度和市场拓展，构建煤层气产业上中下游互促互保的发展格局。引进第三方检验检测机构，建设煤层气排采水综合利用项目，鼓励新建矿井配套瓦斯发电项目，发展陶瓷熔块、玻璃制品、琉璃玉等以煤层气为主要燃料和原料的利用企业，完成“气化沁水”全覆盖，探索延伸煤层气+旅游、煤层气+科教等产业，大力推进煤层气全产业链发展。

第七节 加强科技创新能力建设

加强煤层气技术与人才对外交流，探索建立产学研科技协同创新体系，积极开展煤层气关键技术联合攻关，打造国内领先的煤层气技术研发推广示范基地。

加快关键核心技术研发攻关。积极申请国家、省、市煤层气科技重大专项资金，围绕煤层气勘探开发的基础理论和地面预抽、深部钻探等开发工艺开展重大技术课题研究。探索设立专项基金，支持煤层气勘探开发的基础理论和工艺研究，解决千米以深煤层气开采地质构造复杂、断层多、易破碎等技术难题。开展低浓度瓦斯提纯研究与开发利用。加快储层保护技术探索攻关，开展低成本储层保护技术应用。推进煤层气热采技术的联合攻关研究和高标准示范项目，重点支持亚美能源开展

深部地下煤制气（煤层气热采）关键技术攻关和成果转化，加快项目产业化进程。充分发挥煤与煤层气共采国家重点实验室和专家智库作用，开展煤炭采空区（废弃矿井）开发利用关键技术研发。

推动产学研深度融合。大力推进产学研一体化，支持煤层气企业与中国矿业大学、中国石油大学等院校科研机构共同组建工程中心，推动建立专家工作站。充分发挥煤与煤层气共采国家重点实验室和专家智库作用，鼓励企业与科研院所、知名专家合作，引进先进设施设备，在关键环节进行技术攻关，提升研发能力，积极申报省级、国家级煤层气工程研究中心。加强与北京化工大学、太原理工大学等国内知名院校和科研单位合作对接，研发煤层气（甲烷）直接制乙烯、电重整煤层气（甲烷）和二氧化碳制合成气、煤层气造金刚石等新材料、新产品、新技术。鼓励中联、中石油、亚美等大型企业加强与国内一流高校、科研院所和国家煤层气技术创新战略联盟搭建科技协作体系，开展人才交流、联合攻关、合作投资和技术外包等多种合作形式，推进关键核心技术共享。

加快建立检验检测平台。加强与国家煤层气质检中心合作，建立煤矿瓦斯在线检测站、煤层气装备质量检测站、煤层气槽车及高压钢瓶检测站等煤层气检测检验平台，强化煤层气产品质量检测品牌建设。依托沁水三方煤层气装备检验有限公司，

加快推进煤层气工程装备检验能力提升。积极引进煤层气领域技术先进的第三方检测机构，加强对煤层气相关企业管道、仪器仪表、槽罐等的安全与质量检测检验。

引进培育专业技术人才。全面实施“人才强县战略”，建立科技研发人才培养引进机制，主动对接京津冀、中原城市群，柔性引进煤层气领域高精尖人才。大力组织招才引智活动，通过校园招聘、项目推荐会、现场观摩等多种方式，拓宽煤层气领域复合型人才引进渠道。构建科学、开放、高效的人才管理体制，加快培养煤层气产业技术研发、国际合作、政策研究等各类专业人才。支持县域内高等职业院校、技工学校开设煤层气相关专业，深化校企合作，加快推动产学研深度融合，多层次培养煤层气产业发展急需的专业技术人才。

第四章 推动煤炭高质量转型升级

围绕国家“碳达峰”“碳中和”目标，坚持绿色低碳方向，聚力煤炭清洁高效开发利用，坚定走“减”“优”“绿”发展之路，依据沁水县能源革命综合改革试点方案，立足县情，充分用好用足政策，推动煤炭安全高效绿色开采和清洁高效低碳利用，构建现代化煤炭经济体系，促进煤炭行业高质量发展。

第一节 优化煤炭产业结构

持续推进大型骨干矿井建设。煤炭产业是沁水县经济发展的基础，要在稳定的基础上，充分利用国家煤炭供给侧结构改革和化解过剩产能的优惠政策，推进煤炭产业结构调整，加快先进产能建设。重点推进东大 500 万吨/年、里必 400 万吨/年矿井、郑庄 400 万吨/年 3 座大型煤矿项目及沁裕 90 万吨/年、永安宏泰 90 万吨/年 2 座资源整合矿井项目建设。

加强生产矿井技术改造提升。以简化优化矿井生产系统，实现集约高效生产为目的，积极开展现有生产矿井技术改造，实现生产环节衔接配套，不断释放先进产能。持续推进寺河煤矿东井区许家岭风井、寺河煤矿西井区石柱南风井、端氏煤矿新建风井及排矸井、永红煤矿下组煤开采、坪上煤业 15#煤水平延伸等项目建设，达到高产高效。

加强煤炭可持续发展能力。在现有 24 座煤矿的基础上，加快推动上安 120 万吨/年、永和 300 万吨/年、沁南 240 万吨/年、樊庄 500 万吨/年四座新建矿井及胡底煤矿 60 万吨改扩建至 180 万吨/年、鹿台山煤业 60 万吨改扩建至 120 万吨/年增扩资源项目获批建设，加快推进松峪煤业、三沟鑫都煤业两座矿井产能核增项目建设，不断增强全县煤炭产业可持续发展能力。

提高煤炭储备能力。坚持政府推动、市场化运作，统一规

划、合理布局，动静结合、应急保障原则，加快推进煤炭储备能力建设，进一步发挥煤炭储备在能源安全供应中的支撑作用。依托县内重点骨干煤炭企业，优先利用现有煤炭储备站场，在不新征地的前提下新建或改扩建政府可调度煤炭储备项目。按照市场化原则，推进社会煤炭储备能力建设和运营，支持沁和能源集团依托永红煤炭集运站、候村煤炭铁路专用线及各煤矿储煤场进行煤炭储备项目建设，力争全县煤炭储备能力达到应急状态下的能源保供要求。

第二节 推进煤矿智能化建设

科学规划煤矿智能化发展。认真贯彻落实省市关于煤矿智能化建设工作的安排意见，围绕“减人、提效、保安”，全面推进煤矿“系统智能化、智能系统化”建设，明确智能化建设目标，制定智能化建设方案，严格执行煤矿智能化建设标准，加快推进智能化建设。结合煤矿实际，坚持因矿施策，示范引领，有序推进。优先推进全县120万吨/年及以上煤矿、灾害严重的煤矿进行智能化改造升级。

加快采掘工作面智能化建设。借鉴国有大型煤企“领头羊”的示范做法和经验，坚持精准定位，因“面”施策，积极引进智能控制技术和先进设备，实施采掘智能化改造，加快电液控

及智能传感器、精确定位与数据高效连续传输等技术装备应用，推行采掘工作面远程控制、记忆截割、自动找直等智能化作业，实现采掘少人无人化，加快智能化采掘工作面建设。2021年，全县建设39处智能化采掘工作面，2022年建设22处智能化采掘工作面，到2025年，全县生产矿井及实现试运行的基建矿井，力争基本实现智能化采掘作业。

持续推进智能化矿山建设。积极运用“5G+大数据+人工智能”技术，加强技术融合和集成创新，形成煤矿全面感知、实时互联、分析决策、自主学习、动态预测、协同控制的智能系统，加快推进固定岗位无人值守和危险岗位机器人替代作业，实现辅助运输连续化，机电控制远程化、灾害预警实时化、洗选系统集约化；实施煤矿采掘、运输、通风、供电、安全监测、地面洗选等过程的智能化建设。到2025年，全县建成寺河、玉溪等3-5座智能化煤矿。

第三节 推行煤炭绿色开采

实施矸石井下分选。推动煤炭资源开发与经济社会、生态环境协调发展，推广合理可行的采煤工艺和技术，走集约化生产之路，推动技术与成本有机结合，降低生产成本。因地制宜推广煤矿矸石充填开采、煤与瓦斯共采等绿色开采技术。结合

无人智能开采、井下充填开采，开展井下矸石智能分选试点示范工程建设，推进东大、里必、郑庄大型煤矿开展井下矸石智能分选系统和不可利用矸石全部返井工程建设，力争与主体工程同步验收、投入运行。

推广煤与瓦斯共采技术。学习借鉴晋能控股集团成庄煤矿的做法，遴选沁和公司端氏煤矿率先开展煤与瓦斯共采试点示范建设，形成可复制可利用模式，加快在全县胡底、坪上、侯村、平山、玉溪、东大、里必、郑庄等高突矿井实施，推进全县煤矿采煤采气一体化进程。

推行无煤柱开采工艺。在亿欣、鹿台山成功实践“沿空留巷”技术的基础上，加快在全县其它生产矿井推广应用，2025年全县具备条件的矿井全面实施“沿空留巷”开采工艺。同时，积极在高瓦斯矿井研究探索应用“沿空留巷”技术，在沁和公司侯村煤矿下分层综采工作面、端氏煤矿大采高综采工作面先行先试。

开展遗弃煤炭资源回收。为延长矿井寿命，提高资源回收率，壮大企业经济效益，针对老旧矿井、老旧采区遗弃煤炭资源较多，积极开展煤炭资源二次回收工作。在永安煤矿成功复采的基础上，推进南凹寺、永红等矿开展3#煤复采工作。

加强煤炭技术难题攻关。以解决“三下压煤”难题为突破口，鼓励沁和公司、坪上煤矿对接高等院校和科研院所，按照

技术先进、安全可靠、科学实施的原则，积极开展煤矸石充填开采技术研究试验。推进平山煤矿低渗透煤层瓦斯治理技术研究，加快破解低渗透煤层瓦斯治理难题。

第四节 推进煤炭洗选产业升级

推进煤炭洗选产业规范发展。加快煤炭洗选企业建设，实施原煤精深加工，细分煤炭市场是提高煤炭经济效益的重要途径。按照山西省人民政府办公厅《关于全省煤炭洗选行业产业升级实现规范发展的意见》，坚持总量控制、环保优先、市场淘汰、依法合规原则，依法淘汰证照手续不齐全、环保不达标、规模小、工艺落后、布局不合理、经营管理不规范、安全管理差的企业，构建与煤炭产能相匹配的洗选能力。到2025年，全县煤炭洗选企业控制在30家左右，全县原煤入选率达到80%以上。

开展煤炭洗选企业达标升级。按照《山西省能源局煤炭洗选企业标准化管理规范考核评定办法》，开展煤炭洗选企业达标评定，鼓励企业加强达标建设，创建一批一级标准化企业，所有洗选企业最低要求达到三级标准，积极推动企业新技术、新工艺、新设备、新材料应用，并逐步实施智能化改造，建设智能化选煤厂。

第五节 推进煤炭产业链延伸

探索新型煤炭利用方式。探索“分质分级、能化结合、集成联产”的新型煤炭利用方式。推动煤转煤粉、分质分级利用，拓展煤炭清洁利用新路径，推动煤电化热一体化发展。支持型煤企业进行技术改造提升，实施改性型煤的生产。按环保政策要求，在民用和新型高效锅炉领域推广使用高效洁净改性型煤，培育清洁高效利用技术与装备，开展“清洁煤+环保炉具”试点工作。

稳步提升煤炭伴生资源清洁利用。加强煤矿瓦斯抽采利用。实施高突矿井瓦斯抽采全覆盖工程，支持晋煤集团蓝焰公司与我县境内煤矿企业积极合作，加快煤矿老旧采空区地面瓦斯抽采利用，全县煤矿瓦斯利用率达到60%以上。加强矿井水规范处理。严格矿井水和生活污水规范处理，达地表水Ⅲ类标准水质方可排放；加大矿井水复用率，复用率达到100%。推动煤矸石综合利用。推广实施煤矸石发电、煤矸石制气和煤矸石制造建材等附加值高的项目，示范带动全县煤矸石综合利用水平上规模、上档次、上水平。

加快资源枯竭煤矿转型发展。探索矿区土地复垦、关闭矿井闲置资源开发利用新途径，利用废弃煤矿工业广场及周边地区，发展光伏、现代农业、林业、旅游等产业，由单一的土地

复垦、生态修复向多样化功能拓展。开展资源枯竭矿井煤层复采工艺试点，延长矿井服务年限，提高资源利用率。

加强煤矿关闭后剩余资源开发。认真落实省、市关于煤矿关闭后剩余资源开发相关政策，加快完成关闭煤矿剩余煤炭、煤层气、矿井水、地下空间资源全面普查，建立规范的煤矿关闭后资料管理制度和资料信息共享机制，切实做好对兼并重组关闭煤矿剩余资源的充分利用。

适度发展现代煤化工产业。按照循环经济理念，综合考虑水资源、环保准入的要求，以水资源有保障、生态环境可承受和维护我县“国家生态文明建设示范县”为前提，运用先进的煤化工工艺技术，聚焦开发高端化、多元化、低碳化的煤基新材料新产品，适度发展煤制气、煤制乙二醇等现代煤化工产品，提高资源转化效率和产品竞争力，推动煤炭利用以燃料为主向燃料和原料并重方向发展。

推动煤炭“公转铁”运输。随着全县煤炭产能不断提升、煤炭产量逐年增加而煤炭外运受阻的迫切需要，加快推进县域中部、东部、西部三条铁路专用线建设，打通煤炭运输瓶颈，破解未来大型矿井建成投产后煤炭外运瓶颈。力争到2025年，全县煤炭外运量中铁路承担比例提高到65%，逐步实现煤炭运输以铁路为主的格局。

第五章 加快电力及新能源发展

顺应新能源发展趋势，结合沁水县资源禀赋和产业基础，以技术创新为引领，加大要素支撑，分类施策，促进新能源的发展和应用。

第一节 推动新能源快速发展

推动瓦斯发电集群化发展。按照因地制宜、就近利用原则，在全县煤矿企业周边，依托现有瓦斯电厂规模，围绕提高煤矿瓦斯利用效率，推进煤矿低浓度瓦斯就近发电，逐步杜绝井下瓦斯无效排放。重点建设一批低浓度瓦斯发电项目，推动里必、东大、端氏、常店、鹿台山等瓦斯发电项目建设投产，到 2025 年全县瓦斯发电装机容量达到 450 兆瓦，产业集群初具规模。

积极推进太阳能高效利用。坚持节约集约用地导向，推动国能沁水、国家电投沁水、端氏二期、粤电沁水、大唐端氏、杰诚沁水、金风天翼沁水、龙源北纬沁水等大型集中光伏项目落地。鼓励利用开发区标准厂房、工业企业、大型公共建筑屋顶发展分布式光伏发电，探索开展光伏建筑一体化示范项目。探索光伏发电与 5G、制氢、新能源汽车充电设施等新领域高效融合。到 2025 年全县光伏装机容量达到 800 兆瓦，

有序推动风能资源开发利用。按照最大保护、最低影响、适度开发的原则，结合全县风力资源禀赋和电网接入条件，在不影响生态环境保护的前提下，积极引进国内先进低风速发电技术，规划开发一批分散式风电项目，重点推动兰花集团龙渠、郑庄、樊村河和海得沁水等分散式项目建成投产。到 2025 年全县风电装机容量达到 300 兆瓦。

逐步提升生物质能利用水平。按照因地制宜、综合利用、清洁高效原则，建立健全资源收集、加工转化、就近利用的生产消费体系，推动生物质天然气规模化开发。重点抓好山西舜新能源有限公司生物质天然气项目建设，发挥引领示范作用，有效解决农业废弃物带来的资源浪费和环境污染问题。到 2025 年新增生物质天然气产能 1500 万方/年。

第二节 推进智能电网建设

优化县域电网骨架结构。加快沁水县智能电网建设，优化电网结构，有效促进新能源消纳，提高电网运行经济性、可靠性，促进可再生能源大规模高比例发展、加快构建新型电力系统。新建固县 220KV 千伏输变电工程，配套 110KV 送出工程及线路，为全县经济社会发展、居民生活质量改善、电力外输、就地消纳等提供更好的保障。

加强城镇配电网建设。围绕县城发展定位和高可靠用电需求，高起点、高标准建设配电网，满足快速增长的用电需求。做好电力与城乡发展、土地利用的有效衔接，将管廊专项规划确定的入廊电力管线建设规模、时序纳入配电网规划。

实施农网改造升级工程。加快乡镇、中心村电网和农业生产供电设施改造升级，结合“千乡万村沐光”行动，建设可再生能源就地消纳的农村配网示范工程。推动出台水电自供区及移交国网公司改造方案，逐步提高农村电网信息化、自动化、智能化水平。

发展新型大型储能设施。围绕打造以新能源为主体的新型电力系统，提升清洁能源消纳能力，在电源侧、电网侧、用户侧合理布局新型储能。积极推进沁水华能120万千瓦抽水蓄能电站项目列入国家“十四五”规划，并开工建设。

推进“互联网+智能电网”建设。全面提升电力系统的智能化水平，提高电网接纳和优化配置多种能源的能力，满足多元用户供需互动。加快电能服务管理平台建设，全面推广智能调度控制系统，应用大数据、云计算、物联网等，提升信息平台承载能力和业务应用水平，实现电力业务“网上办、掌上办、指尖办”。

第三节 深化电力体制改革

推进电力市场建设。逐步建设形成竞争充分、开放有序、健康发展的市场体系，包括发电企业、供电企业、售电企业和电力用户在内的各类市场主体，在清晰明确的市场规则下公平竞争提供电力或购买电力服务。

稳步推进售电侧改革。逐步向符合条件的市场主体放开增量配电投资业务，鼓励以混合所有制方式发展配电业务。建立市场主体准入和退出机制，加强监管，切实保障各相关方的合法权益。鼓励供水、供气、供热等公共服务行业和节能服务公司从事售电业务。

第六章 积极实施节能降碳

严格落实能源消费总量和强度“双控”要求，所有新上“两高”项目必须落实能源消费减量替代，加强重点领域节能，推动能源绿色生产与消费，确保完成省市下达我县的“十四五”能源消费总量控制目标。

第一节 实施能耗“双控”工程

落实能耗“双控”等节能制度体系。多措并举完成市下达的能耗“双控”目标，发挥市场配置资源的决定性作用，探索建立用能权初始分配和有偿使用交易制度、用煤权交易制度，严格新上耗煤项目的新增煤炭消费减量等量替代制度审查，严控新增煤耗，严格控制高耗能企业建设，推动能源要素向优质项目、企业、产业流动和集聚。实施差别化用能价格政策，并与强制性节能标准衔接，加强节能审查事中事后监管，推动节能降耗、淘汰落后，促进产业结构、能源结构优化升级。

加强重点领域节能。推进工业、建筑、交通等重点领域节能，鼓励节能技术、产业模式不断创新发展。聚焦煤炭、煤层气、电力、焦化等重点用能单位节能管控，实施工业能效提升计划。全面推进绿色建筑集中示范区建设，大力发展装配式建筑，推动建筑领域节能。建设绿色运输体系，积极发展新能源、清洁能源运输装备，持续开展绿色出行活动。推进公共机构既有建筑节能改造，新建建筑实行更加严格的建筑节能标准。在大型商用建筑中实施节能改造，实行能耗定额管理。

广泛开展煤炭等量减量替代。研究制定沁水煤炭等量减量管理办法，合理区分控制对象，实施煤炭消费总量控制，降低煤炭占一次能源消费比重。按照行业分类对用煤项目煤炭消费替代系数科学确定差异化标准，对传统高耗能、未完成“双控”

的项目提高替代系数，实行减量替代。对科技含量高、附加值高的项目实行等量替代。重点削减非电燃料用煤，推进电能、清洁能源替代非电用煤，鼓励可再生能源消费。压缩煤层气供应中间环节，有效降低各环节输配费用，在气源有保障的前提下促进煤层气就地转化和消费。推动县城建成区实现“禁煤区”全覆盖，持续扩大“限煤区”，稳步实现煤炭消费总量负增长。

第二节 推动能源消费革命

推进清洁取暖工程。拓展多形式、多热源的清洁供暖方式，按照“宜气则气、宜电则电、宜煤则煤、宜热则热”的原则，继续做好清洁取暖和散煤替代工作，完成清洁取暖试点总体绩效评价工作，多措并举降低居民清洁取暖运营成本。推广“洁净煤+炉具”。实现县城建成区清洁供暖全覆盖，积极推进重点乡镇实施连片集中供暖，在农村居民生活用煤等重点领域实施“以气代煤”、“以电代煤”工程。在煤改气覆盖不到地区实施“煤改电”工程，在“煤改气”、“煤改电”都覆盖不到的地区实施清洁型煤兜底。推广山西明源集团沁泽焦化有限公司、沁水县丰汇新能源有限公司、山西兰能玉溪新能源有限公司等利用工业余热余压对周边地区实施清洁取暖试点，对全县清洁取暖有效补充。

推进节能优先工程。在工业领域，通过化解过剩产能、实

施节能技改、关停“小散乱污”企业、工业锅炉清洁能源替代等措施，压减工业企业燃煤消费。对小水泥、小粉磨等产业采取环保倒逼和市场淘汰机制，加大冶金行业过剩产能化解力度。同时，实施重大节能技改工程和工业技术改造工程，促使工业领域能源循环利用、集约节约用能水平显著提升。大力清理取缔低效用能的“小散乱污”企业，彻底淘汰一批劣质低效用能企业和项目。实施更加严格的能效和排放标准，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。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，淘汰老旧车辆，强化油品质量监管。

第三节 推广清洁能源应用

推广使用清洁能源。因地制宜地扩大液化气、天然气等清洁能源使用量和使用比例，特别是在低效、高污染的小型燃烧设施上的使用，以重点解决沁水县面源污染问题；通过划定禁止使用、销售高污染燃料区，限制原煤等高污染燃料的使用和销售，积极推进煤改气工程；在一些有条件的区域，以电力替换煤炭，推广电力的热利用；加强太阳能、风能等可再生能源在沁水建设中的利用。发展和使用风能、太阳能等可再生能源

转化的电力和热能，并向经济规模发展；推广使用太阳能热水器和被动式太阳房，发展太阳能电热综合利用技术；充分开发和利用生物质能和其他形式的能源。

推广洁净煤技术。有计划地推广低硫、低灰分优质煤的使用，用优质煤替代劣质煤，控制煤烟型污染；提高配煤质量，实现配煤供应，将含硫量作为主要控制指标，采用合理配置的方式集中供应煤质相对稳定的配煤，逐步减少原煤的直接使用；限制高硫高灰分煤炭的开采，扩大煤炭洗选加工，提高煤炭品质；积极推广使用固硫型煤。

推广清洁燃烧技术。逐步推广、安装脱硫净化装置，对难以改燃清洁燃料或优质煤大型锅炉房要逐步实施烟气脱硫；工业锅炉、窑炉逐步用洁净气体（液体）燃料及型煤替代散烧原煤；积极开发使用高效除尘器和低氮燃烧器，提高锅炉燃烧效率；大力发展使用烟气净化技术，循环硫化床发电技术，分级送风、分级燃烧、低氮燃烧等低 NOX 排放控制技术，经济适用的工业锅炉、窑炉高效燃烧技术和配套的污染控制技术。

推广节能技术利用。开发推广节能技术、节能设备；在建筑工程中应用和推广节能技术，降低住宅能耗；加大节能、低污染取暖设备的使用；进行节能型住宅单位工程与区域配套项目示范工程。

发展城市集中供热。积极开发天然气、电力等清洁供热能源；对已有的供热锅炉进行技术改造，提高热效率，要达标排放；合理优化供热布局，提高供热水平和供热效率；采用先进

技术对集中供热设施进行改造。

制定相关技术和金融税收机制。增强能源管制机制；积极鼓励使用清洁燃料，扶持洁净煤技术；鼓励生产和消费使用清洁能源；对清洁能源示范工程的科研开发项目、推广项目给予支持。对效益显著的项目、技术装备国产化项目给予优先贷款、贷款贴息、资金补助、税收优惠及表彰奖励，利用风险投资资金和担保资金给予支持等。

建立监督管理和技术服务体系。根据沁水县社会与经济发展的总体要求和需要，结合我县大气环境承载能力研究与区域大气污染总量控制的分析，以及相应的经济能力和技术支持能力，通过综合和系统分析，制定节能清洁行动计划，为节能清洁行动提供依据。开发环境空气质量及污染源监控、预警与监控网络；对重点用能单位加强节能管理；加强能源生产、消费管理信息网络的建设；加强大气污染防治决策支持系统建设；制定节能清洁行动和示范项目的经济、社会和环境效益评价指标体系，进行效益评价。通过技术交流、示范项目贷款；召开各种技术交流会议等多种途径，促进合作，提高实施节能清洁行动的能力和工作水平。

第四节 推进绿色交通发展

加快清洁能源运输装备改造。推动中短途客运线路纯电动、

清洁化运营，建设绿色客运班线。在建成区公交、出租、邮政、环卫、通勤、轻型物流配送等公共服务领域推广使用清洁能源、新能源汽车。2020 年底前，县城公交车、出租车全部更换为新能源或清洁能源汽车，其他公共服务领域清洁能源、新能源汽车使用比率达到 80%。完善县城建成区、周边及高速公路服务区充电桩、加气站等配套设施。

加快新能源汽车推广应用。以城市公交车、公路客车、出租车等客运以及环卫、物流、公安巡逻等公共服务领域用车为重点，加大新能源汽车推广应用力度，不断扩大新能源汽车在公共服务领域的应用比例和规模，形成新增道路运输车辆以清洁能源和新能源车辆为主的发展格局。结合公务用车制度改革，健全完善公务出行市场化保障体系，大力推广“充电服务+汽车租赁”模式，促进新能源汽车在公务出行保障方面的推广使用。落实国家新能源汽车发展和推广应用的财税优惠政策，建立促进新能源汽车市场化发展的有效机制，鼓励和支持居民优先购买和使用纯电动汽车或插电式混合动力汽车。提升汽车节能环保标准，提高高油耗、高排放汽车使用成本，鼓励实施近零排放交通示范工程，引导居民绿色出行。到 2025 年，全县新能源汽车保有量力争达到 1 万辆。

加快充电基础设施建设。围绕充电基础设施与电动汽车协调发展，加快构建以用户居住地停车位、单位停车场、公交及

出租车场站等配建的专用充电设施为主体，以公共建筑物停车场、社会公共停车场、临时停车位等配建的公共充电设施为辅助，以独立占地的城市快充站、换电站和高速公路服务区、国省道两侧配建的城际快充站为补充，以充电智能服务平台为支撑的电动汽车充电基础设施服务体系，保障电动汽车顺畅出行。到 2025 年，全县充电基础设施保有量达到 200 个以上。

积极发展新模式新业态。创新“新能源汽车+互联网”业务新模式，推进租赁业务与现代信息平台融合，支持充电装备制造企业开展运营模式创新。积极探索车辆共享、分时租赁、整车租赁等模式，鼓励社区、园区等区域建设共享充电桩，打造新能源汽车领域新模式、新业态，带动新能源汽车产业快速发展。

第五节 推进城乡用能方式变革

实施新城镇、新能源、新生活行动计划。全面开展低碳园区、社区、企业等试点工作。在城镇规划、设计、建设和管理全过程，从产业发展、能源利用、交通模式、住宅建设、公用建筑、社区管理等方面，探索低碳智能城镇建设模式与管理经验。

统筹城乡用能。以城镇发展建设和新农村建设为重点，按照城乡发展一体化和新型城镇化的总体要求，坚持集中与分散功能相结合，重点建设以节能低碳为特征的气、电、热等能源

供应设施，将有条件的城中村和城乡结合部纳入城市燃气管网、集中供热管网覆盖范围。

加快农村用能方式变革。加快农业生产生活节能技术的推广应用，积极推进农业机械节能和耕作制度节能。加大畜禽养殖业节能技术推广力度，积极在规模化养殖场和养殖小区推广高效沼气工程、农作物秸秆气化等农村集中供气系统，因地制宜在边远山区按照农民意愿建设户用沼气，替代和减少农村居民炊事和取暖使用的化石燃料。鼓励利用太阳能和地热资源。在农村及偏远地区合理布局离网式与蓄能相结合的风电、光伏发电等分布式能源供应系统。扎实推进绿色能源县、乡、村建设。

开展全民节能行动。实施全民节能行动计划，加强宣传教育，普及节能知识，倡导文明、节约、绿色、低碳的消费模式和生活习惯。大力提倡使用节能、节水、节材等绿色家居用品，全面实施阶梯电价和阶梯水价。提倡不使用一次性筷子、纸杯、签字笔等。限制商品过度包装和超薄塑料购物袋生产销售，提倡重拎布袋子、菜篮子，重复使用节能环保购物袋。

第七章 保障能源领域安全生产

加强煤炭煤层气安全生产、管道保护、电力运行等重点领域管控，全面防范化解安全风险，坚决遏制重特大事故，提高

能源行业安全生产整体水平，加快构建牢固健全的能源安全管控体系。

第一节 加强煤矿安全生产

强化煤矿安全基础管理。加强煤矿安全生产监督管理，认真落实企业安全主体责任，实施年度执法检查计划，建立完善安全许可准入，警示教育，专家查隐患，重大隐患挂牌督办。常态化驻矿检查和驻矿监管等机制。深入开展安全生产标准化管理体系建设。加强动态监管，对事故煤矿，安全管理滑坡煤矿，降低或撤销安全生产标准化管理体系等级。深化安全教育培训，落实企业安全培训主体责任。实施安全技能提升行动计划，推进从业人员安全技能持续提升。

加强煤矿生产能力管理。督促生产煤矿严格按照核定的生产能力组织生产，坚决杜绝煤矿超能力生产。规范产能核定工作，科学确定煤与瓦斯突出，冲击地压，水文地质类型复杂等矿井开采强度，及时清理纠正不合规产能。

深化煤矿重大灾害防治。牢固树立区域治理，综合治理，超强治理的治灾理念，煤与瓦斯突出矿井坚持区域防突措施先行，做到“四区”配置合理，确保抽掘采平衡；积极推行老空水防治“四步工作法”，严格落实“三专两探一撤”措施，推广

水患区域“四线”管理；加强矿井通风管理，提高通风设施构筑质量。强化防火防灾措施管理，做好自然发火防治工作。加强机电提升运输薄弱环节安全管理。预防坠罐、跑车、电气火灾等重大事故。

深化开展煤矿安全专项整治。针对煤矿安全风险和问题隐患进行系统性研判和排查。建立问题隐患和制度措施“两个清单”并实施动态更新，明确整改责任、要求，坚持边查边改、立查立改。深入开展安全生产大排查大整治，在企业全面自查自纠的同时，采取“双随机、一公开”“四不两直”等方式，深入开展交叉互查、重点抽查和“回头看”检查，建立隐患清单、整改清单。严格落实重大隐患排查上报制度，对重大隐患和违法违规行为综合运用联合惩戒、停产整顿、行刑衔接等措施。依法依规严厉惩处。实施煤矿安全生产有奖举报，向社会公布举报电话，激励一线员工参与隐患和违法行为举报、排查、处置，实施重奖严惩。

第二节 加强煤层气安全生产

强化煤层气安全监督管理。认真监督煤层气企业落实安全生产主体责任，监督企业建立各项安全生产管理制度、风险分级管控与隐患排查治理双重预防工作机制，制定年度执法计划，

开展常态化安全检查，专家查隐患，采取“双随机、一公开”“四步两直”等检查机制，推行企业安全生产标准化建设，对重大隐患和违法行为依法依规严厉惩处。加强外包工程施工方的安全监管，确保安全生产。

加强煤层气管道保护。深入贯彻落实煤层气管道保护的各项制度规范，加强指导协调和监督检查，落实责任主体，抓好宣传培训，提高管道保护意识和水平。严格按煤层气管道高后果区警示标识等巡护技术标准执行，依法履行管道保护职责，做好组织排除管道外部重大安全隐患工作。督促管道企业履行管道保护主体责任。

第三节 强化电力安全运行

加强电力安全风险管控，健全设备安全管理长效机制，加强重要电力设施安全防护。推进电力系统规划管理，按照分层分区、合理布局、结构清晰的原则，统筹衔接电源、电网、用户接入的发展规划和建设时序，统一标准，分步实施。深化电力风险隐患排查治理，提升网源荷储协调互动能力，提高电力系统安全运行水平。积极发挥分布式能源支撑保障作用，提高电力系统应对突发灾难抗灾能力。

强化电力系统网络安全。建立健全网络安全责任制，落实

企业网络安全主体责任。全方位加强网络安全管理。完善电力监控系统安全防护体系。加强网络安全技术监督，强化新能源和瓦斯发电企业网络安全防护能力，加强关键信息基础网络安全监测预警体系建设，提升关键信息基础设施应急响应和恢复能力。

提高大面积停电应急处置能力。完善大面积停电应急机制，制定各类突发事件应急处理预案和防范措施。加强应急处置能力建设，开展大面积停电应急演练，加大应急保障资源投入，完善应急设施，健全应急队伍，保障应急经费，提高电力系统应对紧急事故能力。

第八章 加强环境影响评价和生态环境保护

第一节 积极实施环境影响分析

聚力供给侧结构性改革，积极推动传统能源清洁安全高效利用、新型能源深度拓展综合开发，促进能源发展质量变革、结构优化、效率提升和生态环境改善。

优化能源结构，降低污染物排放强度。积极把绿色低碳发展、优化能源结构作为主攻方向，从能源生产和消费两个角度，明确提出稳定煤炭发展、加快煤层气发展、积极有序发展光伏、

风电、可再生能源项目、增强煤层气供给保障能力、合理控制煤炭消费总量，有效降低二氧化碳和污染物排放强度。到 2025 年，我县非化石能源消费约 44.24 万吨标煤，较 2020 年增加 12.57 万吨标煤，相当于替代煤炭消费 31.67 万吨，相应减少二氧化碳排放约 59.72 万吨，环境和生态保护效益显著。

能源项目建设运行期间环境影响。能源项目建设期间，主要有施工噪声、施工扬尘、施工废水、固体废物、植被破坏等环境影响。风电项目运行期间产生的噪声会对鸟类迁徙、生存等有一定的影响；输变电工程运行期间，会产生一定的工频电场、工频磁场、噪声、事故油等环境影响；煤层气开采、液化、压缩、集输及设施运行期间会对大气、土壤和水环境产生一定的影响；煤炭开发过程中对环境的影响主要是煤矸石、矿井水排放、环境噪声以及采掘引起的地表沉陷。

第二节 强化减缓环境影响的对策措施

坚持清洁低碳、绿色发展的第一原则，实施能源生产、储运、消费与生态文明建设全过程深度融合，通过采取法律、行政、经济和技术措施，预防和减轻能源对环境的影响，加大环境治理与恢复力度，实现能源与生态环境和谐发展。

加强能源生产过程中的环境保护。坚持能源发展与环境保护并重，严格落实“三线一单”生态环境分区管控要求，突出

加强优先保护单元和重点管控单元能源开发的生态保护，严格依据规划科学布局实施能源项目。发挥环保、节能制度的控制作用，自觉遵守《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》等法律法规，认真执行环境影响评价制度，加强能源项目节能评估审查，对未通过环境影响评价、未通过节能评估审查的项目，不核准、不备案、不开工建设。建设项目做到环保措施与主体工程“三同时”，投运项目做到环保设施全负荷、全时段稳定运行。发挥科技创新的支撑作用，积极运用先进清洁生产技术和废弃资源综合利用技术，减少污染物排放，降低能源生产和转化对土地资源、水资源、生态环境等的不良影响。压实企业环保主体责任，增强自主减排动力。

加强能源储运过程中的环境保护。继续优化运输方式，更多采取铁路方式运输煤炭，减少转载或公路超载产生的损失浪费和环境影响。加强煤层气管道布局，加快煤层气管网建设，大幅提高管道输送比例，最大限度避免公路运输突发事件对环境的影响。加强煤层气管道保护，加大隐患整治力度，提高管道安全运行水平，防止发生泄漏、爆炸、火灾等事故，避免对环境造成影响。继续做好安全储备，对液态能源产品存储设施，严格按照安全、卫生防护距离进行选址，严格按照工艺、材料和安全标准设计建造，严格设置消防、绿化、防渗、防溢、防泄等防护措施。对煤炭等固态能源产品存储设施，重点加强防

尘集尘、截污治污、预防自燃措施。

加强能源消费过程中的环境保护。深化节能减排，依照国家节能法规，综合采取财税、价格、标准等措施，在重点领域、行业、企业大力推进节能减排技术改造，加快淘汰落后产能、污染严重产能。深化综合利用，积极利用煤矸石、矿井水和煤层气（瓦斯）等伴生资源；结合行业特点，力争煤炭、焦化、瓦斯发电等领域余热、余压和废渣等资源 100%利用。深化政策支持，出台引导企业使用清洁能源的鼓励政策，营造全社会节能减排和保护环境的良好氛围。

大力开展环境治理与恢复。煤炭行业，编制矿区生态修复方案，重点解决地下水渗透、开采沉陷等环境问题，做好水土保持、废弃物利用、塌陷地治理等工作。煤层气行业，加强采排水管理，强化液化、压缩、集输等环节的环保设施建设，采用清洁生产工艺，促进废水循环利用；优化煤层气管网布局，推进管道共建公用、互联互通，减少耕地占用，及时复垦，强化生态修复，保护自然地形地貌。电力新能源行业，严格新建项目环保准入和环保设施运行监督；通过改进发电机组设计、合理安排防护距离等措施；加强风电项目建设过程中的水土保持和环境修复，降低风机运行噪音和电网电磁辐射等区域性环境影响。

第九章 保障措施

第一节 加强组织领导

县能源主管部门要充分发挥规划实施总牵头作用，做好规划任务分解和责任分工安排，统筹协调，指导推进各项工作开展。县有关部门要切实履行职责，强化部门联动，形成工作合力，为规划实施创造有利条件。要结合实际，细化本规划提出的主要目标和重点任务，确保规划落地实施。

第二节 突出规划引领

县能源主管部门要健全以全县能源发展规划为统领，以煤层气，煤炭，电力，新能源，可再生能源，科技创新等专项规划内容为支撑，定位清晰，功能互补，统一衔接的能源规划体系；强化规划战略导向，充分发挥规划对全县能源发展，重大项目布局，公共资源配置，社会资本投向的引导约束作用。规划实施要加强与经济社会发展，国土空间，环境保护等规划的衔接。

第三节 强化监督管理

县能源主管部门要加强规划全过程监管，建立健全规划监督、检查、评估考核与调整工作机制；开展规划执行情况年度

监测分析、中期评估、专项评估和总结评估，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，适时进行修编，及时向社会公开规划制定和调整情况；建立能源规划重大项目库跟踪服务项目落地；创新大数据、互联网等信息化监管手段，提高规划监管效能。

第四节 完善要素保障

对规划确定的重大项目、重大工程，在建设用地、用水方面给予重点支持。开展用能权交易，完善能耗指标收储使用管理，保障新旧动能转换重大项目顺利实施。统筹各类财政资金，加大对能源保障、传统能源升级改造、清洁能源发展等扶持力度，鼓励开发性、政策性银行支持能源重大项目建设。大力发展绿色信贷，鼓励金融机构创新金融产品和服务模式，拓宽能源转型发展融资渠道。继续落实资源综合利用、购置环保设备等节能减排税收优惠政策。

第五节 夯实科技支撑

县能源主管部门会同县发改局、县经信局、县科技局等部门相互配合，立足构建自主可控能源产业体系，以关键共性技术，前沿引领技术，现代工程技术，颠覆性技术创新为突破口，围绕产业链部署创新链，围绕创新链布局产业链，强化企业创

新主体地位，引导企业联合高校，科研院所加强研发攻关和产业化应用；加强能源领域创新平台建设，加快推进国家级省级能源创新平台建设，高水平推进沁水能源科技创新中心建设，培育一批高素质人才队伍，打造能源高端智库，为全县能源产业高质量发展提供科技支撑。

第六节 加大舆论宣传

县能源主管部门要加强能源高质量发展相关工作的宣传力度，积极营造全社会关心、认可、支持能源发展的良好氛围；充分利用全县“一报一台一网”，加强对能源工作的新闻宣传，政策解读，教育普及和相关法律法规的宣传；积极选树典型案例，及时总结经验做法，采用多种形式进行广泛宣传和深度报道；注重引导舆论，回应社会关切，传递有利于加快能源高质量发展的好声音和正能量

抄送：县委各部门，人大常委会办公室，县政协办公室，县法院，县检察院，各人民团体，各新闻单位。

县属各事业单位，各驻县单位。

沁水县人民政府办公室

2023年6月2日印发
