

北方地区冬季清洁取暖典型案例汇编

国家能源局

2019年7月

目录

天津市“煤改电”集中式蓄热电锅炉供暖典型案例.....	1
河北省辛集市“煤改电”浅层地源热泵采暖案例.....	6
河南省周口市地热供暖连片示范项目.....	10
陕西省咸阳市地热供暖典型案例.....	18
山西省太原市地热供暖典型案例.....	27
河北省雄县地热供暖典型案例.....	34
山东省阳信县生物质清洁供热案例.....	42
山东省栖霞市城市清洁供热项目.....	46
河南省新乡市生物质热电联产清洁供暖项目.....	49
宁夏银川市大温差+热泵供热项目.....	53
山东省济南市领秀城集中燃煤清洁取暖项目.....	56

天津市“煤改电”集中式蓄热电锅炉供暖典型案例

一、项目简介

（一）基本情况

郭庄子村位于天津市西青区辛口镇，全村共计 332 户，建筑取暖面积约 19920 平方米。项目于 2017 年 9 月开工建设，11 月完工。改造前村内居民均采用散煤取暖。

（二）资源背景

辛口镇距离中心城区 20 公里，全镇发展定位“建设开放型、花园式、现代化生态城镇”。结合天津市大气污染防治和北方地区冬季清洁取暖工作要求，通过推动集中式电蓄热供暖替代散烧煤供暖，实现农村地区“无煤化”。

二、技术路线

（一）建设方案

根据现行技术和应用领域，天津农村地区“煤改电”方式主要有集中式蓄热电锅炉，分散式直热式电暖气、分散式空气源热泵等供热方式。

方案一：集中式蓄热电锅炉

集中式蓄热式电锅炉可彻底实现散煤清零，减少政府在建设上的再投入；可以整村快速推进，工期短；利用夜间低谷电时段运行蓄热，可有效削峰填谷；供热水管入户，运行安全可靠，温度集中控制调节，受环境影响小；蓄热电锅炉供热可靠性高、不需要用户运维，舒适度好。

方案二：分散式直热式电暖气、分散式空气源热泵

分散式供暖方式灵活简便，但存在燃煤复燃可能性；削峰填谷作用不明显，需要大规模改造电网，无法快速完成；需要居民自行维护，设备寿命较短。

郭庄子村内平房规范整齐，道路整齐，供热面积适中，用户较为集中，适合建设供热管道敷设水管入户，施工影响因素较少，同时考虑到临近变电站的负荷承受能力，故最终选定方案一。

（二）主要设备

结合建筑保温情况和居民用热需求，项目共建设蓄热式电锅炉站 1 座，配置电锅炉 2 台，设备分别为 1 台 2MW、1 台 1MW，总容量 3MW，蓄热水箱体积：450 立方米，供热管网长度约 11546 米，户内末端按户均 2 组暖气片设施配置。

变配电设备方面，采用 10kV 双电源供电方式，新建舱式配电变电站 1 座，配置 2×2000kVA 变压器加 1 台、80kVA 预装式电源站 1 座，总容量 4080kVA。所有供热水泵均满足双电源并配备柴油发电机。

三、建设及运营模式

（一）投资模式

外部电网改造和供热站及二次管网均由镇政府投资，电力下属集体企业采取总承包模式承揽电网改造和供热系统建设。

（二）运营模式

新建配套电网和配电变电站由电力公司集体企业代维，集中式电采暖设备、供热管线由政府委托自来水公司负责运维，村委

会负责供热费收取。

四、项目效益

（一）经济效益分析

蓄热式电锅炉分为两套系统进行供暖及蓄热，充分利用夜间（晚 9 点-次日 6 点）9 小时低谷电时段进行加热，白天利用蓄热水箱储存的热能进行释放，达到采暖的效果，可有效削峰填谷。

以郭庄子村单户 60 平方米房屋取暖为例，冬季供暖期为 11 月至次年 3 月，合计采暖期天数约 150 天，采暖期执行峰谷电价，即晚 9:00-早 6:00 电价为电 0.3 元/度，其他时段电价为 0.49 元/度，政府补贴 0.25 元/度。

结合供暖季电量电费统计，单采暖季供热站实际运行成本约 67 元/平方米，扣除政府补贴后供热站运行成本约 21 元/平方米。若按照天津市标准供热天数 120 天计算，单供暖季供热站实际运行费用约 54 元/平方米，扣除政府补贴后供热站运行成本约 18 元/平方米，较城市市政供暖费用（25 元/平方米）有较大幅度的降低。

（二）社会效益分析

对政府来说。一是可彻底实现散煤清零，减少政府在建设上的再投入。蓄热电锅炉集中供热，满足用户全天取暖需求。并且寿命相对较长，可以保证采暖设备长期稳定运行，将财政补贴真正用于民生供暖。二是有利于创新多种经营模式，逐步减少财政负担。若推广集中电锅炉 10 万户，可以节省财政补贴约 $(2.5-2.29) \times 10 = 2.1$ 亿元。同时，集中电锅炉方便集中管理，可以引进社会

企业参与投资运营，采用中长期特许经营、“电采暖+风电交易”等方式，实现政府补贴的逐步减少。

对于用户来说，可以享受跟城市居民一样的舒适安全取暖环境、助推乡村振兴。一是蓄热电锅炉供热可靠性高、不用用户运维，只需缴纳与原用煤取暖相当或略低的 25 元/平米取暖费，即可享受舒适取暖环境，二是取暖更安全，彻底改变了以前夜晚添煤、到处落灰、煤气中毒等问题。

对电网来说，蓄热方式有利于实现停电不停暖、改善电网运行特性。比如，武清 12.4 万户空气源热泵电网峰谷差同比增加 35.84%，冬季最大负荷首次超过夏季尖峰负荷，电网运行特性发生历史性改变。而蓄热方式主要在电网低谷时段运行，削峰填谷作用明显，有效提升现有电力设施利用率，显著增强风电等新能源消纳能力。

(三)环保效益

截止 2018 年底，天津地区累计实施“煤改电”共 23 万余户，全年采暖用电量约 8.5 亿千瓦时，相当于减少燃煤消耗约 32 万吨，减少二氧化碳排放 81 万吨。

五、推广建议

(一)合理确定改造方式。一是在农村居民集中居住、区域电网峰谷差与“煤改电”采暖面积比值大于 90 瓦/平米的地区，综合考虑经济供热半径、农村居民住宅分布，建议优先推广蓄热电锅炉，适宜在 3-10 万平米（按照每户 80 平米，约 375-1250 户）建设单独蓄热电锅炉集中供热站。

（二）建立健全相关标准。建议政府相关部门组织研究农村蓄热电锅炉集中供热相关标准，明确采暖温度要求、锅炉配置方式、计量收费方案等内容，规范农村集中供热健康发展。

（三）加强房屋节能保温改造。农村地区电采暖负荷较城市地区采暖负荷高，造成推广集中式蓄热供暖模式的初期投资和后期运行成本偏高。通过对房屋进行节能保温改造，降低建设投资和运行成本，可以吸引更多的社会企业参与投资建设，降低政府财政压力。

（四）加强集中式供暖技术研发。集中式供暖设备及配套二次管网等投资占总投资的 85%。建议加强集中式电供暖设备技术研发、实现投资、质量和服务的“一降两升”。

河北省辛集市“煤改电”浅层地源热泵采暖案例

2017 年国家发布《关于加快浅层地热能开发利用促进北方采暖地区燃煤减量替代的通知》（发改环资〔2017〕2278 号），浅层地热能作为“可发展、可持续、可推广”可再生能源，得到国家相关政策鼓励和支持。

一、项目简介

该项目位于河北省辛集市农村地区，为当地 5500 户居民提供地源供热/供冷服务，于 2018 年 9 月 30 日开工，2018 年 11 月 15 日竣工。

二、技术路线及工艺流程

技术路线：项目采用小型分体式地源热泵，是利用土壤地层温度相对稳定的特性，使用热泵通过深埋于建筑物周围的管路系统在周边土壤中提取热量向室内供暖，是当前浅层地热能应用的主要技术路线之一。

工艺流程：该分体式地源热泵主要由室外机、室内机、管路及控制系统组成，其中将转子式压缩机、蒸发器、膨胀阀、循环水泵置于室外机，安装在建筑外墙上，而将冷凝器、贯流风扇设置于室内机，安装在房间内（如图 1、2、3）。冬季运行时，制冷/热剂与室外地埋管换热器中的水（或乙二醇溶液）在室外机的蒸发器中进行换热，冷凝器制热后通过贯流式风机送出热风；同时该设备夏季还具备制冷功能。

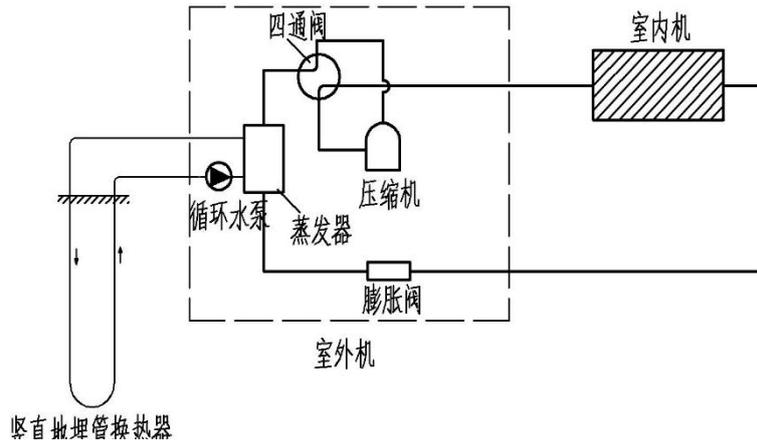


图 1 分体式地源热泵供热系统原理图



图 2 室外安装效果图图 3 室内安装效果图

三、主要设备

分体式地源热泵由一台室外机和两台室内机组成，可满足两个房间 60 m²采暖。

夏季制冷量：5400W；额定功率：1060W；单台：530W

冬季制热量：5200W；额定功率：1280W；单台：640W

四、经济性

以河北省辛集市“煤改电”项目为例，资金筹措方式为：每户改造费用 13000 元，其中河北省煤改电补贴 7400 元，村民出

资 3000 元，差额资金 2600 元由辛集市政府按 3:3:4 比例三年付清。用户实际运行费：冬季 7-10 元/平方米，夏季 3-5 元/平方米，平均每户冬季采暖费自付 700 元/年（法定采暖期内，居民每使用 1 度电给予 0.12 元补贴，每户最高补贴电量 1 万千瓦时、最高补助 1200 元）

五、总体的优缺点分析

该分体式地源热泵采暖具有如下优点：**一是**能效较高，运行成本低。该系统 COP 值可以达到 4.6 以上，即通过电能驱动机器运转从地下交换获取相当于所消耗电能的 4.6 倍的热量进行供热采暖，相较于其他“煤改电”技术路线，耗电少，效率高，成本低。**二是**无污染排放。浅层地热能源自深层地壳传热递，不受环境、季节影响。在河北地区即使在冬季气温零下十多摄氏度时，浅层地表也可常年保持恒温 15-17℃，避免了空气源热泵常见的冬季结霜隐患，而且该系统是通过热交换完成采暖，只采热不燃烧，是单一的物理过程，实现了真正的零排放、无污染。**三是**功能多样。该系统同时具备冬季取暖、制备热水，夏季供冷的功能。

主要缺点：**一是**初期投资高。如全面推广靠财政补贴，难以维系。**二是**受地质环境影响较大。地源热泵系统主要适用于地表至地底 120 米深度左右无岩石层或岩石层较少、松散地质条件的平原地区，否则打井难度增加，费用大幅增加。

六、项目的适用推广范围

1、从地质条件因素考虑，适合土层深厚松散的平原地区大面积推广。

2、适用于各地区市县镇乡的机关、学校、医院、福利院等公共服务建筑冷暖应用。

七、全国其他地区推广此类项目可能存在的问题及意见建议

浅层地源热泵是一种环境友好、安全稳定、建设投资适中的技术路线，具有良好的经济性和实用性。但在全国其它区域推广时可能会存在以下问题：

1、初期投资高，经济发展缓慢区域需适当加大资金扶持力度。

2、复杂地质条件的山区、丘陵地区施工难度大、投资成本过高。

3、在黄河以南区域冬季不太寒冷的地区，更宜采用空气源热泵等其他形式，成本更低。

河南省周口市地热供暖连片示范项目

一、项目概况

- 1、项目名称：河南周口地区地热供暖连片示范项目
- 2、项目建设单位：河南万江新能源开发有限公司
- 3、项目建设地址：周口市东新区、鹿邑县、西华县、太康县、沈丘县、郸城县、淮阳县等 7 个县/区
- 4、项目性质：新建
- 5、建设期限：2017 年 7 月至 2021 年 7 月
- 6、项目特色：项目经国家能源局评审，入选国家“一带一路”中芬能源领域合作名录，是全国四个示范项目之一，也是河南省唯一的中芬能源领域合作项目。
- 7、建设规模：建设内容包含热源井、供热一级管网、供热站房设备的建设和维护，运营管理年限为 30 年。项目计划总投资 19.8 亿元，规划地热供暖建筑面积 2200 万平方米。现已累计完成投资 2 亿元，建成供热站 7 座，实现地热集中供暖能力 600 万 m²，地热供暖连片示范区初具规模，地热供暖先机优势明显。未来三年，将实现地热供暖覆盖面积 2200 万平方米。

二、项目所在地区地热资源情况

项目所在地为河南省周口市，区域内地热资源主要分布在周口凹陷，包括周口市区、郸城、鹿邑，商水、淮阳、项城及沈丘的大部，柘城、太康、西华、上蔡及漯河少部分地区。区内地热资源开发利用深度大部分地区为 400-1500 米，局部 2000 米，

开采热储层主要为新近系(明化镇组、馆陶组),局部为新近系、古近系混合开采,千米左右地热井主要开采新近系馆陶组。除局部地段外,大部分地区开采的地热流体属低温地热资源。1000米深度地温为42-55℃,1500米深度地温为57.4-74.5℃。40℃等温面埋深范围为626.06-920.11米,60℃等温面埋深范围为1133.68-1614.73米。地深2000米以内,新生界地热流体每年可开采量为4234.59万立方米,考虑热效率折算后的热能为509万吉焦,折合标准煤17.39万吨。

三、技术路线与工艺流程

技术路线:通过开发地热资源获取地热水,通过梯级利用技术将地热水的热量提取出来用于供热,并将取热后的尾水,还回地下,整个过程只取热不取水,系统封闭运行,水质不发生变化。依据周口地区馆陶组地热资源特征,项目采用“依灌定采、一采两灌”开发模式,利用石油钻井技术、砂岩储层回灌技术和同层回灌技术,使单井涌水量增加20%-30%,且设计寿命达到100年,尾水100%同层回灌至同一热储层,最大程度地开发该地区地热资源,实现对周口地区砂岩储层资源的高效利用。

项目供热系统由板式换热器和热泵机组串联组成,初级由板式换热器直接供热,二级由热泵机组供热。当初冬采暖负荷较小时,可只开启地热水直接供热,随着负荷增大,逐级开启热泵来制热满足所有负荷要求,配套运行控制系统。采用梯级综合利用技术,通过高效换热器和热泵机组对开采出来的水温约60℃的地下水分级提取热量,将回灌水温度可降到8℃左右,同时结合串

并联技术，提高系统换热效率约 20%，使地热资源得到最大限度利用。地热换热站工艺流程见图 1。

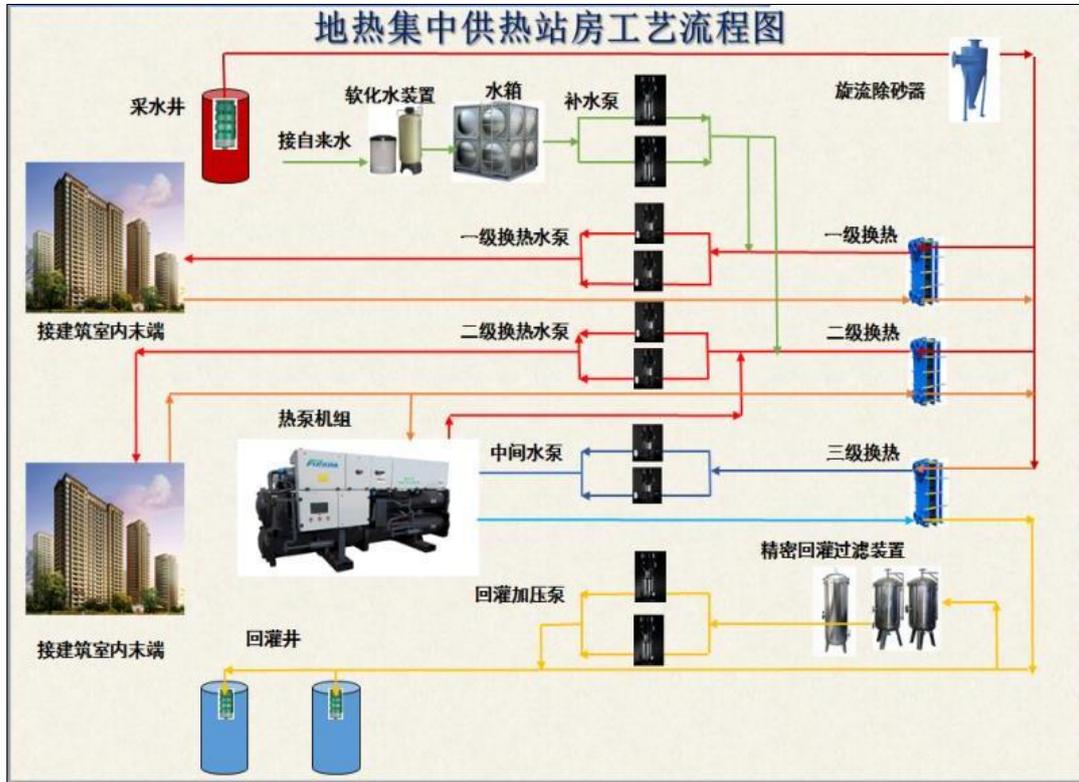


图 1 地热集中供热站房工艺流程图

四、项目主要设备

项目主要设备包括：除砂器、换热器、除污器、软化水装置、补水箱、井口装置、磁化除垢器、玻璃钢管道、热泵主机、水泵、控制柜、监控系统等。

五、项目经济性

该项目总投资 126000 万元，在建设期内投入。资金全部由企业自筹。本次项目计算期设定 30 年，其中建设期 1 年，运营期 29 年。该项目主要收入为配套费和采暖费的收取。在整个

经营期内，获利润总额 13248 万元，平均年获利润总额 4414.62 万元。

六、商业运营模式

2016-2018 年，在周口地区先后与鹿邑县、沈丘县、西华县、太康县淮阳县等 5 个县签订《城区集中供暖 PPP 项目特许经营协议》，与周口东新区管委会、郸城县政府签订合作框架协议。目前 7 个县/区项目建设已全面启动。

项目与政府合作，由政府提供平台，政府无需投入资金，企业在政府规划指导下，投入资金、技术、运营、管理，采用市场化运营，为用热用户提供供热服务，运营期满后，资产无偿移交政府，之后政府可继续委托企业代为运营。

七、总体优缺点分析

1、项目的优点：

(1) 技术先进：项目采用了业内较为先进的地热资源勘探技术、同层回灌技术、梯级利用、地热资源动态监测、热源井钻井、供热站房远程自动监控等技术。

(2) 模式先进：项目首创“依灌定采、一采两灌”的砂岩地热能开发模式，科学合理利用地热资源。

(3) 占地面积小：建设占地面积小，单体项目一口取水井、两口回灌井、一座 200 平方米左右的供热站房，供热面积可达 20 万平方米。

(4) 建设周期短：项目建设周期短，可实现当年建设、当期供暖。

(5) 运行稳定：通过运用科学的地热开发理念、成熟的运营模式、领先的技术水平，提高了供暖的质量、24 小时不间断供暖。

2、项目的缺点：

(1) 前期投资大、投资周期长：项目由企业自行投资运营，需要先投入资金进行热源及管网设施建设，造前期投资成本高，项目回收周期长，企业经营负担较重。

(2) 对技术和装备要求高、研发成本高：由于地下水矿化度较高、腐蚀性强，因此对相关设备尤其对地下部分的埋管和抽水系统的设计都提出了很高的要求。另外，在地热资源开发利用行业，大多存在采水量不足或回灌井回灌率低的问题，需要投入大量的研发成本用于增采增灌技术的研究开发。

八、可借鉴的先进经验

1、科学的地热开发理念

依据《地热能开发利用“十三五”规划》要求，项目采用 PPP 合作模式，按照“整体规划、配套建设、远近结合、分期实施”的地热开发理念，不断完善地热能开发利用体系，因地制宜，多元发展，合理配置，共同解决城市供热，实现地热供暖的可持续发展。

2、成熟的地热供暖运营模式

按照“企业主导，政府推动，居民可承受”的原则，通过政府和社会资本合作模式，政府授权企业特许经营，政府无需投入资金，发挥企业资金、技术、运营、管理优势，通过市场化运营，

为居民提供经济实惠、可承受的供暖服务，实现政府、企业、居民共赢。

3、领先的技术水平

周口地区属砂岩热储地层，砂岩储层地热尾水回灌为世界性难题，地热供暖按照国家地热供热基本建设方针和规范规程，在“取热不取水”的指导原则下，结合周口市地质、地层情况，与中科院等科研机构合作研发供暖设备梯级换热系统等专利技术，开创了“依灌定采，一采两灌”的地热资源开发方式，率先实现砂岩储层地热尾水 100%回灌，达到世界领先水平。

4、清洁能源供暖的规模化应用

通过运用科学的地热开发理念、成熟的运营模式、领先的技术水平，周口市首先在鹿邑、西华、沈丘、太康建立地热供暖连片示范区，引进投资 19.8 亿元，规划地热供暖建筑面积 2200 万平方米；现已累计完成投资 2 亿元，建成供热站 7 座，实现地热集中供暖能力 210 万平方米，惠及居民 2.1 万户，地热供暖连片示范区初具规模，地热供暖先机优势明显。未来三年，将实现地热供暖覆盖面积 2200 万平方米，成为我国最大的地热供暖连片示范区，取得良好的环境效益、经济效益以及社会效益，为推进周口市能源业转型发展做出积极的贡献。

九、项目适用推广范围

项目适宜在地热资源较为富集的地区，充分考虑地质条件、地热资源禀赋、用能需求等要素，集中规划，有序开发，以城镇新规划区、公共建筑和新住宅小区作为重点打造地热能供暖连片

示范区域。

十、推广可能存在的问题及建议

1、地热能供暖在各地推广可能存在的问题:

(1) 新建建筑物未同步建设集中供热设施

部分城市未将集中供热设施作为新建居民小区、公共建筑的必建项目，造成了许多新建小区没有集中供热设施，供热公司的主管网即使建设到小区门前，也因为缺少内部配套供热设施，而无法使用集中供热，从而制约了城市集中供热的快速发展。

(2) 老旧小区集中供热设施改造无资金来源

很多城市大部分老旧小区没有庭院、楼内、室内管网和交换站等必要的集中供暖设施，其想使用集中供热，就必须重新投资进行改造，而费用的来源问题难以在短期内解决，影响了集中供暖的进一步推广。

(3) 缺乏相应的财税激励政策

我国《可再生能源法》对地热能明确认定属可再生能源，其开发利用应得到应有的优惠和保护。自 2013 年，国家就开始出台鼓励政策，现有财政和价格激励政策起到了积极的引导作用，但政策不完善，执行不到位、不充分。具体表现在：一是相关财税法律规定缺乏可操作性，缺乏实施条款和落实细则，对优惠税率和补贴力度等激励政策没有统一明确的标准，导致政策落地难；资源税税额标准偏低，不能真实反映能源消耗带来的社会成本，缺少体现地热能性质的“取热不耗水”的税收激励政策。二是补贴模式、支持方式有待完善。比如，缺乏市场化手段；补贴发放

不及时、不到位，领取周期过长。

2、相关建议:

(1) 要求新建小区配备集中供热设施

将集中供热设施作为新建和拟建小区的楼盘立项、规划、审批和验收的必备条件，凡新建建筑物必须将集中供热设施与主体同时立项、同时规划、同时建设、同时验收，从源头上解决集中供热设施的难题。

(2) 对老旧小区改造项目予以补助支持

对于无集中供热采暖设施的既有建筑，采用地热作为热源解决供暖问题，按照政府支持一部分、用户承担一部分、企业让利一部分的原则逐一解决。制定地热供暖优惠政策，给予地热供热管网建设补助，推动地热资源的开发利用。

(3) 完善地热清洁供暖项目奖补政策

为了推动地热供暖在地热资源好的区域快速形成规模，建议国家相关主管部门进一步完善和细化针对地热供暖相应的财税奖补政策，对积极满足地方民生供暖需求、示范效果好、严格遵守环保标准等地区的项目加大奖补资金支持力度，并制定相应的监督考核机制。

陕西省咸阳市地热供暖典型案例

陕西省咸阳市是我国开展地热供暖最早的城市之一，在地热取暖项目中，热储埋藏最深，地热水温度最高，其深层孔隙型砂岩热储代表了整个关中盆地的地热资源开发类型，它的成功经验对华北盆地的上第三系砂岩热储开发也具有重要借鉴意义。

一、项目基本情况

（一）项目简介

华府御园地热取暖项目由中石化绿源地热能开发有限公司建设和经营，位于咸阳市世纪大道西段三号桥南口，东临三号桥。2014年建成运行，供暖面积16.6万平方米。

（二）资源背景

项目地热井位于咸阳市，构造位置在西安凹陷北部缓斜坡带上。热储层位为蓝田-灞河组及高陵群，其中蓝田-灞河组岩性为棕褐色、棕红色泥岩与灰白色砂岩、黄白色粉细砂岩、中粗砂岩等厚互层，砂厚比15.00%–34.80%，地温89.5–126.4℃。高陵群岩性为紫红、紫褐色泥岩与杂色中、细砂岩及含砾砂岩不等厚互层，砂厚比12.6%–38.7%，地温90.8–134.0℃。本项目共钻凿2口地热井，其中奥星1井井口水温106℃，出水量每小时123立方米，取水段为2584–3588.6米；奥星2井井口水温72℃，出水量每小时80立方米，取水段为1505.1–2532.5米。

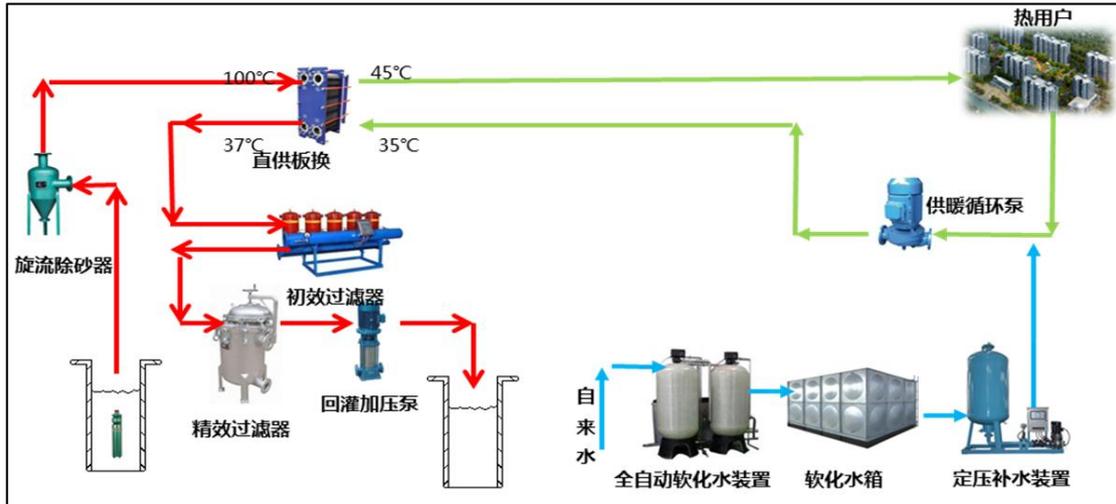


图 1 华府御园地热站供暖流程图

(三) 技术路线和工艺流程

地热取暖项目开发首先要通过地热资源勘查探明区域资源分布规律，找到资源，再钻凿地热井，抽取地下热水。地下热水水（106℃）经板式换热器换热到 37℃后，经过滤后处理加压回灌至地下，在这个过程中热量传递至取暖系统。取暖系统循环水经板式换热器提取地热水热量供给采暖用户，采暖循环水回水温度 45/35℃，地热能转化成为了供热产品。

(四) 主要供热设备

总设计采暖负荷 6640 千瓦，主要供热设备见表 1。

表 1 华府御园地热站主要设备表

设备名称	规格	数量	备注
低区板换	换热面积 53 平方米	1 台	
高区板换	换热面积 46 平方米	1 台	
低区循环水泵	流量 360 立方米每小时	2 台	1 用 1 备

高区循环水泵	流量 160 立方米每小时	3 台	2 用 1 备
软化及补水装置		1 套	
尾水加压泵	流量 100 立方米每小时	2 台	1 用 1 备
回灌泵	流量 100 立方米每小时	2 台	1 用 1 备
粗效过滤器	处理水量 100 立方米每小时 精度不高于 25 微米	1 套	
精效过滤器	处理水量 100 立方米每小时 精度不高于 2 微米	1 套	

(五) 环保排放水平

截至 2018 年底，项目共节约标煤 10467.2 吨，减排二氧化碳 25714.8 吨、二氧化硫 63.3 吨、氮氧化物 75.2 吨和粉尘 14.1 吨。

(六) 项目经济性

该项目总投资 2781.12 万元，共收取暖费 1018.25 万元、配套费 620.20 万元，支付运行成本 452.1 万元（不含项目折旧费，企业经营成本）。税后收益率为 5.89%，税后投资回收期 12.8 年。详细情况如下。

1. 项目全部建成后，完成建设投资 2730.14 万元，融资利息 50.89 万元，总投资 2781.12 万元。

2. 地热供暖价格与燃煤等供热价格相同，取暖费每平方米 21.6 元。配套费每平方米 40.8 元。截至 2018 年，共收取暖费 1018.25 万元，收费率为 90%，配套设施费 620.20 万元。

3. 截至 2018 年，共缴纳电费 71.45 万元、水费 3.66 万元、人工费 18.98 万元，其他费用 158.36 万元，缴纳销售税金及附加 6.44 万元，缴纳调整所得税 193.21 万元。

4. 项目 2014 年建成投入运行，按照运营期 20 年评价，项目实际税后收益率为 5.89%，税后投资回收期 12.8 年。

在本项目的基础上，进一步分析如下。

5. 经过测算，回灌井投入时间对项目收益率产生积极影响（见图 2）。若要该项目达到基准收益率 8%，则需要额外每平方米 29 元补贴。若按照陕西部分地区执行的配套设施费每平方米 100 元的标准计算，则税后内部收益率为 13.13%。

6. 回灌井数量越多对地热尾水全部回灌越有利，但项目的收益率也将随之下降。经过测算，该项目若分别以 1:1、1:2 和 1:3 的比例配套采水井和回灌井，则该项目的税后投资回收期分别是 12.8 年、16.7 年和无法回收，要达到 8% 的基准收益率，需要增加配套费或给予补贴，分别是 28.99 元、70.41 元和 111.83 元（详见表 2）。

不同回灌年限下的内部收益率变化趋势图

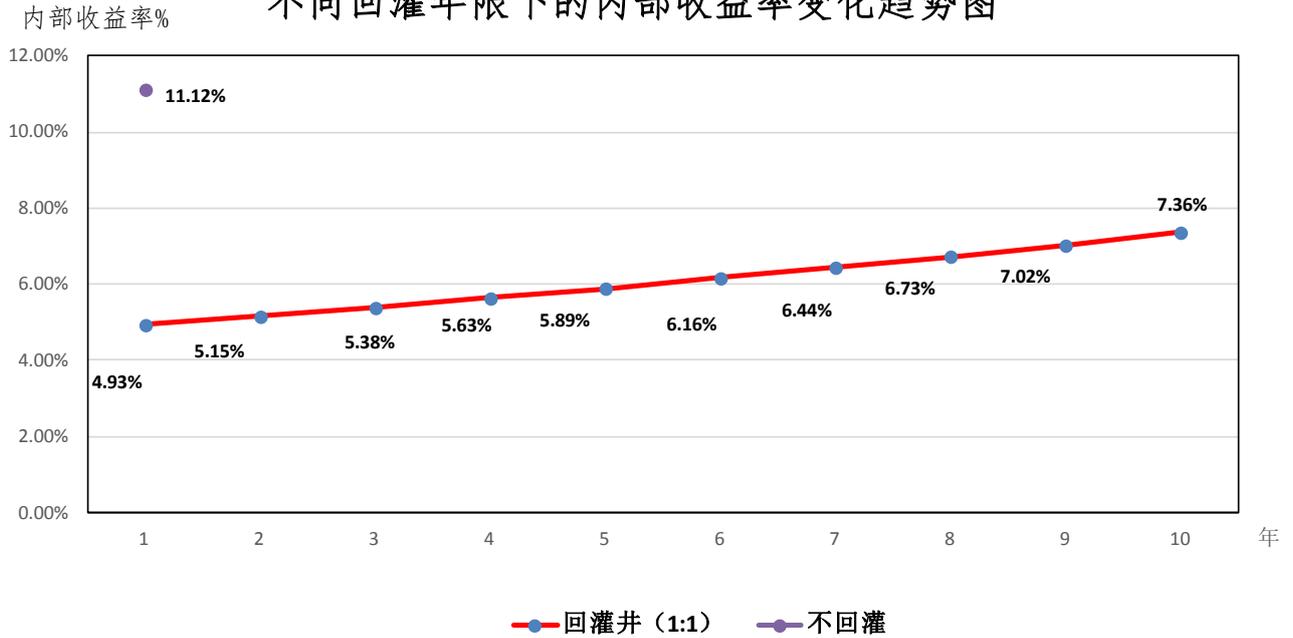


图 2 不同回灌年限下的内部收益率的变化趋势图

表 2 项目回灌经济效益表

序号	经济指标	单位	无回灌	回灌 1:1	回灌 1:2	回灌 1:3
1	供暖面积	万平方米	16.9			
2	建设投资	万元	1889.38	2730.11	3430.11	4130.11
3	单位建设投资	元/平	111.8	161.54	202.97	244.39
4	税后内部收益率	%	11.12	4.93	1.91	<0
5	税后财务净现值	万元	325.11	<0	<0	<0
6	税后投资回收期	年	8.52	12.8	16.7	无法回收
				补贴(元/平方米)		
				28.99	70.41	111.83
7	税后内部收益率	%	8			

（七）项目经营模式

项目采用 BOO 的经营方式，企业采取“自主投资、自主运营、自负盈亏”的方式，为咸阳地区提供地热供暖服务。

项目建设范围不仅包括终端供热站的建设，还包括热源系统、输配系统建设，与燃气取暖和电取暖相比，不会引起气源紧张、电网改造等额外投资。企业投资地热能取暖项目，通过收取基础设施配套费，用于集中供热投资的部分补偿，再通过收取暖费逐年收回投资，维持供暖运行和获取利润。在这种经营方式下，企业更加看重长期经营效益，对工程质量和供暖服务尤为重视，居民长期供热效果有保障。但在项目初期，地热企业资金压力较大，难以快速发展。由于居民享受与其他取暖方式相同的价格，不增加缴费负担，对地热取暖的接受程度很高。

二、总体优缺点分析

咸阳市城区供暖价格相同，地热资源差别不大，采用的技术基本相同，优点主要有：

（一）地热资源禀赋好

一是地热资源温度高，水量大。典型项目钻凿的奥星 1 井水温达到 106℃，水量每小时 123 立方米，仅一口井供热能力就能够达到 30 万平方米。二是热储层数多，厚度大。本项目的奥星 1 井取水段为 1505.1~2532.5 米，奥星 2 井取水段为 2584~3588.6 米，可利用热储厚度超过 1000 米。

（二）“取热不取水”，地热资源开发可持续

项目采用砂岩回灌、梯级利用、定向钻井和间接换热等先进

技术。中国石化经过 10 年的持续研究，在咸阳市攻克了砂岩回灌技术，地热水开采出来，热量用尽后，地热尾水不排放，而是利用砂岩回灌技术回注至原储层，地热开发实现了“取热不取水”的技术工艺，保证了地热资源的可持续开发。采用梯级利用技术提取地热尾水中的低温热能，进一步降低尾水温度，再回灌入原储层，地热资源利用效率进一步提高。

缺点主要有：

地热供暖项目保本微利，快速发展存在困难

一是在实际运行中，初期由于新建小区入住取暖用户很少，暖费收入很低，虽然之后随着入住用户增加，暖费收入逐年上升，但项目税后投资回收期仍长达 13 年，企业回笼资金压力大，新项目滚动开发存在困难。二是运行成本大致约为暖费收入的 45%，项目虽然依靠暖费能够实现正常供热和维护，但整体盈利微薄。三是若要达到 8% 的社会基准收益率，需要上涨配套费或给予补贴每平方米约 30 元。总体上，深层砂岩地热取暖项目企业能够实现保本微利，长期稳定供暖，但是利润较低，企业资金周转较难，迅速加大新的地热取暖项目开发力度存在困难。

三、可资借鉴的先进经验

（一）设立地热资源开发管理办公室，出台地热资源管理办法，明确了地热“谁来管、怎么管”，地热管理界定清晰，有规可依。

1.2006 年，咸阳市政府率先在全国地级市中成立了地热资源开发管理办公室（正处级），在国土资源局（现自然资源局）的

指导下，全面负责全市地热资源开发利用和管理工作。

2. 出台专门的地热管理办法。咸阳市政府于 1995 年出台了规范性文件《咸阳市地热资源开发管理办法（暂行）》。2007 年，进行了重新修订并发布实施。2016 年，制定印发《咸阳市地热采矿权价款评估管理实施方案》、《地热矿业权出让工作流程》等。

3. 不断探索地热能管理和政策。一是在资源开发方面，把地热作为矿产资源对待，采用地热采矿权招拍挂制度，出让地热采矿权，进行地热资源管理。二是供热管理方面，采取特许经营制度。三是采取合作开发协议的方式鼓励地热发展。例如，绿源公司已与武功县政府签订了《合作开发武功地热资源协议书》，明确了“县内不再批准建设用于供暖的燃煤锅炉，对于新建建筑，在审批时，要求其采用节能、环保的地热集中供热方式”。

（二）采取整体地热区块授权的方式加强地热资源保护

咸阳市在地热开发管理方面做出了有益探索，尝试了地热采矿权招拍挂的方式，并且在咸阳市武功县采取整体地热区块授权的方式推进地热开发。地热能是赋存在地下的流体，临近企业的地热井采水与回灌都会相互影响，如果招拍挂出让的地热采矿权区块较小，有可能会产生“我回灌，他受益”的现象；而整体地热区块授权的方式则可以充分调动企业回灌保护“自己”的地热资源的积极性。

四、适用推广范围及问题建议

（一）适用推广范围

华府御园地热取暖项目是咸阳市及其周边的深层孔隙型砂

岩热储开发的典型代表，该类型的地热取暖面积在咸阳市已达 713.8 万平方米，在关中盆地也已接近 2000 万平方米。该项目的成功经验对于与之开发类型相近的渤海湾盆地沧县隆起、邢衡隆起、济阳拗陷，南华北盆地中牟凹陷，汾渭地堑临汾盆地、运城盆地等区域的地热能开发具有重要的借鉴意义。

（二）问题及建议

地热尾水回灌是保护地下水资源，保护生态环境，保证地热能可持续开发的前提。但是地热尾水回灌需要较大的投资，孔隙型砂岩热储技术难度大，需要企业同时具有较强的社会责任感、资金能力、技术能力。因此，在地热开发管理方面，要制定环保准入门槛，对开发企业严格筛选，对尾水回灌严格监管，避免对生态环境产生不利影响。

山西省太原市地热供暖典型案例

山西省太原市地热供暖项目具有广泛的代表性，它代表了汾渭盆地城市群的地热资源开发，其岩溶裂隙型热储开发代表了 I 类资源区域的地热资源开发类型，其奥陶系灰岩开发经验对南华北盆地、汾渭盆地、渤海湾盆地的灰岩热储开发也具有重要借鉴意义。此外，该项目是拆除了原有的燃煤锅炉，改造成为地热供暖的项目，对煤改地热有一定借鉴意义。

一、项目基本情况

（一）项目简介

中国电子科技集团第三十三研究所地热取暖项目由中石化新星双良热能热电有限公司建设和经营，位于山西太原经济技术开发区，2015 年 10 月建成运行，供暖面积 65 万平方米。

（二）地热资源和地热井

项目位于太原市经济技术开发区北部，构造位置位于太原盆地西温庄隆起区中部。热储层位为寒武-奥陶系碳酸盐岩，岩性主要分为灰色灰岩、灰色泥质灰岩、灰色白云质灰岩、浅灰色白云质灰岩。本供暖项目钻凿了地热井 12 口，平均温度 63℃，平均水量每小时 86 立方米（表 1）。

表 1 三十三研究所地热井情况统计表

序号	井名	完钻层位	取水段（米）	试水水温（℃）	试水水量（立方米/时）
1	西-SSSS 探-1 井	徐庄组	1488-2590.00	64	72

2	西-SSSS-2 井	张夏组	1786-2715.00	66	93.2
3	西-SSSS-3 井	张夏组	1656-2698.00	63	130
4	西-SSSS-5 井	张夏组	1437-2308	60	75.72
5	西-SSSS-6 井	崮山组	1580-2665	66	139
6	西-SSSS-7 井	崮山组	1566-2527	65	124
7	西-SSSS-8 井	崮山组	1593.87-2471	59	132
8	西-SSSS-9 井	张夏组	1668-2470.00	65	80
9	西-SSSS-10 井	崮山组	1930-2928.00	57	47
10	西-SSSS-13 井	崮山组	1554-2619	65	62.5
11	西-TZMJ-1	冶里组	1466-2335.00	60	35.3
12	西-TZMJ-2	崮山组	1687-2475.00	60	38
13	最高值			66	139
14	最低值			57	35.3
15	平均值			62.5	85.7

（三）技术路线和工艺流程

地热取暖项目开发首先要通过地热资源勘查探明区域资源分布规律、找到资源。再钻凿地热井，以地下热水作为媒介把地下热能开采至地面进行供暖利用。三十三所项目采用“首站+二级站”模式，首先将 63℃ 的地热水统一输送至供暖首站，在首站内通过板式换热器直供、离心式热泵机组和燃气吸收式热泵机组提温等方式逐级进行换热，温度降至 15℃ 左右，再经过尾水过滤

后加压回灌，在这个过程中热量传递至取暖系统。取暖系统中，直供板式换热器供回水温度 53/43℃，直接为部分用户提供供暖服务；热泵机组供回水温度 65/45℃，送往二级换热站再次换热后为用户提供供暖服务（图 1）。

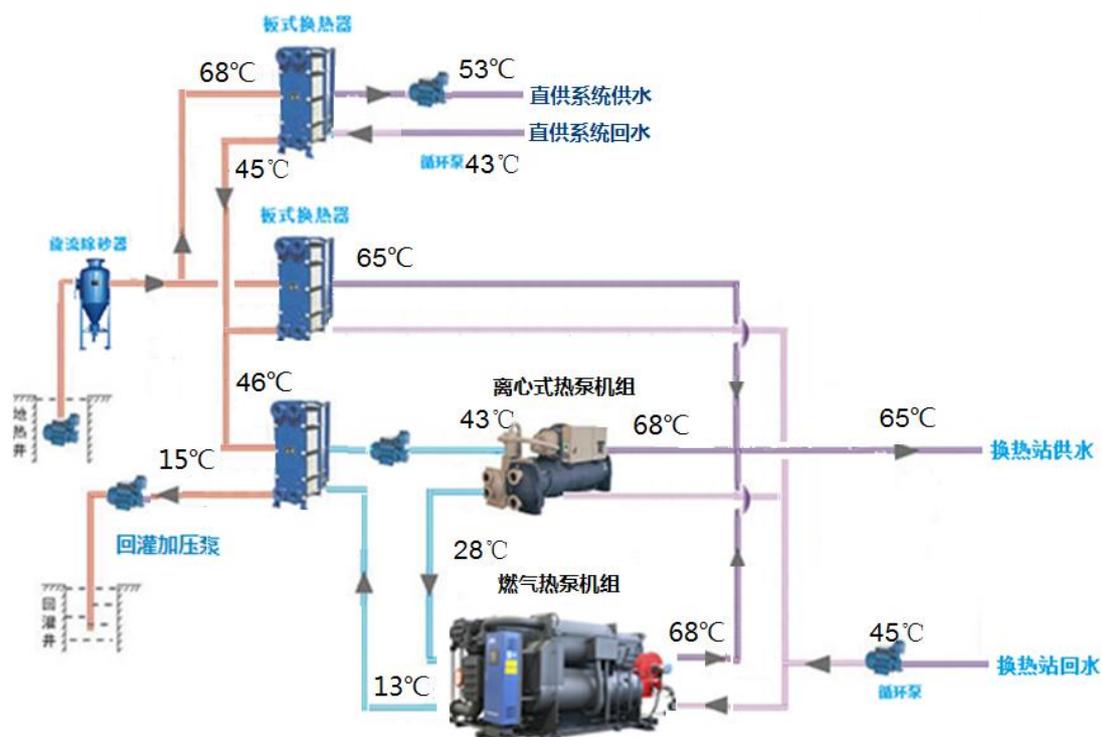


图 1 三十三所供暖模式流程图

（四）主要供热设备

总设计采暖负荷 28.9 兆瓦，供暖首站主要供热设备见表 2。

表 2 三十三所地热供暖首站地热站主要设备表

设备名称	规格	数量	备注
一次板式换热器	5100 千瓦	1 台	间接供热
一次板式换热器	3400 千瓦	2 台	直、间两用

一次板式换热器	2800 千瓦	1 台	直、间两用
二次板式换热器	4200 千瓦	4 台	
离心式热泵机组	7258 千瓦	1 台	电功率 1300 千瓦
燃气溴化锂机组	7000 千瓦	2 台	
直接供水循环泵	流量 500 立方米每小时	2 台	1 用 1 备
间接供水循环泵	流量 660 立方米每小时	3 台	2 用 1 备
回灌加压泵	流量 200 立方米每小时	3 台	2 用 1 备
旋流除砂器	处理水量 220 立方米每小时	2 台	
盘式过滤器	处理水量 200 立方米每小时	2 台	

（五）环保排放水平

地热供暖地利用的是地下深处的热水，省去了用燃料把水加热再供暖的过程，不但对当地环境没有影响，也没有异地污染。项目建成（2015 年）至今，本项目共节约标煤 41321.4 吨，减排二氧化碳 101514.8 吨、二氧化硫 249.9 吨、氮氧化物 296.7 吨和粉尘 55.8 吨。

（六）项目经济性

该项目总投资 7050 万元。共收取暖费 3242.23 万元、配套费 825 万元，可再生能源补贴 1372.35 万元，支付运行成本 1528.9 万元（不含项目折旧费，企业经营成本）。税后收益率为 8.61%，税后投资回收期 9.8 年。详细情况如下。

1. 项目投资

项目全部建成后，完成建设投资 7000 万元，融资利息 50 万元，总投资 7050 万元。

2. 项目收入

地热供暖价格与燃煤等供热价格相同，居民暖费每平方米 18 元，公建暖费每平方米 27 元，配套费每平方米 60 元。截至 2018 年底，共收取暖费 3242.23 万元，收费率为 90%，配套设施费 825 万元。

3. 项目运行成本

太原市供暖时长为 150 天，运行成本有所提高。截至 2018 年，共缴纳电费 797.11 万元、水费 7.69 万元、人工费 191 万元，维修费 36 万元，天然气费用 1.07 万元，销售费用 70 万元，其他费用 66 万元，管理费用 580 万元，缴纳调整所得税 152.94 万元。

4. 项目经济性

项目 2016 年建成投入运行，按照运营期 20 年评价，项目实际税后收益率为 8.61%，税后投资回收期 9.8 年。

（七）项目经营方式

项目采用 BOO 的经营方式，企业采取“自主投资、自主运营、自负盈亏”的方式，为太原地区提供地热供暖服务。

二、总体优缺点分析

（一）地热资源条件适中，但开发工程风险大

地热资源条件适中一是指地热井水温 60~65℃，相对于 2600

米左右的井深，水温并不算高，主要是因为太原盆地在地质构造是小盆地，地热井距离地下水补给区较近等因素所致；二是指水量差异很大，最大的地热井水量可达每小时 139 立方米，最小的只有每小时 35.3 立方米，这一结果也充分体现了奥陶系灰岩热储的非均质发育特征。

开发风险大主要是因为奥陶系灰岩储存热水的裂隙和溶洞发育不均匀，容易出现干井和卡钻、井壁垮塌等钻井事故，低产井和废井风险增大，本项目就有 2 口地热井被核定为低产井，影响了项目的经济性。

（二）资金补助对项目收益率产生积极影响

该项目 2015 年和 2016 年分别获得国家可再生能源建筑应用示范项目资金补贴两笔 686.18 万元，共计 1372.35 万元。相当于每平方米补贴 21 元，项目的税后收益率 8.61%，投资回收期 9.8 年。如果项目没有该笔资金补助，税后收益率降低为 5.56%，税后投资回收期变化为 12.4 年。

（三）“地热+”导致运营成本有所抬升

项目地热井整体上提供的热负荷不够充足，设计和建设的电热泵和燃气热泵，增大了电力、燃气成本。项目 2015~2016 采暖季运行成本为每平方米 17.73 元（未包含维修费、材料和其他费用），2016~2017 采暖季运行成本每平方米 11.24 元，运行成本降低的主要原因一是钻凿 2 口地热井为项目低产井补充热源，二是当年天气较暖。

三、总结、建议和推广

项目取得成功，能够持续稳定运行，总结出以下经验：

（一）地热资源和清洁取暖需求齐备

太原市属于Ⅰ类地热资源靶区，坐落在大型地热田之上，埋藏深度适中，尾水可完全回灌；太原市是省会城市，清洁能源取暖需求巨大，资源和需求等条件比较完备，地热能取暖具有进一步发展的空间。

（二）因地制宜，采用“地热+天然气”的方式合理搭配热源

项目整体上地热井的温度和水量的优势并不突出，单井供热负荷不高，项目采用“地热+电热泵+燃气热泵”的方式增加供热负荷作为应对，其中地热与电热泵作为基础负荷，燃气热泵作为调峰负荷，有效地补充了供热负荷，但缺点是导致运行成本一定程度的上升。

（三）“首站+二级站”的供热方式为煤改地热提供有益经验

项目原来采用燃煤锅炉供暖，在当地新政策的支持下改造成了地热供热。项目通过新建首站接驳原有各个燃煤锅炉房设备的方式，与原有供热系统的完美对接，实现了新老系统兼容和平稳运行。同时，在首站设置供热调控中心，通过自动化监控、通信网络控制和调节二级站运行，二级站不设固定人员，节约了人工，降低了运行成本。

河北省雄县地热供暖典型案例

河北雄县是我国开展地热供暖最早的城市之一，在地热取暖项目中，热储埋藏较浅，地热水温度适中，岩溶裂隙型热储开发代表了我国华北地区蓟县系雾迷山组地热资源开发类型。在地热开发管理方面设立了地热资源开发管理办公室，采用地热资源大区块整体授权的方式鼓励企业保护地热资源，对地热能的开发起到了有力支撑作用。

一、项目基本情况

（一）项目简介

雄县人才家园地热取暖项目由中石化绿源地热能开发有限公司建设和运营，2013年建成运行，供暖面积32.3万平方米。

（二）资源背景

项目地热井位于雄县，构造位置位于渤海湾盆地冀中坳陷牛驼镇凸起的南端，地温梯度每百米4.39~7.22℃，平均为每百米5.1℃，主要开发的热储是蓟县系雾迷山组热储，是岩溶裂隙型热储，岩性主要为灰质白云岩，共钻凿5口地热井（3采2灌），见表1。

表1 人才家园地热站主要设备表

序号	井名	水温 (℃)	水量 (立方米/小时)	取水段 (米)
1	包装城2井	68	115	854~1580
2	包装城3井	72	120	994~1069

3	包装城 4 井	67	124	913~1752
4	包装城 5 井	65	113	1005~1810
5	包装城 6 井	68	123	960~1823

(三) 技术路线和工艺流程

地热取暖项目开发首先要通过地热资源勘查探明区域资源分布规律、找到资源。再钻凿地热井，以地下热水作为媒介把地下热能开采至地面，而后地热井来水（64℃）经过一级板式换热器换热到 51℃，而后这部分温度较低的地热水，再经过一级板式换热器换热到 37℃左右后回灌至原储层。取暖系统循环水经板式换热器提取地热水热量后，供给采暖用户，其中地板辐射采暖供回水温度为 45/35℃，散热器采暖供回水温度为 55/45℃，地热能转化成为了供热产品。

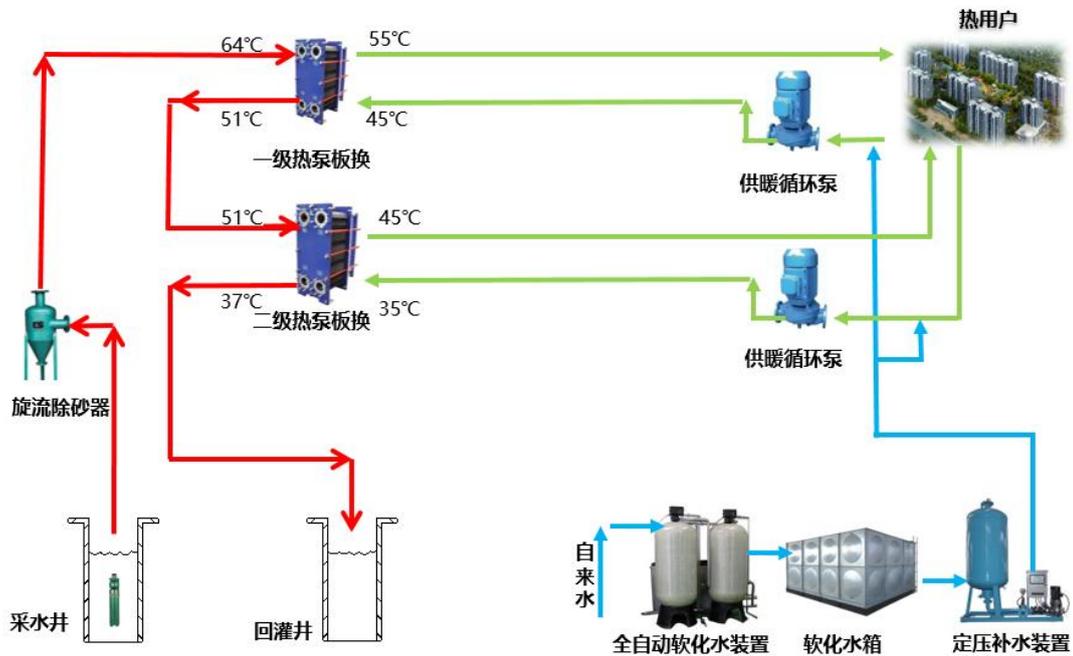


图 1 人才家园地热站供暖流程图

(四) 主要供热设备

总设计采暖负荷 14714 千瓦，主要供热设备见表 2。

表 2 人才家园地热站主要设备表

名称	型号/规格	数量	备注
高区换热器	换热量 1000 千瓦	2 台	
中区换热器	换热量 2395 千瓦	2 台	
低区（东）换热器	换热量 3422 千瓦	2 台	
低区（西）换热器	换热量 4072 千瓦	2 台	
内区换热器	换热量 2656 千瓦	2 台	
高区循环泵	Q=45 立方米每小时	3 台	二用一备
中区循环泵	Q=140 立方米每小时	3 台	二用一备
低区（东）循环泵	Q=148 立方米每小时	3 台	二用一备
低区（西）循环泵	Q=176 立方米每小时	3 台	二用一备
内区循环泵	Q=114 立方米每小时	3 台	二用一备
高区补水定压设施	Q=6 立方米每小时	1 套	
中区补水定压设施	Q=12 立方米每小时	1 套	
低区（东）补水定压设施	Q=12.5 立方米每小时	1 套	
低区（西）补水定压设施	Q=12.5 立方米每小时	1 套	
内区补水定压设施	Q=15 立方米每小时	1 套	
地热水除砂器	Q=150 立方米每小时	5 台	
地热水回灌分水器	/	1 台	
生活热水水箱	V=115.5 立方米	1 座	
高区变频调速恒压供水机组	Q=13 立方米每小时	3 台	二用一备
中区变频调速恒压供水机组	Q=105 立方米每小时	3 台	二用一备

低区变频调速恒压供水机组	Q=72 立方米每小时	3 台	二用一备
地热水自动排气装置		3 套	

（五）环保排放水平

地热供暖地利用的是地下深处的热水，省去了用燃料把水加热再供暖的过程，不但对当地环境没有影响，也没有异地污染。项目建成（2013 年）至今，本项目共节约标煤 10288.1 吨，减排二氧化碳 25274.9 吨、二氧化硫 62.2 吨、氮氧化物 73.9 吨和粉尘 13.9 吨。

（六）项目经济性

该项目总投资 2378.45 万元。2013 年至今，共收取暖费 1059.12 万元、配套费 1126.84 万元，支付运行成本 434.76 万元（不含项目折旧费、财务费用）。税后收益率为 5.3%，投资回收期 9.6 年。详细情况如下：

1. 项目全部建成后，完成建设投资 2333.53 万元，融资利息 44.92 万元，总投资 2378.45 万元。

2. 地热供暖价格与燃煤等供热价格相同，暖费每年每平方米 16 元。配套费每平方米 25 元。2013 年至今，共收取暖费 1059.12 万元，收费率为 50%，配套设施费 1126.84 万元。

3. 2013 年至今，共缴纳电费 231.29 万元、水费 10.6 万元、人工费 66.42 万元，其他费用 126.45 万元，缴纳销售税金及附加 1.14 万元。

4. 项目 2013 年建成运行，按照运营期 20 年评价，项目实际税后收益率为 5.3%。

（七）商业运营方式

项目采用 BOO 的经营方式，企业采取“自主投资、自主运营、自负盈亏”的方式，为雄县提供地热供暖服务。

项目建设范围不仅包括终端供热站的建设，还包括热源系统、输配系统建设。企业投资地热能取暖项目，通过收取基础设施配套费，用于集中供热投资的部分补偿，再通过收取暖费逐年收回投资，维持供暖运行和获取利润。在这种经营方式下，企业更加看重长期经营效益，对工程质量和供暖服务尤为重视，居民长期供热效果有保障。

二、总体优缺点分析

河北雄县城区供暖价格相同，地热资源差别不大，采用的技术基本相同，它优点主要有：

（一）地热资源禀赋好。

雄县地热资源禀赋好，本项目成井深度不超过 1800 米；水温适中，65-70℃，适宜地热取暖使用；水量大，流量每小时 115-125 立方米；回灌容易，实现了 3 口地热井采水、2 口地热井回灌，地热尾水不加压全部同层回灌。

（二）“取热不取水”和“梯级利用”，实现地热资源可持续开发。

一是雄县地热开发采用“取热不取水”的工艺，地热水只是作为地下热能的搬运工，供暖利用温度降低后 100%同层回灌，在这个过程中，没有耗水，实现了地热资源的可持续开发。二是采用梯级利用技术，最大限度的利用水中的热能，地热水先为温度

需求较高的暖气片提供热能，而后再为温度需求较低的地板采暖提供热能，热能品位与热能需求匹配，最有效地利用了地热资源。

（三）地热资源在北方广泛分布，且开采运行成本相对较低

雄县属于“2+26 城市”，这些城市地热资源分布广泛，与北方清洁能源供暖地区高度重合，尤其是在燃气管网覆盖不到、电网负荷难以承受的地区，地热供暖的优势更加突出。地热供暖虽然建设投资高，但供暖运行成本低，只占暖费收入的 41%（不含企业管理费），现行价格下暖费收入就能够满足持续供暖和维修维护，有利于地热供暖持续经营，居民长期稳定供暖更有保障。与燃气供暖相比，地热能不需要进口、储存、调峰，有利于持续稳定供热，有利于保障能源安全。

它的缺点主要有：

地热供暖建设投资大，投资回收期长，快速滚动发展比较困难。

项目税后投资回收期长，主要是由于新建小区供暖项目运行初期入住取暖用户很少，暖费收入很低，县城缴费意识差，税后投资回收期长达 9.6 年，企业回笼资金压力大，新项目滚动开发存在困难。与其他清洁能源供暖方式相比，地热供暖企业建设了地热井、管网和供热站，涵盖了“源、输、用”三个环节，全部由地热企业投入，企业负担较重，在缺乏财税政策有力支持下难以快速发展。

三、雄县模式可资借鉴

雄县经过十年的努力，成功打造了以政府主导、政企合作、

技术先进、环境友好、造福百姓为特点的雄县模式，得到了业界的充分肯定，在地热开发管理方面取得了有益经验。一是在理顺管理体制上，雄县政府成立地热管理办公室，制定地热资源管理办法等一系列政策，规范和指导地热有序开发。二是在地热保护上，由于地热水是以流体形态，临近地区的地热水开采和回灌会相互影响，雄县采用大区块整体授权的方式，授予有技术实力和环保意识的企业开发地热资源，让企业保护“自己”的地热资源。三是制定雄县地热开发利用专项规划，把地热开发利用作为城市长期发展的一部分加以实施，引导地热供暖有序发展。

四、适用推广范围及问题建议

（一）适用推广范围

河北雄县是地热资源条件好，开发管理规范的典型范例。在资源类型上代表了蓟县系雾迷山组地热资源开发类型，对奥陶系灰岩岩溶裂隙型热储开发也有一定指导意义，这种类型的热储主要分布在我国华北地区，如沧县隆起南翼、鲁西隆起区、关中盆地北缘和冀鲁豫结合部等。

（二）问题及建议

1. 地热尾水回灌不能得到有效执行，将可能会引起负面效果。规范的地热能开发利用是清洁、可持续的能源利用方式。但是，目前地热能开发企业技术水平不一，部分企业环境责任心不强，不能按照要求完成尾水回灌，对生态环境造成了不利影响，同时也影响了社会各界和部分地方政府对于开发地热能的态度。建议各级政府加强监管确保地热能企业能按要求执行地热尾水

完全回灌。

2.地方政府地热能开发管理普遍存在“九龙治水”的现象。地热开发利用在不同地方接受不同部门主管，有自然资源部门、水利部门、城建部门、发改能源部门、园林部门等，普遍存在多个部门一起管、或都不管的现象。建议各地方政府能因地制宜理顺完善地热开发管理机制体制。

山东省阳信县生物质清洁供热案例

近年来，山东省阳信县立足自身实际，因地制宜，利用梨枝、牛粪、秸秆等当地特色资源，积极开展生物质能和热电联产清洁取暖，摸索出了一条低碳环保、生态循环、集约惠民的清洁取暖新路子，走出了清洁能源的“阳信实践”，为乡村振兴提供了有力支撑。

一、基本情况

阳信县位于山东省滨州市，县域面积 790 平方公里，人口 46 万，一般公共预算收入 10 亿元，盛产鸭梨，同时也是全国重要的肉牛养殖和牛肉生产基地，梨树枝条、农作物秸秆、畜禽粪便等生物质原料比较丰富。全县总户数 9.5 万户。全县年天然气需求为 3.3 亿立方米，其中工业需求 4000 万立方米，通过 LNG 供应，能力只有 2000 万立方米，市场价格高昂，每立方米价格超过 5 元。2017 年阳信县完成了 1.5 万户煤改气，由于气源难以保障、政府负担过重、安全担忧等问题，煤改气难以为继。

为保障居民采暖，阳信县在 2018 年决定采用分布式生物质能作为全县清洁供暖的主体，为其余 8 万户供暖，分为生物质热电联产区域集中供暖、生物质锅炉区域供暖、生物质户用炉具供暖三种方式。计划到 2022 年底前全部完成，建成全国首个农村生物质清洁取暖“无煤县”，生物质能供暖户数占全县总户数的 84.3%。2018 年已完成 2.5 万户，其中采用户用生物质炉具取暖 1.86 万户、生物质锅炉和生物质热电联产供暖分别为 3200 户，

取暖效果较好，村民普遍满意。

二、原料来源

阳信县居民采暖主要采用生物质成型燃料，据初步统计阳信县每年产生生物质原料超过 100 万吨，年可生产生物质成型燃料超过 50 万吨，利民公司为阳信第一大生物质燃料供应商，该厂利用秸秆、梨树枝条等原料，经过压制生产生物质成型燃料，年产 6.5 万吨，成型燃料每公斤热值 2500-4000 大卡，作为居民采暖原料。

三、优缺点分析

（一）优点

一是原料供应有保障。阳信县面积不大，据初步统计每年产生生物质原料超过 100 万吨，年可生产生物质成型燃料超过 50 万吨。以 1 户采暖季消费 2.5 吨计算，阳信县 8 万户生物质能取暖，年消费成型燃料 20 万吨，原料能够充分保障。目前阳信县成型燃料产量超过 10 万吨，除了供应 2.5 万户所需 6 万吨以外，剩余的还可用于生物质工业锅炉。

二是供暖经济性较好。**综合成本更低。**据测算，目前煤改气、煤改电、煤改生物质，改造成本分别为 13540 元、8680 元、8400 元，生物质改造较煤改气、煤改电分别降低 38%、3.2%，分别节省 5140 元、280 元。三年后使用成本分别为 4140 元、4080 元、2000 元，生物质改造较煤改气、煤改电分别降低 52%、51%，分别节省 2140 元、2080 元。**有利于培育新兴生物质产业。**按资源禀赋，该县秸秆、牛粪、树枝、锯末等资源年可生产颗粒燃料

100万吨，按均价1200元/吨计算，仅颗粒生产产值就可达12亿元，与之配套的原料收集、炉具生产产值更大，是促进经济增长的新动能。**农户负担更轻。**以玉米秸秆为例，亩产鲜秸秆(含水70%)1750公斤左右，可转化颗粒350公斤左右。比如一个三口之家人均耕地1.5亩，可转化颗粒1575公斤，基本能满足自家需求。采用“地头加工”或“折量兑换”的方式，农民只需支付一定的加工费，就能实现供暖自给自足。

三是供暖污染物排放较低。据中国环境科学研究院对生物质户用炉具燃烧污染物排放的检测，二氧化硫几乎为0，烟尘为35-50mg/Nm³，氮氧化物250-300mg/Nm³，污染物排放与天然气户用壁挂炉相当。户用式生物质能供暖紧密结合当地村民生活方式和生活习惯，实现了从煤炭到新能源的良好过渡，用户操作简单方便，符合农村实际，效果较好，群众乐意接受。生物质成型燃料运输储存使用更方便更安全，县乡村各级政府和机构安全监管的压力大大减轻，避免了其他方式可能的安全隐患。生物质热电联产按国家相关要求严格执行超低排放标准。

(二) 缺点

商业模式有待提升。阳信县生物质能供暖中，生物质锅炉项目是由政府投资建设、由村委会来运行管理的，没有走企业化工业化商业化道路，项目的建设和运营总体水平不高，可持续运营存在较大难度。后续监管难度大，存在烧煤隐患。

四、可资借鉴的经验

(一) 政府支持，全力推动。阳信县政府本着实事求是的态度，高度重视清洁取暖的可持续性、老百姓经济可承受力、政府财力可支撑性等重大问题，在生物质取暖上实行政府与居民分摊的模式，居民购买成型燃料，政府补贴 0.6 元/公斤，以每户平均每天消耗生物质成型燃料 15 公斤，市场价 1 元/公斤计算，每天农户自己承担 6 元钱，整个采暖季支出仅 900 元。

(二) 因地制宜，多种技术路线共同支撑区域清洁供暖。为推动区域生物质清洁供暖，阳信县政府组织编制了生物质能清洁取暖总体规划，委托国内专业机构对生物质燃料和炉具开展检测。因地制宜采取生物质户用炉具、生物质锅炉和生物质热电联产三种方式，县城、大的乡镇采用生物质热电联产集中供暖，学校、医院、办公楼、大的村庄等采用生物质锅炉集中供暖，分散村庄以生物质户用炉具+生物质成型燃料为每户农民供暖。以乡镇为单位，建设区域性生物质原料收集中心，配备成型燃料加工设备，增强燃料供给保障能力，构建燃料物流体系。利用大数据，建设生物质燃料手机端交易系统，方便群众购买燃料。

五、项目的使用推广范围

生物质资源具有典型的分布式特点，阳信县采用的生物质供热模式是生物质能供暖在我国县域及农村地区应用的缩影，这种模式较为适用于环境污染压力大的县域及偏远农村地区，对于区域散煤替代，雾霾治理具有重要作用。

山东省栖霞市城市清洁供热项目

一、项目简介

中节能（烟台）生物质热电有限公司由中国环境保护集团有限公司投资建设，是烟台市首家、栖霞市城区唯一一家生物质能源集中供热、热电联产企业。公司位于栖霞市城区西北，占地面积 156 亩。建设规模为 3×75t/h 次高温次高压生物质直燃锅炉，配 2×15MW 抽凝式汽轮发电机组，配套建设城区供热管网和换热站。设计年发电量 1.8 亿 kwh，供热面积 240 万 m²。项目全部利用农林废弃物直燃发电，年可利用栖霞及周边地区果木枝条、农作物秸秆、木材加工剩余料等生物质燃料 25 万余吨。

二、资源背景

栖霞市距烟台市 50 公里，距青岛市 150 公里，这个范围内是胶东半岛传统的农业区，农村普遍种植苹果、樱桃、梨、花生等经济作物和玉米、小麦等农作物。栖霞市素有“苹果之都”之称，当地种植果园约 60 万亩，加上周边县市共有苹果、樱桃、梨等果园 100 余万亩，每年修剪的果木枝条可利用资源量超过 10 万吨。栖霞周边区域有大量的花生壳、玉米秸秆、小麦秸秆和木材加工剩余料可以作为生物质资源利用，基本可以满足本项目的生物质燃料使用。

三、技术及工艺流程

项目供暖采用低真空供热技术，在供热工况下，将汽轮机发电后的排汽余热作为居民采暖热源。低真空供热系统中，根据机

组参数及外部供热面积等数据配置密闭式热网循环系统代替汽轮机冷水塔开式循环系统（两系统可以互相切换），汽轮机凝汽器即为汽-水换热器，将汽轮机排汽热量传递与供热循环水送至热用户，达到供热目的。同时，可以完全避免凝汽式汽轮机排汽冷源损失，使热量得到充分利用，达到节约能源的目的。

四、 主要设备

主要设备为 3×75t/h 次高温次高压循环流化床生物质直燃锅炉，配 2×15MW 抽凝式汽轮发电机组，配套城区供热管网和换热站。

五、 环保排放水平

项目主要污染物为锅炉烟气排放，噪声排放达标，无外排废水。锅炉配备布袋除尘器，实测烟气排放值为：烟尘 $\leq 10 \text{ mg/Nm}^3$ ， $\text{SO}_2 \leq 10 \text{ mg/Nm}^3$ ， $\text{NO}_x \leq 80 \text{ mg/Nm}^3$ 。

六、 经济性

单位投资:917 万元/MW

建设期: 18 个月

固定成本: 314 元/MW/年

变动成本: 767 元/MW/年

燃料价格: 332 元/吨

年销售收入: 1.69 亿（其中电收入 0.99 亿，热收入 0.52 亿，配套费收入 0.18 亿）

资本利润率: 6.2%

七、 商业运营模式

该项目无工业蒸汽热负荷用户及蒸汽采暖用户，冬季供暖采用汽机低真空运行方式，利用机组排汽余热作为热源将供暖循环水加热后直接送至千家万户。供热不设中间转供环节（企业），栖霞公司内部设置供热部，代表公司开展对外供热服务业务。

八、可借鉴经验

一是充分利用电厂余热，对外供暖。本项目在采暖期采用汽轮机低真空运行方式，利用汽轮机乏汽热量实现对城区居民的集中供热，最大限度的提高了能源利用效率。供暖季全厂热效率可达到 80%。

二是供热直接到户，便于管理。项目供热采取直供到户方式，与热用户之间无其他中间环节，管理方便，技术参数可控，提高了经济效益。

河南省新乡市生物质热电联产清洁供暖项目

一、项目概况

新乡市汇能玉源发电有限公司 1×12MW 生物质（糠醛渣）热电联产项目位于新乡县古固寨产业集聚区玉源路北侧、滨河路东 300 米（玉源路 1 号），项目采用 2×35t/h 中温次高压循环流化床糠醛渣锅炉配套建设 1×12MW 中温次高压抽凝汽式汽轮发电机组（图 1）。产生的清洁热力可同时满足产业集聚区内 5 家工业用热户 35t/h 的蒸汽，冬季 8.7 万平方米民用取暖条件，每年可供热 61.22 万吉焦，采暖季年平均热电比为 260%。



图 1 项目效果图

可持续发展模式的循环产业链



图 2 项目流程图

二、资源背景

本热电联产项目的燃料糠醛渣，是用玉米芯生产糠醛后的废弃物，糠醛渣含有大量的纤维素、半纤维素、木质素等，发热量约 2000 千卡/公斤，具有良好的再利用价值。

三、技术路线及工艺流程

1、烟气处理：锅炉低氮燃烧+炉内喷钙+SNCR 脱硝+布袋收尘器+石灰石-石膏法脱硫+湿式电除尘+1 座 60 米高排气筒。

2、燃料输送：采用双路带式输送机输送燃料至炉前料仓。

3、供水水源：生产补水采用糠醛厂中水处理厂的水源，自来水作为备用水源，古固寨污水处理厂中水经糠醛厂中水处理厂处理后，通过管道输送至生物质（糠醛渣）热电厂，作为热电厂生产补水。

4、化学水部分：采用反渗透+EDI 二级除盐系统；循环冷却水采用加硫酸、稳定剂、加杀菌剂处理方案。

5、热工自动化部分：机、炉、电采用 DCS 系统机炉集中控制系统，集中控制室设在 7 米锅炉及汽机运转层。

四、主要设备

主要设备包括：循环流化床锅炉、汽轮机、发电机、引风机、一次风机、二次风机、循环水泵、锅炉给水泵、SNCR 脱硝装置、布袋除尘器等。



图 3 项目主要系统组成 A

五、环保排放水平

锅炉烟气污染物烟尘、二氧化硫、氮氧化物执行在线监测，实时向环保监督部门提供污染物排放数据，实际排放值可以达到烟尘 $\leq 5 \text{ mg/Nm}^3$ 、 $\text{SO}_2 \leq 20 \text{ mg/Nm}^3$ 、 $\text{NO}_x \leq 30 \text{ mg/Nm}^3$ ，达到超低排放

标准。每年可削减标准煤使用量 6 万吨，减少 CO₂ 排放量 12 万余吨，实现可再生资源深度综合利用与循环经济产业链发展。

图 4 项目主要系统组成 B



六、经济及社会效益

生产糠醛和生物质发电需要年收购农作物废弃物玉米芯 13 万吨，每年可为当地农民增加扶贫收入 8000 余万元；项目采用了绿色清洁生产与高度自动化控制工艺，2018 年 3 月 17 日开始并网发电，自开车以来，生产系统长周期安全稳定运行，年上网发电量为 6000 万 kwh，供热 61 万吉焦，年营业额 5000 万元以上，利税约 2000 万元，带来较高的环保效益、社会效益和经济效益。

七、商业运营模式

冬季以供暖和供热为主，发电为辅，夏季以供热为主，发电次之。

宁夏银川市大温差+热泵供热项目

华电“东热西送”集中供热项目是银川市优化供热结构，改善城市发展环境的民生工程，是西北首家采用长距离、跨黄河、大温差热泵技术并应用“互联网+智能”供热模式的供热项目。项目建成后，可通过对供热全过程的自动化监控和过程数据的实时采集，实现一级网、二级网及用户侧三级联动，达到热量自动控制和按需供热的目标，让市民用上清洁高效能源，有效提升城市宜居指数。“东热西送”集中供热项目对推动银川市“绿色、高端、和谐、宜居”发展具有重要意义。

一、项目基本情况

宁夏华电供热有限公司“东热西送”供热工程规划两期建设，总投资 75 亿元。一期 2018 年建成投运，实现 4000 万平方米供热面积，二期计划 2020 年建设投运，两期共实现 8000 万平方米供热面积，供热面积覆盖银川市主要城区（金凤区、兴庆区、永宁县、河东区域）四大区域。

项目以宁夏区域最大的电厂——华电灵武电厂 332 万千瓦超低排放热电联产机组为热源，供热主管线全长 40 多公里，穿越交通枢纽、水利设施 53 处，盾构穿越黄河隧道长度 1838 米，施工距离、作业难度等方面均开创了国内供热项目之先河。

项目建成后将按照“安全、可靠、成熟、经济、节能、先进、智能”的建设理念，应用“互联网+智能”供热技术，采用“智慧化、科学化、规模化”供热管理模式，供给用户稳定、充足、高效、清洁

的热能。

二、项目采取技术先进性情况

项目采用大温差+热泵技术供热（供回水温度 130/30℃）。

一是对热源灵武电厂一期机组不进行扩容的联通管改造，仅进行高背压改造，增设高背压凝汽器将热网循环水温度从 30℃加热至 68℃。热网首站所需要的尖峰加热蒸汽主要由二期机组提供，进一步将热网循环水从 68℃加热至 130℃。同时将面向灵武供热的循环水引入一期改造后相对独立的凝汽器腔室，充分利用了高背压换热所带来的收益。所用尖峰汽源通过 4×12000kW 背压发电机发电后，通过排汽（0.35MPa）加热热网循环水，有效利用了较高压力蒸汽的做功能力来拖动背压发电机发电，所发电量提供给电厂厂用电，以实现能源梯级利用。

二是热网采用大温差热泵技术。新建供热主干线（DN1400）42.6 公里，采用大温差技术供热，通过长达 42.6 公里的供热管道分梯次进行加压输送 130℃热水抵达银川城边。大温差供热是在热力站内利用第一类吸收式热泵与板式换热器相结合的模式。在这种模式下运行时，用户侧冷水将分为两部分分别进入板式换热器和热泵完成换热升温过程。将首站（或 3#中继泵站）输送来温度为 130℃的热水作为热泵的驱动热源，加热热泵发生器中的溴化锂稀溶液。经过发生器放热降温后，热水进入板式换热器与用户侧来的部分冷水进行热交换。热水从板式换热器引出后，再次进入热泵机组，经过蒸发器进一步放热。用户侧的另一部分冷水则先后经过热泵的吸收器和冷凝器完成升温。经过全部换热过程后，板式换热器和热泵

出来的两股被加热冷水混合后送往用户，热水温度则降至 25-30℃ 并返回热源。通过热泵高效率最终实现管网温差 100℃，满足 3656 万 m² 供热面积需要。

三、项目效益

（一）环境效益

项目建成后将替代银川市城区小锅炉 155 台套，年减少城区燃煤量 130 万吨，年减少二氧化硫排放 1.2 万吨、氮氧化物 2 万吨、烟尘 3.5 万吨，有助于从根本上缓解银川市冬季供暖时的空气质量、雾霾和环保问题，具有显著的环保效应、社会效应和经济效益。

（二）经济效益

项目在获取包括“蓝天工程”锅炉补贴、生态文明专项资金在内的各种优惠政策后基本达到国家对市政供热项目的收益要求。

（三）社会效益

项目热电联产集中供热，在节约能源改善环境等方面均具有十分明显的效益（热电联产与热、电分产相比，热效率提高 30%，集中供热比分散小锅炉供热效率提高 50%），利用灵武电厂已建 3320MW 机组进行热电联产集中供热，贯彻执行了节约能源、保护环境基本国策，既可增加热电联产集中供热能力，提高供热质量，满足供热区域内城市建设发展的热负荷需求，又可节约能源、降低消耗，是节能减排的重要措施，符合国家及地方的产业政策。

山东省济南市领秀城集中燃煤清洁取暖项目

一、项目简介

本项目用热区域为济南领秀城小区，位于济南市二环南路以南、规划供热面积共计 600 万平方米，见图 1。

项目供热单位为济南热电有限公司领秀城热源厂，位于领秀城 P 区。为更好满足环保要求和日益增长的供热需求，领秀城热源厂于 2016 年 11 月新建两台 70MW 新型水煤浆高效环保锅炉，又于 2017 年 12 月将原有的两台 58MW 链条炉替换为两台 70MW 新型水煤浆高效环保锅炉，完成项目的改扩建工程。

该项目由青岛特利尔环保集团股份有限公司负责设计、研发和施工建设。项目投产运营后其能耗指标降低了 16.9%，经济性大大提高（运行成本是天然气供暖的二分之一，电供暖的三分之一）；污染排放指标 $\text{NO}_x < 50\text{mg}/\text{Nm}^3$ $\text{SO}_2 < 35\text{mg}/\text{Nm}^3$ 粉尘 $< 5\text{mg}/\text{Nm}^3$ 优于超低排放水平；解决了散煤运输、存储带来的扬尘污染和燃料浪费问题，城市和厂区清洁度大幅度提高，已成为花园式、开放式清洁取暖宜煤则煤的典型项目案例，见图 2。



图 1：用热单位领秀城小区一角 图 2：领秀城热源厂

二、资源背景

该项目采用青岛特利尔环保集团股份有限公司与清华大学岳光溪院士共同研发的“新型水煤浆循环流化高效洁净燃烧技术”，2017 年荣获山东省重大节能成果奖（鲁政办字〔2017〕169 号）；2018 年 10 月该技术被国家工业和信息化部、山东省工业和信息化厅分别列入《国家工业节能技术装备推荐目录（2018）》、《山东省重点节能技术、产品和设备推广目录（第八批）》作为煤炭高效洁净利用推广技术；2019 年 3 月煤炭清洁化生产和利用被国家发改委等 7 部委列入《绿色产业指导目录（2019 年版）》。

三、技术路线及工艺流程

（一）技术路线

（1）新型水煤浆循环流化高效洁净燃烧技术的主要特点表现为：

1）燃烧温度低（830-870℃），抑制了氮氧化物的生成。无需脱硝设施可达到氮氧化物排放 50mg/Nm³以内。

2）炉内脱硫效率可达 98%，燃料含硫量在 0.6% 以下时，二氧化硫原始排放可达 35mg/Nm³以内。

3）燃料燃尽率达 99%，锅炉热能效率可达 90% 以上。比传统锅炉（层燃、链条）的热能效率高 10-20%。

4）比传统燃煤锅炉节能 20%，环保运行成本低 70%。

5）系统简单可靠，自动化程度高，节省人力，运行稳定。

6）烟尘量少，余灰好回收，且无底渣生成。实现了燃料制备、运输存储和锅炉燃烧排放的清洁化。

（2）新型水煤浆燃料

新型水煤浆清洁燃料是一种清洁、高效、可罐车输送的煤基浆体燃料，采用罐车运输，全程密闭，解决了散煤运输带来的扬尘污染以及燃料浪费问题；无需储煤/渣场，没有储存和运行中的扬尘污染和危险性。其工艺流程、主要制备设备和运输设备见图 3、4、5。

图 3：新型水煤浆生产工艺流程图

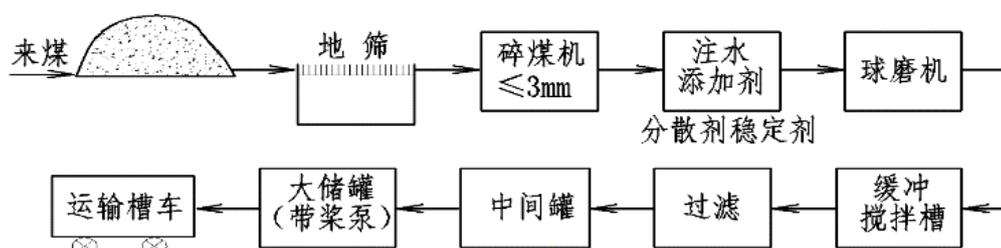


图 4：新型水煤浆生产球磨机图



图 5：新型水煤浆专用运输车

(二) 工艺流程

新型水煤浆高效环保锅炉采用炉内脱硫+低氮燃烧技术，SO₂与NO_x初始排放即可达到超低排放水平，因此本项目的烟气处理采用炉内喷钙+SNCR（备用）+布袋除尘+湿法脱硫（备用）的系统流程，只需偶尔辅助运行SNCR和湿法脱硫，可减少烟气白烟。锅炉系统流程图见图6。

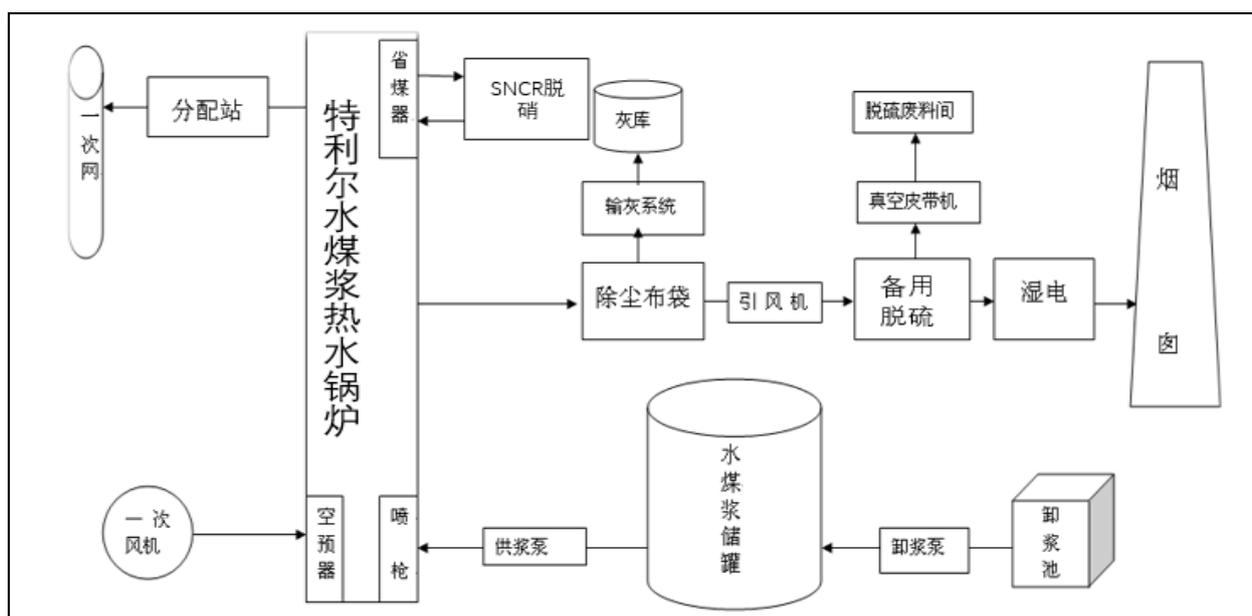


图 6：新型水煤浆高效环保锅炉系统流程图

四、主要设备

本项目于2016年、2017年分两期共建设4台70MW新型水煤浆高效环保锅炉，燃料采用4座3000立储罐存储，由供浆泵输送至炉内燃烧，其设备系统组成详见表1。

表 1：项目系统主要设备明细表

序号	设备名称	规格型号	单位	数量
1	主机设备			
2	新型水煤浆循环流化热水锅炉	QXF70-1.6/130/70-J	台	4
3	辅机设备			
4	一次风机	355KW	台	4
5	二次风机	280KW	台	4
6	引风机	800KW	台	4
7	水煤浆储罐	3000 立方米	座	4
8	除尘装置	布袋除尘	套	4
9	脱硫装置	氧化镁湿法脱硫	套	4
10	脱硝装置	SNCR	套	4

五、环保排放水平

（一）污染物排放水平

本项目已经安装济南市环境自动连续监测监控系统，并多次接受环保部突击检查，运行期间排放指标连续稳定在超低排放标准以内。例如：2018年1月29号11点SO₂排放浓度13.2mg/Nm³ NO_X排放浓度36mg/Nm³ 颗粒物排放浓度2.79mg/Nm³。详见图7：

	监测时间	二氧化硫			氮氧化物			一氧化碳			颗粒物		
		实测浓度 (mg/m ³)	折算浓度 (mg/m ³)	排放量 (kg)	实测浓度 (mg/m ³)	折算浓度 (mg/m ³)	排放量 (kg)	实测浓度 (mg/m ³)	折算浓度 (mg/m ³)	排放量 (kg)	实测浓度 (mg/m ³)	折算浓度 (mg/m ³)	排放量 (kg)
1	2018-01-29 11	9.90	13.2	5.00	27.1	36.0	13.7	149	198	75.2	2.10	2.79	1.06
2	2018-01-29 10	14.0	19.1	6.15	26.5	36.0	11.6	148	203	64.7	2.10	2.84	0.92
3	2018-01-29 09	12.4	17.0	3.33	26.0	35.5	6.99	152	208	40.8	2.10	2.86	0.56
4	2018-01-29 08	11.5	15.8	2.26	25.3	34.7	4.96	153	211	30.2	2.08	2.87	0.41
5	2018-01-29 07	12.9	17.4	2.95	20.1	26.9	4.58	154	205	35.1	2.08	2.78	0.48
6	2018-01-29 06	15.3	20.5	3.71	13.0	17.4	3.15	144	193	34.8	2.09	2.80	0.51
7	2018-01-29 05	9.81	13.9	2.30	19.9	28.1	4.67	148	209	34.7	2.07	2.94	0.49
8	2018-01-29 04	12.8	17.8	3.01	24.4	33.9	5.76	155	215	36.5	2.09	2.90	0.49
9	2018-01-29 03	11.3	15.6	2.62	23.3	32.2	5.43	154	213	35.8	2.08	2.88	0.48
10	2018-01-29 02	11.2	15.6	2.62	20.3	28.1	4.75	144	200	33.8	2.10	2.91	0.49
11	2018-01-29 01	10.6	14.9	2.51	21.4	30.0	5.07	142	199	33.6	2.11	2.96	0.50
12	2018-01-29 00	6.10	8.90	1.46	25.9	37.9	6.19	145	212	34.6	2.10	3.08	0.50
13	2018-01-28 23	6.48	9.09	1.52	27.1	38.3	6.38	153	216	35.9	2.07	2.93	0.49
14	2018-01-28 22	10.0	14.2	2.32	23.4	33.3	5.43	142	202	33.0	2.10	2.99	0.49
15	2018-01-28 21	10.1	14.1	2.31	22.3	30.9	5.10	138	192	31.6	2.07	2.88	0.47

图 7: 2018 年 1 月份济南市环境自动监测监控系统部分监测数据

与原燃煤链条锅炉相比，每个采暖季节省标煤量 7565 吨，相应减少 CO₂ 排放 20418 吨、SO₂ 排放 636.9 吨、NO_X 排放 311.3 吨，降低污染物排放效果显著。

(二) 厂区清洁水平

燃料使用上实现制备清洁、运输清洁、存储清洁、燃烧清洁、排放清洁，浆料采用封闭槽车运输不会破坏市政环境，无需煤/渣场不会产生二次扬尘，极大地改善了热源厂内环境，见图 8、9、10、11。



图 8: 项目改造前后锅炉对比图

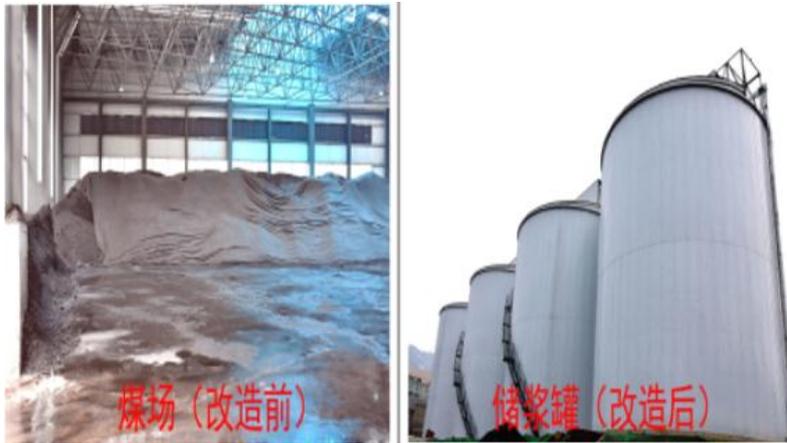


图 9: 项目改造前后燃料储存对比图



图 10: 项目改造前后燃料输送系统对比图



图 11: 项目改造前后除渣系统对比图

六、经济性分析

本项目采用的新型水煤浆高效环保锅炉系统，运行成本是天然气供暖的二分之一，电供暖的三分之一，具有明显的经济优势。

与其原有的链条炉相比，年耗能量大大降低，详见表 2。

表 2: 改造前后两个采暖季实际能源消耗量对比

锅炉	采暖季	能源种类	热值 kcal/kg	数量 (t, kw h)	折标煤 (tce)	节能量 (tce)	节能率
链条炉	2015-2016 采暖季	煤	5000	61747	44105	7565	16.9 %
		电	861	4910000	603		
		合计 1			44708		
水煤浆锅炉	2016-2017 采暖季	煤	4150	61198	36281		
		电	861	7020000	862		
		合计 2			37143		

改造后 2016-2017 年采暖季的耗能费用与之前采暖季相比节省

约 600 万元（两台锅炉，7565 吨标煤）。

2016-2017 年供暖季燃料费 4724 万元，电费 528 万，水费 57.1 万，人工成本约 495 万，外网生产成本约 535 万，单位取暖面积运行费用 18.1 元/平方米（按实际供热建筑面积 350 万平方米计算），济南取暖费约 22.88 元/平方米建筑面积，单位面积利润 4.78 元/平方米。

本项目在保证污染物排放指标优于超低排放水平的同时保障了企业较高的利润空间，实现了环境保护与经济可持续发展的双赢。

七、商业运行模式

本案例所采用的技术以及供热综合解决方案也完全适用于 EPC、PPP、BOT、EMC 等商业运营模式。

八、总体的优缺点分析

（一）优势分析

领秀城热源厂项目所采用的新型水煤浆循环流化洁净燃烧技术其优势可总结为：**四安全、五清洁、两经济**。

四安全为燃料制备安全、运输安全、存储安全、燃烧安全，实现了煤炭利用全过程的安全可靠。

五清洁为燃料制备清洁、运输清洁、存储清洁、燃烧清洁、排放清洁，完全避免扬尘污染和燃料浪费，污染物排放水平优于超低排放标准，实现了煤炭利用全过程的洁净环保。

两经济为居民经济可承受和企业经济可持续。水煤浆以煤炭为原料，供应稳定，其锅炉系统运行成本不到天然气锅炉的一半，并且解决了传统燃煤锅炉的污染物排放问题，同时满足了环保需求、

民生需求以及供热企业的发展需求。

（二）缺点和不足

其缺点和不足主要有两方面。一是与天然气供暖相比，该项目占地面积偏大，初始建设投资较高。二是对在网的供热负荷规模有一定要求，供暖面积在 50 万平方米以上才能取得较好的经济效益。

九、可资借鉴的先进性经验

本项目可供借鉴的经验有：

1、本项利用先进的煤炭高效利用技术实现了煤基燃料制备、运输、存储、燃烧、排放全过程的清洁高效利用，并且兼具经济可持续发展性。

2、本项目采用的环保理念是从源头降低污染物生成，而不是末端的烟气处理。因此该项目的环保设备投资和环保运行成本都大大降低。

3、帮助政府和企业解决污水治理问题。本项目采用新型水煤浆燃料，其先进的燃料制备技术可使用工业污水、污泥为原料，能够起到变废为料的作用。

4、同系列技术还可应用水煤浆/天然气双燃料高效环保锅炉，可根据当地资源情况灵活选用燃用水煤浆或天然气，目前在山东济阳已有示范项目投运。

5、可以为普通循环流化床锅炉升级为水煤浆锅炉提供技术支持和经验参考。

十、项目适用推广范围

由于本项目兼具环保性和经济性，理论上适用于所有燃煤锅炉

房和小型热电联产方式集中供热的地区。特别是在不适宜采用天然气和电供暖的地区，因其燃料供应安全稳定、环保指标优于超低排放标准、经济成本低廉等优点，使其成为清洁供暖宜煤则煤的最佳技术路线。

十一、全国其他地区推广此类项目可能存在的问题及意见建议

由于该项目使用煤炭作为原料，在推广此类项目中可能会受到当地有关限煤政策的影响。为了使好技术能够得到推广应用，建议地方政府在确保环保排放达标的前提下，研究制定清洁燃煤的相关政策并加强监管。