

华电能源股份有限公司

2024年第五次临时股东大会会议材料

2024年12月

会议议题

- 一、关于预计公司 2025 年度日常关联交易的议案
- 二、关于控股股东及相关方拟变更完善土地权属瑕疵承诺的议案
- 三、关于修订《关联交易管理办法》的议案
- 四、关于调整公司 2024 年投资项目的议案
- 五、关于公司吸收合并全资子公司的议案

关于预计公司2025年度 日常关联交易的议案

各位股东：

根据监管部门有关规定，公司与关联方发生的日常关联交易需提交公司股东大会审议，现将公司与中国华电集团有限公司（以下简称“华电集团”）及所属企业在 2025 年预计发生的日常关联交易情况汇报如下。

一、日常关联交易基本情况

（一）前次日常关联交易的预计和执行情况

关联交易类别	关联人	2024 年预计金额	2024年1-10月实际发生额	预计金额与实际发生金额差异较大的原因
在关联人的财务公司存贷款	中国华电集团财务有限公司	每日最高存款余额合计不超过 90 亿元，公司获得综合授信不超过 90 亿元。	每日最高存款余额 45.48 亿元，公司已获得综合授信 35 亿元。	1. 严控带息负债余额，影响每日最高存款余额减少。 2. 综合比较各金融机构融资成本后，减少在华电财务公司的融资需求。
与关联人开展融资租赁业务	华电融资租赁有限公司	不超过 5 亿元	未办理融资租赁业务	综合比较各金融机构融资成本后，未办理华电融资租赁业务。
与关联人开展保理业务	华电商业保理（天津）有限公司	不超过 25 亿元	6.1 亿元	综合比较各金融机构融资成本后，在华电保理融资规模低于预期。
向关联人销售煤炭	华电煤业集团运销有限公司等中国华电集团有限公司所属企业	不超过 55 亿元	38.04 亿元	由于采用的数据为 2024 年 1-10 月未经审计的累计数据，并非全年完整数据。预计全年实际发生金额在计划范围内。

关联交易类别	关联人	2024年预计金额	2024年1-10月实际发生额	预计金额与实际发生金额差异较大的原因
向关联人采购产品或服务	中国华电集团公司所属企业	不超过14亿元	0.49亿元	2024年公司部分技改、基建计划项目未实施。
接受关联人燃料专业管理服务	中国华电集团有限公司	支付燃料专业管理服务费不超过1,700万元	1152.7万元	/
向关联人采购煤炭	中国华电集团公司所属企业	不超过2亿元	321.45万元	因铁路发运问题，导致实际发运煤量低于计划。

(二) 本次日常关联交易预计金额和类别

关联交易类别	关联人	本次预计金额	占同类业务比例(%)	2024年1-10月实际发生金额	本次预计金额与上年实际发生金额差异较大的原因
在关联人的财务公司存贷款	中国华电集团财务有限公司	每日最高存款余额不超过90亿元，公司获得综合授信不超过90亿元。	每日最高存款余额：不适用；综合授信15%	每日最高存款余额45.48亿元，公司已获得综合授信35亿元。	1. 考虑公司2025年资金流入增加，影响每日最高存款余额增加。 2. 根据公司2025年生产经营发展需要，考虑增加在华电财务公司贷款规模。
与关联人开展融资租赁业务	华电融资租赁有限公司	不超过25亿元	31%	未办理融资租赁业务	考虑公司2025年资金需求，预计新增融资租赁业务规模。
与关联人开展保理业务	华电商业保理(天津)有限公司	不超过25亿元	90%	6.1亿元	考虑公司2025年资金需求，预计新增保理业务规模。
向关联人销售煤炭	华电煤业集团运销有限公司等中国华电集团有限公司所属企业	65亿元	85%	38.04亿元	为满足华电煤业销售区域优化管理的要求，进一步提升煤炭销售能力。
向关联人采购产品或服务	中国华电集团有限公司所属企业	14亿元	2%	0.49亿元	公司哈三电厂66万千瓦“上大压小”热电联产机组与新能源一体化联营项目开工建设，向华电集团所属企业采购产品和服务增加。
接受关联人燃料专业管理服务	中国华电集团有限公司	支付燃料专业管理服务费不超过1,800万元	100%	1152.7万元	/

关联交易类别	关联人	本次预计金额	占同类业务比例 (%)	2024年1-10月实际发生金额	本次预计金额与上年实际发生金额差异较大的原因
向关联人采购煤炭	中国华电集团有限公司所属企业	不超过2亿元	2.4%	321.45万元	为保证公司发电、供热安全，补充长协煤源不足。

注：实际执行过程中公司可以对华电集团及其控制的下属子公司进行不同交易类别之间的金额调剂，如实际发生总金额超过预计总金额的，对超出金额按照监管规定履行必要的审批程序。

二、关联人介绍和关联关系

（一）关联人介绍

1. 中国华电集团有限公司为公司实际控制人，成立于2003年4月1日，法定代表人江毅，注册地址北京，注册资金370亿元，统一社会信用代码9111000071093107XN，主要业务为实业投资及经营管理；电源的开发、投资、建设、经营和管理；组织电力（热力）的生产、销售；电力工程、电力环保工程的建设与监理；电力及相关技术的科技开发；技术咨询；电力设备制造与检修；经济信息咨询；物业管理；进出口业务；煤炭、页岩气开发、投资、经营和管理。截至2024年9月底，公司资产总额11,623亿元，净资产3,630亿元，净利润269亿元。

2. 中国华电集团财务有限公司（以下简称“华电财务公司”）是华电集团的控股子公司，经国家金融监督管理总局批准，于2004年2月12日在北京市工商行政管理局登记注册，法定代表人李文峰，注册地址北京市西城区宣武门内大街2号西楼10层，注册资金55.41亿元，主要业务为：吸收成员单位存款；办理成员单位贷款；办理成员单位票据贴现；办理成员单位资金结算与收付；提供成员单位委托贷款、债券承销、非融

资性保函、财务顾问、信用鉴证及咨询代理业务；从事同业拆借；办理成员单位票据承兑；办理成员单位产品买方信贷和消费信贷；从事固定收益类有价证券投资；对金融机构的股权投资。截至2024年9月底，资产总额519亿元，净资产134亿元，净利润10亿元。

3. 华电融资租赁有限公司（以下简称“华电租赁公司”）实际控制人为华电集团，成立于2013年9月9日，法定代表人为殷红军，注册资本40亿人民币，其中华电资产管理（天津）有限公司持股55.01%，中国华电香港有限公司持股25%，光大永明人寿保险有限公司持股19.99%。公司注册地为天津自贸试验区（东疆保税港区）呼伦贝尔路416号铭海中心6号楼-2、5-312-03，主营业务包括融资租赁业务；租赁业务；向国内外购买租赁财产；租赁财产的残值处理及维修；租赁交易咨询和担保；兼营与主营业务相关的保理业务。截至2024年9月底，总资产544亿元，净资产98亿元，净利润5亿元。

4. 华电商业保理（天津）有限公司（以下简称“华电保理公司”）是由华电集团批准，于2019年12月23日在天津市东疆保税港区成立的商业保理企业，注册资本金6亿元人民币，由华电集团全资子公司华电资产管理（天津）有限公司100%持股。公司注册地为天津自贸试验区（东疆保税港区）亚洲路6975号金融贸易中心南区111715，主要开展供应链金融、商业保理及相关业务。截至2024年9月底，总资产70亿元，净资产17亿元，净利润0.34亿元。

5. 华电煤业集团运销有限公司（以下简称“华电运销公

司”)是华电煤业集团有限公司全资子公司。公司注册资本金8,000万元人民币,成立于2007年11月19日,法定代表人王建峰,公司经营范围:销售煤炭(不在北京地区开展实物煤的交易、储运活动);节能燃烧技术研发应用;物流配送信息平台开发;上述项目的技术转让、技术培训;货物装卸服务;资产管理;经济信息咨询;货物进出口、技术进出口、代理进出口。截至2024年9月底,公司资产总额13.98亿元,净资产2.7亿元,净利润0.42亿元。

(二) 关联关系

华电集团为公司实际控制人,根据《上海证券交易所股票上市规则》有关规定,华电集团及其控制的下属子公司均为公司关联方。

三、关联交易主要内容和定价政策

1. 公司在华电财务公司的存款利率不低于工农中建四大银行所提供的同等存款利率均值且不低于华电财务公司吸收华电集团内其他成员单位活期存款所确定的利率。华电财务公司为公司提供的结算业务服务,除中国人民银行规定收取的结算手续费外,提供其他结算业务均免费。公司从华电财务公司获得综合授信项下的贷款利率不高于同期国内主要商业银行同档次的贷款利率。

2. 公司与华电租赁公司的租赁业务利率,不高于公司合作其他租赁机构的租赁业务利率。

3. 公司与华电保理公司的融资利率,不高于公司合作其他保理金融机构的相同业务利率。

4. 公司向华电运销公司等华电集团所属企业销售煤炭的价格经各方公平磋商，根据当时市场价格及情况，并参考以下因素确定：（1）全国产业政策与中国的行业及市场状况；（2）国家或地方发展和改革委员会、能源局就煤炭采购价格颁布的特定指引或政策（如有）；（3）中国的地区煤炭交易所或市场的现行交易煤炭市场价格，即于同一地区或其附近地区，在正常商业交易情况下，按一般商业条款向独立第三方出售或从独立第三方采购同等级煤炭的价格；（4）煤炭的质量，以甲方出矿检验结果作为结算依据，数量检验确认以甲方矿发铁路装车计量单数据作为结算依据。货物所有权自到站后开始转移，标的物属于乙方所有，一切风险及损失转归乙方承担。

5. 公司向华电集团所属企业采购产品或服务的定价政策为（1）国家、地方物价管理部门规定或批准的价格；（2）行业指导价或自律价规定的合理价格；（3）若不适用本条（1）、（2）项，则为可比的当地市场价格。可比的当地市场价格应由甲乙双方协商确定，确定可比的当地市场价格时，应主要考虑在当地提供类似产品的第三人当时所收取市价；（4）不适用上述价格确定方法的，按协议价格。

6. 燃料专业管理服务费用按照华电集团燃料管理信息系统统计的到厂验收煤量，按1元/吨的标准执行。

7. 公司及全资、控股子公司与华电集团所属企业采购煤炭关联交易价格参照国家发改委印发的《关于进一步完善煤炭市场价格形成机制的通知》（发改价格(2022)303号）文件定价机制，确定价格区间，按需由双方协商议价确定。

四、关联交易目的和对上市公司的影响

公司近年来通过华电财务公司高效、便捷、安全的结算业务网络和结算业务平台，减少了公司所属单位及系统兄弟单位往来资金在途时间，加速了资金周转，公司的资金收支从来未受到任何影响，公司的资金安全得到了更好的保障。另外，华电财务公司作为中国华电内部的金融机构，在公司急需资金时能优先提供支持，拓宽了公司及控股子公司的筹资渠道，提升了公司财务管理及资金保障水平。

华电租赁公司作为中国华电内部的金融机构，经营管理团队熟悉发电行业，对公司的运营情况更为了解，与其他金融机构相比，能优先保障公司的资金需求，为公司提供资金支持。

华电保理公司作为中国华电内部的金融机构，对公司的运营情况更为了解，有助于提供较其他金融机构更为便捷、高效、个性化的保理业务服务，能更好的满足公司的融资需要。

华电运销公司等华电集团所属企业存在较大的煤炭需求，山西锦兴能源有限公司（以下简称“锦兴公司”）向对方销售煤炭，一方面是基于煤炭市场供需情况以及发改委出台各种政策保障煤炭供应的背景，锦兴公司在市场化定价的前提下，优先保障关联方合理的采购需求；另一方面，锦兴公司通过向华电运销公司等华电集团所属企业销售煤炭，参与华电集团集约化煤炭供销体系，有利于提升整体销售能力。

公司向华电集团所属企业采购产品或服务，可以进一步稳定专业的采购渠道，优化采购结构，保证生产供应，从而有效控制生产成本，符合公司和全体股东的利益。

为了提高公司及控股子公司燃料专业管理水平，及时掌握煤炭供需、运输市场形势信息，协调煤炭采购合同的签订和落实，保障公司及控股子公司发电所需煤炭的落实，公司拟继续与华电集团开展燃料专业管理服务业务。

公司向中国华电集团公司所属企业采购煤炭，是基于公司业务发展与日常经营的实际需要，保证公司发电、供热安全，补充长协煤源不足问题。

上述关联方均依法存续经营，前期合同往来执行情况良好，公司将就上述预计发生的日常关联交易与相关方签署相关合同或协议并严格按照约定执行，双方履约具有法律保障。

本次预计的日常关联交易事项，不会影响公司的独立性，不会对公司财务状况、经营成果产生不利的影响，公司不会因此对关联方形成重大依赖。

公司十一届十四次董事会和十一届九次监事会已审议通过此议案，现提交股东大会审议。此议案涉及关联交易，请中国华电集团有限公司和华电煤业集团有限公司回避表决。

以上议案请审议。

华电能源股份有限公司

2024年12月23日

关于控股股东及相关方拟 变更完善土地权属瑕疵承诺的议案

各位股东：

华电能源股份有限公司（以下简称“华电能源”或“公司”）于 2022 年以发行股份方式购买华电煤业集团有限公司（以下简称“华电煤业”）持有的山西锦兴能源有限公司（以下简称“锦兴能源”）51.00%股权并募集配套资金（以下简称“重大资产重组”）。公司控股股东中国华电集团有限公司（以下简称“中国华电”）、华电煤业、标的资产锦兴能源在重大资产重组期间作出的关于完善土地权属瑕疵的承诺无法于承诺期限内完成，中国华电、华电煤业、锦兴能源现拟对该承诺进行变更，具体如下：

一、原承诺的内容及履行情况

（一）承诺的内容

重大资产重组中，中国华电、华电煤业、锦兴能源分别出具《关于完善土地权属瑕疵的承诺函》，承诺：“将全力推动锦兴能源肖家洼煤矿及选煤厂项目约 32,427.71 平方米用地的土地使用权证办理工作，于 2024 年 12 月 31 日完成土地使用权证的办证工作。”

（二）承诺履行情况

出具《关于完善土地权属瑕疵的承诺函》后，中国华电、华电煤业、锦兴能源积极推进上述土地使用权证办理工作并取得实质进展。兴县人民政府已出具《关于山西锦兴能源有限公司肖家洼煤矿先行使用土地的批复》（兴政函〔2023〕156号），同意锦兴能源先行使用上述土地，并督促兴县自然资源局加快办理永久用地审批手续。

二、变更承诺的原因

目前，兴县及吕梁市暂无国土空间规划指标和耕地占补平衡指标，导致上述土地报批无法组卷上报。由于土地权证办理工作主要受限于相关政策等外部因素，时间存在一定不确定，锦兴能源暂未完成土地使用权证的办证工作。

三、承诺拟变更内容

鉴于相关无证土地使用权证无法于承诺期限完成办理，为切实保护上市公司及中小股东合法权益，根据《中华人民共和国公司法》《中华人民共和国证券法》《上市公司重大资产重组管理办法》《上市公司监管指引第4号——上市公司及其相关方承诺》等有关法律和规定，中国华电、华电煤业、锦兴能源拟变更《关于完善土地权属瑕疵的承诺函》，将原承诺修改为：“将全力推动锦兴能源肖家洼煤矿及选煤厂项目约32,427.71平方米（准确面积以后续办理的权属证书为准）用地的土地使用权证办理工作，于2027年12月31日完成土地权属证书的办证工作。”

公司十一届十四次董事会和十一届九次监事会已审议通

过此议案，现提交股东大会审议。此议案涉及关联交易，请中国华电集团有限公司和华电煤业集团有限公司回避表决。

以上议案请审议。

华电能源股份有限公司

2024年12月23日

关于修订《关联交易管理办法》的议案

各位股东：

为进一步提高规范运作水平，完善公司治理结构，保护公司和股东的合法权益，根据《中华人民共和国公司法》《中华人民共和国证券法》《上海证券交易所股票上市规则》《上海证券交易所上市公司自律监管指引第 5 号——交易与关联交易》等法律法规和规范性文件的要求，并结合公司实际情况，公司对《关联交易管理办法》进行修订完善。公司十一届十四次董事会已审议通过此议案，现提交股东大会审议。

以上议案请审议。

附件：《关联交易管理办法》

华电能源股份有限公司

2024 年 12 月 23 日

附件：

华电能源股份有限公司 关联交易管理办法

第一章 总 则

第一条 为规范华电能源股份有限公司（以下简称“公司”）关联交易行为，提高公司规范运作水平，保护公司和股东的合法权益，根据中国证监会有关规范性文件、《上海证券交易所股票上市规则》《上海证券交易所上市公司自律监管指引第 5 号——交易与关联交易》等及《华电能源股份有限公司章程》（以下简称“公司章程”）的规定，特制订本办法。

第二条 公司的关联交易，是指公司或者公司控股子公司与公司关联人之间发生的可能导致转移资源或者义务的事项。

第三条 公司关联交易应当定价公允、决策程序合规、信息披露规范。

第四条 公司董事会审计委员会履行公司关联交易控制和日常管理的职责。

第五条 本办法适用于公司及所属基层企业（以下简称“各单位”）与关联方之间发生的关联交易。

第二章 关联人及关联交易认定

第六条 公司关联人包括关联法人和关联自然人。

第七条 具有以下情形之一的法人或其他组织，为公司的关联法人：

(一) 直接或者间接控制公司的法人或其他组织；

(二) 由上述第(一)项所列主体直接或者间接控制的除公司及公司控股子公司以外的法人或其他组织；

(三) 由第九条所列公司的关联自然人直接或者间接控制的，或者由关联自然人担任董事(不合同为双方独立董事)、高级管理人员的除公司及公司控股子公司以外的法人或其他组织；

(四) 持有公司 5%以上股份的法人或其他组织及其一致行动人；

(五) 中国证监会、上海证券交易所或者公司根据实质重于形式原则认定的其他与公司有特殊关系，可能或者已经造成公司利益对其倾斜的法人或其他组织。

第八条 公司与前条第(二)项所列主体受同一国有资产管理机构控制的，不因此而形成关联关系，但该主体的法定代表人、总经理或者半数以上的董事兼任公司董事、监事或者高级管理人员的除外。

第九条 具有以下情形之一的自然人，为公司的关联自然人：

(一) 直接或者间接持有公司 5%以上股份的自然人；

(二) 公司董事、监事和高级管理人员；

(三) 直接或者间接地控制公司的法人(或者其他组织)的董事、监事及高级管理人员；

(四) 本款第一项、第二项所述人士的关系密切的家庭成员；

（五）中国证监会、上海证券交易所或者公司根据实质重于形式原则认定的其他与公司有特殊关系，可能导致公司利益对其倾斜的自然人。

第十条 具有以下情形之一的法人、其他组织或者自然人，视同公司的关联人：

（一）根据与公司或者公司关联人签署的协议或者作出的安排，在协议或者安排生效后，或在未来十二个月内，将具有第七条或者第九条规定的情形之一；

（二）过去十二个月内，曾经具有第七条或者第九条规定的情形之一。

第十一条 公司董事、监事、高级管理人员，持股 5%以上的股东、实际控制人及其一致行动人，应当将其与公司存在的关联关系及时告知公司。

第十二条 董事会审计委员会应当确认公司关联人名单，并及时向董事会和监事会报告。

第十三条 公司应及时通过上海证券交易所网站“上市公司专区”在线填报或更新公司关联人名单及关联关系信息。

第十四条 公司的关联交易包括：

- （一）购买或者出售资产；
- （二）对外投资（含委托理财、委托贷款、对子公司投资等）；
- （三）提供财务资助（含有息或者无息贷款、委托贷款等）；
- （四）提供担保（含对控股子公司担保等）；
- （五）租入或者租出资产；

- (六) 委托或者受托管理资产和业务；
- (七) 赠与或者受赠资产；
- (八) 债权、债务重组；
- (九) 签订许可使用协议；
- (十) 转让或者受让研究与开发项目；
- (十一) 购买原材料、燃料、动力；
- (十二) 销售产品、商品；
- (十三) 提供或者接受劳务；
- (十四) 委托或者受托销售；
- (十五) 在关联人的财务公司存贷款；
- (十六) 与关联人共同投资；
- (十七) 其他通过约定可能造成资源或义务转移的事项。

第三章 关联交易内部管理

第十五条 公司证券法务部是关联交易归口管理部门，主要职责包括：

- (一) 负责起草和修订关联交易管理制度；
- (二) 负责关联方的管理工作；
- (三) 负责组织年度日常关联交易预计计划和计划调整工作；
- (四) 负责审核关联交易董事会提案内容，履行关联交易审议程序及信息披露；
- (五) 负责组织填报月度、年度日常关联交易执行台账，包括关联方、计划额度、执行情况及完成进度等内容；

(六) 负责组织对日常关联交易执行情况的定期复核;

(七) 负责对日常关联交易执行情况进行检查与考核。

第十六条 公司相关业务部门职责包括:

(一) 负责审核归口业务的年度日常关联交易预计计划;

(二) 负责复核归口业务的月度、年度日常关联交易执行情况台账, 负责控制归口关联交易指标;

(三) 负责提报归口业务的年度日常关联交易调整计划议案;

(四) 负责归口业务的关联交易监督和检查, 包括超出审批额度、改变关联方、更改交易内容等。

第十七条 各基层企业负责本单位关联交易的管理工作, 主要职责包括:

(一) 财务资产部为关联交易归口管理部门, 各业务部门配合开展相关工作;

(二) 负责编制本单位年度日常关联交易预计计划;

(三) 负责统计填报月度、年度关联交易执行台账;

(四) 负责提报年度日常关联交易调整计划议案。

第十八条 证券法务部定期确认公司关联方名单后发布, 各单位不定期排查关联方变化情况, 实时更新关联方清单, 并上报公司证券法务部。

第十九条 公司对关联交易实行“集中申报、年度授权、计划下达、过程控制”的全过程管理。

(一) 每年 10 月底证券法务部组织各单位编制下一年度的关联交易计划, 经公司业务部门复核后, 提交公司董事会和股

东会审议并披露。

（二）每年初证券法务部将履行决策程序后的关联交易计划下达给各单位。

（三）证券法务部定期组织相关业务部门审核归口关联交易业务执行情况。如遇可能超出年度计划情况，由相关单位提出调整申请，报证券法务部，并经公司业务部门审核。年度预计范围内的调整事项，由归口业务部门、证券法务部审批（见附件）。超出年度预计范围的事项，履行相关决策程序并披露。

（四）关联交易的统计数据应与公司公告、审计报告保持一致。

第二十条 各单位的关联交易业务应严格按照年度批复计划签订合同并执行，严禁出现未下达计划先签订合同的情况。

第二十一条 非日常关联交易实行一事一报一批。相关业务部门应在预计交易发生前准备议案材料，经证券法务部审核，履行决策程序并披露。

第二十二条 证券法务部组织各业务部门对本部及各基层企业的关联交易事项进行不定期抽查与年度核查，下达检查意见并督导整改。

第四章 关联交易披露及决策程序

第二十三条 公司与关联自然人拟发生的交易金额（包括承担的债务和费用）在 30 万元以上的关联交易（公司提供担保除外），应当提交董事会审议并及时披露。

第二十四条 公司与关联法人拟发生的交易金额（包括承

担的债务和费用)在 300 万元以上,且占公司最近一期经审计净资产绝对值 0.5%以上的关联交易(公司提供担保除外),应当提交董事会审议并及时披露。

第二十五条 公司与关联人拟发生的关联交易达到以下标准之一的,除应当及时披露外,还应当提交董事会和股东会审议:

(一)交易(公司提供担保、获赠现金资产、单纯减免公司义务的债务除外)金额(包括承担的债务和费用)在 3000 万元以上,且占公司最近一期经审计净资产绝对值 5%以上的重大关联交易。公司拟发生重大关联交易的,应当提供具有执行证券、期货相关业务资格的证券服务机构对交易标的出具的审计或者评估报告。对于第五章所述与日常经营相关的关联交易所涉及的交易标的,可以不进行审计或者评估;

(二)公司为关联人提供担保。

第二十六条 公司与关联人共同出资设立公司,应当以公司的出资额作为交易金额,适用第二十三条、第二十四条和第二十五条第(一)项的规定。

公司与关联人共同出资设立公司,公司出资额达到第二十五条第(一)项规定的标准,如果所有出资方均全部以现金出资,且按照出资额比例确定各方在所设立公司的股权比例的,可以豁免适用提交股东会审议的规定。

第二十七条 公司拟放弃向与关联人共同投资的公司同比例增资或优先受让权的,应当以公司放弃增资权或优先受让权所涉及的金额为交易金额,适用第二十三条、第二十四条和第

第二十五条第（一）项的规定。上市公司因放弃增资权或优先受让权将导致上市公司合并报表范围发生变更的，应当以公司拟放弃增资权或优先受让权所对应的公司的最近一期末全部净资产为交易金额，适用第二十三条、第二十四条和第二十五条第（一）项的规定。

第二十八条 公司进行“提供财务资助”、“委托理财”等关联交易的，应当以发生额作为交易金额，适用第二十三条、第二十四条和第二十五条第（一）项的规定。

第二十九条 公司进行下列关联交易的，应当按照连续十二个月内累计计算的原则，计算关联交易金额，分别适用第二十三条、第二十四条和第二十五条第（一）项的规定：

（一）与同一关联人进行的交易；

（二）与不同关联人进行的交易标的类别相关的交易。

上述同一关联人，包括与该关联人受同一法人或其他组织或者自然人直接或间接控制的，或相互存在股权控制关系；以及由同一关联自然人担任董事或高级管理人员的法人或其他组织。

已经按照累计计算原则履行股东会决策程序的，不再纳入相关的累计计算范围。

第三十条 公司拟与关联人发生重大关联交易的，应当经独立董事过半数同意后，提交董事会审议。独立董事作出判断前，可以聘请独立财务顾问出具报告，作为其判断的依据。

公司审计委员会应当同时对该关联交易事项进行审核，形成书面意见，提交董事会审议，并报告监事会。审计委员会可

以聘请独立财务顾问出具报告，作为其判断的依据。

第三十一条 公司董事会审议关联交易事项时，关联董事应当回避表决，也不得代理其他董事行使表决权。该董事会会议由过半数的非关联董事出席即可举行，董事会会议所作决议须经非关联董事过半数通过。出席董事会会议的非关联董事人数不足三人的，公司应当将交易提交股东会审议。

前款所称的关联董事是指具有下列情形之一的董事：

- （一）为交易对方；
- （二）拥有交易对方直接或者间接控制权的；
- （三）在交易对方任职，或者在能直接或间接控制该交易对方的法人或其他组织、该交易对方直接或者间接控制的法人或其他组织任职；
- （四）为交易对方或者其直接或者间接控制人的关系密切的家庭成员；
- （五）为交易对方或者其直接或者间接控制人的董事、监事或高级管理人员的关系密切的家庭成员；
- （六）中国证监会、上海证券交易所或者公司基于实质重于形式原则认定的其独立商业判断可能受到影响的董事。

第三十二条 公司股东会审议关联交易事项时，关联股东应当回避表决，也不得代理其他股东行使表决权。

前款所称关联股东指具有下列情形之一的股东：

- （一）为交易对方；
- （二）拥有交易对方直接或者间接控制权的；
- （三）被交易对方直接或间接控制；

（四）与交易对方受同一法人或其他组织、自然人直接或间接控制；

（五）在交易对方任职，或者在能直接或间接控制该交易对方的法人或其他组织、该交易对方直接或者间接控制的法人或其他组织任职；

（六）为交易对方或者其直接或者间接控制人的关系密切的家庭成员；

（七）因与交易对方或其关联人存在尚未履行完毕的股权转让协议或其他协议而使其表决权受到限制或影响的股东；

（八）中国证监会或上海证券交易所认定的可能造成公司对其利益倾斜的股东。

第三十三条 公司监事会应当对关联交易的审议、表决、披露、履行等情况进行监督并在年度报告中发表意见。

第三十四条 公司应当根据关联交易事项的类型，按照上海证券交易所相关规定披露关联交易的有关内容，包括交易对方、交易标的、交易各方的关联关系说明和关联人基本情况、交易协议的主要内容、交易定价及依据、有关部门审批文件（如有）、中介机构意见（如适用）。

第三十五条 公司与关联人达成以下关联交易时，可以免于按照上海证券交易所关联交易的方式进行审议和披露：

（一）公司单方面获得利益且不支付对价、不附任何义务的交易，包括获赠现金资产、获得债务减免、无偿接受担保和财务资助等；

（二）关联人向公司提供资金，利率水平不高于贷款市场

报价利率，且公司无需提供担保；

（三）一方以现金方式认购另一方公开发行的股票、公司债券或企业债券、可转换公司债券或其他衍生品种；

（四）一方作为承销团成员承销另一方公开发行的股票、公司债券或企业债券、可转换公司债券或其他衍生品种；

（五）一方依据另一方股东会决议领取股息、红利或报酬；

（六）一方参与另一方公开招标、拍卖等，但是招标、拍卖等难以形成公允价格的除外；

（七）公司按与非关联人同等交易条件，向第九条第（二）项至第（四）项规定的关联自然人提供产品和服务；

（八）关联交易定价为国家规定；

（九）上海证券交易所认定的其他交易。

第三十六条 公司与存在关联关系的财务公司发生存款、贷款等金融业务的，应当以存款本金额度及利息、贷款利息金额中孰高为标准适用《股票上市规则》关联交易的相关规定。

公司控股的财务公司与关联人发生存款、贷款等金融业务的，应当以存款利息、贷款本金额度及利息金额中孰高为标准适用《股票上市规则》的相关规定。

第三十七条 公司与关联人发生涉及财务公司的关联交易应当签订金融服务协议，并作为单独议案提交董事会或者股东大会审议并披露。

金融服务协议应当明确协议期限、交易类型、各类交易预计额度、交易定价、风险评估及控制措施等内容，并予以披露。

金融服务协议超过 3 年的，应当每 3 年重新履行审议程序

和信息披露义务。

第三十八条 公司与存在关联关系的财务公司签署金融服务协议，应当在资金存放于财务公司前取得并审阅财务公司经审计的年度财务报告，对财务公司的经营资质、业务和风险状况进行评估，出具风险评估报告，并作为单独议案提交董事会审议并披露。风险评估报告应当至少包括财务公司及其业务的合法合规情况、是否存在违反《企业集团财务公司管理办法》等规定情形、经符合《证券法》规定的会计师事务所审计的最近一年主要财务数据、持续风险评估措施等内容。

第三十九条 公司与关联人发生涉及财务公司的关联交易，公司应当制定以保障资金安全性为目标的风险处置预案，分析可能出现的影响公司资金安全的风险，针对相关风险提出解决措施及资金保全方案并明确相应责任人，作为单独议案提交董事会审议并披露。

关联交易存续期间，公司应当指派专门机构和人员对存放于财务公司的资金风险状况进行动态评估和监督。如出现风险处置预案确定的风险情形，公司应当及时予以披露，并积极采取措施保障公司利益。财务公司等关联人应当及时书面告知公司，并配合公司履行信息披露义务。

第四十条 公司独立董事应当对财务公司的资质、关联交易的必要性、公允性以及对公司的影响等发表意见，并对金融服务协议的合理性、风险评估报告的客观性和公正性、风险处置预案的充分性和可行性等发表意见。

第四十一条 公司与存在关联关系的财务公司或者公司控

股的财务公司与关联人发生存款、贷款等关联交易的，应当披露存款、贷款利率等的确定方式，并与存款基准利率、贷款市场报价利率等指标对比，说明交易定价是否公允，是否充分保护公司利益和中小股东合法权益。

第四十二条 公司与关联人签订金融服务协议约定每年度各类金融业务规模，应当在协议期间的每个年度及时披露预计业务情况：

- （一）该年度每日最高存款限额、存款利率范围；
- （二）该年度贷款额度、贷款利率范围；
- （三）该年度授信总额、其他金融业务额度等。

公司与关联人签订超过一年的金融服务协议，约定每年度各类金融业务规模，并按照规定提交股东会审议，且协议期间财务公司不存在违法违规、业务违约、资金安全性和可收回性难以保障等可能损害公司利益或者风险处置预案确定的风险情形的，公司应当按照前款规定履行信息披露义务，并就财务公司的合规经营情况和业务风险状况、资金安全性和可收回性，以及不存在其他风险情形等予以充分说明。

如财务公司在协议期间发生前述风险情形，且公司拟继续在下一年度开展相关金融业务的，公司与关联人应当重新签订下一年度金融服务协议，充分说明继续开展相关金融业务的主要考虑及保障措施，并履行股东会审议程序。

第四十三条 公司应当在定期报告中持续披露涉及财务公司的关联交易情况，每半年取得并审阅财务公司的财务报告，出具风险持续评估报告，并与半年度报告、年度报告同步披露。

第四十四条 公司与关联人共同投资，向共同投资的企业增资、减资时，应当以公司的投资、增资、减资金额作为计算标准，适用《股票上市规则》的相关规定。

第四十五条 公司关联人单方面向公司控制或者参股的企业增资或者减资，涉及有关放弃权利情形的，应当适用放弃权利的相关规定。不涉及放弃权利情形，但可能对公司的财务状况、经营成果构成重大影响或者导致公司与该主体的关联关系发生变化的，公司应当及时披露。

第四十六条 公司及其关联人向公司控制的关联共同投资企业以同等对价同比例现金增资，达到应当提交股东会审议标准的，可免于按照《股票上市规则》的相关规定进行审计或者评估。

第四十七条 公司向关联人购买或者出售资产，达到《股票上市规则》规定披露标准，且关联交易标的为公司股权的，公司应当披露该标的公司的基本情况、最近一年又一期的主要财务指标。标的公司最近 12 个月内曾进行资产评估、增资、减资或者改制的，应当披露相关评估、增资、减资或者改制的基本情况。

第四十八条 公司向关联人购买资产，按照规定须提交股东会审议且成交价格相比交易标的账面值溢价超过 100%的，如交易对方未提供在一定期限内交易标的盈利担保、补偿承诺或者交易标的回购承诺，公司应当说明具体原因，是否采取相关保障措施，是否有利于保护公司利益和中小股东合法权益。

第四十九条 公司因购买或者出售资产可能导致交易完成

后公司控股股东、实际控制人及其他关联人对公司形成非经营性资金占用的，应当在公告中明确合理的解决方案，并在相关交易实施完成前解决。

第五章 关联交易定价

第五十条 公司进行关联交易应当签订书面协议，明确关联交易的定价政策。关联交易执行过程中，协议中交易价格等主要条款发生重大变化的，公司应当按变更后的交易金额重新履行相应的审批程序。

第五十一条 公司关联交易定价应当公允，参照下列原则执行：

（一）交易事项实行政府定价的，可以直接适用该价格；

（二）交易事项实行政府指导价的，可以在政府指导价范围内合理确定交易价格；

（三）除实行政府定价或政府指导价外，交易事项有可比的独立第三方的市场价格或收费标准的，可以优先参考该价格或标准确定交易价格；

（四）关联事项无可比的独立第三方市场价格的，交易定价可以参考关联方与独立于关联方的第三方发生非关联交易价格确定；

（五）既无独立第三方的市场价格，也无独立的非关联交易价格可供参考的，可以合理的构成价格作为定价的依据，构成价格为合理成本费用加合理利润。

第五十二条 公司按照前条第（三）项、第（四）项或者

第（五）项确定关联交易价格时，可以视不同的关联交易情形采用下列定价方法：

（一）成本加成法，以关联交易发生的合理成本加上可比非关联交易的毛利定价。适用于采购、销售、有形资产的转让和使用、劳务提供、资金融通等关联交易；

（二）再销售价格法，以关联方购进商品再销售给非关联方的价格减去可比非关联交易毛利后的金额作为关联方购进商品的公平成交价格。适用于再销售者未对商品进行改变外形、性能、结构或更换商标等实质性增值加工的简单加工或单纯的购销业务；

（三）可比非受控价格法，以非关联方之间进行的与关联交易相同或类似业务活动所收取的价格定价。适用于所有类型的关联交易。

（四）交易净利润法，以可比非关联交易的利润水平指标确定关联交易的净利润。适用于采购、销售、有形资产的转让和使用、劳务提供等关联交易；

（五）利润分割法，根据公司与其关联方对关联交易合并利润的贡献计算各自应该分配的利润额。适用于各参与方关联交易高度整合且难以单独评估各方交易结果的情况。

第五十三条 公司关联交易无法按上述原则和方法定价的，应当披露该关联交易价格的确定原则及其方法，并对该价格的公允性作出说明。

第六章 日常关联交易披露和决策程序的特别规定

第五十四条 公司与关联人进行本办法第十四条第（十一）项至第（十五）项所列日常关联交易的，应视具体情况分别履行相应的决策程序和披露义务。

第五十五条 首次发生日常关联交易的，公司应当与关联人订立书面协议并及时披露，根据协议涉及的总交易金额提交董事会或者股东会审议。协议没有总交易金额的，应当提交股东会审议。

第五十六条 日常关联交易协议在执行过程中主要条款发生重大变化或者在协议期满后需要续签的，公司应当将新修订或者续签的协议，根据协议涉及的总交易金额提交董事会或者股东会审议并及时披露。协议没有总交易金额的，应当提交股东会审议并及时披露。

第五十七条 日常关联交易协议应当包括：

- （一）定价政策和依据；
- （二）交易价格；
- （三）交易总量区间或者交易总量的确定方法；
- （四）付款时间和方式；
- （五）与前三年同类日常关联交易实际发生金额的比较；
- （六）其他应当披露的主要条款。

第五十八条 公司与关联人签订的日常关联交易协议期限超过三年的，应当每三年根据规定重新履行相关决策程序和披露义务。

第七章 附 则

第五十九条 本办法由公司董事会根据有关法律、法规和规则进行修改，并由董事会负责解释。本办法未尽事宜，根据国家法律法规、中国证监会及上海证券交易所的有关规定及公司章程要求执行。

第六十条 本办法自公司股东会批准生效后实施。

关于调整公司 2024 年投资项目的议案

各位股东：

公司于 2024 年 4 月 24 日召开十一届九次董事会和 2024 年 5 月 22 日召开 2023 年年度股东大会审议通过了《关于公司 2024 年投资项目的议案》，投资金额合计 242,419 万元。因公司经营环境、发展战略等因素影响，根据公司实际情况和发展需要，拟对 2024 年度投资计划中部分项目做适当调整。

一是按照国务院《推动大规模设备更新和消费品以旧换新行动方案》（国发〔2024〕7 号），统筹发电设备运行情况 and 生产经营需要，积极有序推进设备更新与技术改造工作。重点加快淘汰有安全隐患的设备、超期服役的落后低效设备、高耗能高排放设备，更新使用先进设备、绿色装备、智能装备。2024 年度公司拟增加发电、供热产业相关项目共 198 项，金额合计 18,693 万元，其中：发电产业相关项目 183 项，金额为 14,417 万元；供热项目 15 项，金额为 4,276 万元。

二是按照国务院国资委深化“两个联营”部署要求，充分利用国家“两重”“两新”政策，坚持先立后破，加快淘汰煤电落后产能，全力推动清洁高效煤电建设，根据 2024 年 10 月 15 日召开十一届十三次董事会和 2024 年 10 月 31 日召开 2024 年第四次临时股东大会审议通过了《关于黑龙江华电哈尔滨第三发电厂 66 万千瓦“上大压小”热电联产机组与新能源一体化联

营项目投资决策的议案》的决议，2024 年度拟增加黑龙江华电哈尔滨第三发电厂 66 万千瓦“上大压小”热电联产机组与新能源一体化联营项目煤电项目投资 18,000 万元。

综上，2024 年公司投资金额由 242,419 万元增加至 279,112 万元，现将公司 2024 年度投资项目调整情况报告如下。

一、2024 年发电产业增加项目（183 项，合计 2024 年投资计划 14,417 万元）

1、2024 年技术改造项目（63 项，2024 年安排投资计划 10,128 万元）

单位：万元

序号	项目名称	项目背景或必要性	改造方案及预期效果	2024 年投资计划
1	富发碾子山热源替代改造工程	<p>1. 碾子山供热站在运的 1 号 2 号 4 号热水炉均已进行环保改造，但未进行超低排放改造。</p> <p>2. 2024 年 2 月齐齐哈尔市大气污染防治行动联席会议办公室印发《关于加快推进燃煤锅炉（含发电机组）超低排放改造工作的通知》，要求全市 65 蒸吨以上在用燃煤锅炉应完成超低排放改造。同时根据北方冬季清洁取暖试点城市相关工作要 求，全市建成区在用 65 蒸吨及以下燃煤供热锅炉也应完成超低排放改造，碾子山供热站的四台锅炉均在超低排改造工作调度表内。</p> <p>3. 在运的 1 号 2 号 4 号热水炉由于建设标准低、使用年限长，加之收购之前检修维护管理不善、投入不足等原因，主辅设备可靠性差、故障率高，整体运行效率较低、能耗较高，并且存在较大的安全隐患，严重影响供热安全可靠。综合环保超低排放要求和采暖保供要求，碾子山供热站急需进行热源替代改造。</p>	<p>1. 2024 年对 4 号热水炉进行出力恢复和可靠性提升改造。</p> <p>2. 拆除已经严重破损的烟囱，新建钢结构烟囱。</p> <p>3. 将热源厂出口至小区间 2×DN250、2×DN300 的供热主管线由架空改为直埋，长度约 300 米。</p> <p>4. 2025 年拆除现有 1 号 2 号 3 号 3 台 20 蒸吨热水锅炉和附属建构筑物，在原址新建 1 台 65 蒸吨循环流化床热水锅炉，同步建设 SNCR+SCR 法烟气脱硝装置、布袋除尘器和石灰石—石膏湿法烟气脱硫装置。</p> <p>5. 4 号热水炉进行超低排放改造：与新建的 65 蒸吨热水炉共用脱硫系统和除尘系统，脱硝系统改造为 SNCR+SCR 脱硝系统。实施后，新建 1 台 65 蒸吨热水炉，替代原有可靠性不高的 3 台 20 蒸吨热水炉，满足环保超低排放要求，实现接带现有 85 万平方米供热面积。原有 4 号热水炉进行可靠性提升、提效和超低排放改造后作为备用炉，保证在 65</p>	430

序号	项目名称	项目背景或必要性	改造方案及预期效果	2024年投资计划
			蒸吨热水炉事故下达到70%及以上的供热保障率。	
2	齐热1号热水炉烟气超低排放改造工程	<p>1. 1号热水炉为116MW（165蒸吨）循环流化床热水炉，2015年11月建成投产，作为冬季供热调峰热源，原设计炉内喷钙脱硫、布袋除尘器，未设置脱硝装置。设计烟气排放指标为NO_x排放浓度不高于300mg/Nm³、SO₂排放浓度不高于300mg/Nm³、烟尘排放浓度不高于50mg/Nm³。不满足超低排放标准要求。</p> <p>2. 黑龙江省环保厅和齐齐哈尔市环保局要求65蒸吨/小时以上燃煤锅炉（含电力）进行超低排放改造。</p>	<p>1. 脱硝系统：采用SNCR+SCR联合工艺技术路线，新建SNCR和SCR装置，采用蜂窝式催化剂，省煤器移位。使用尿素作为还原剂。</p> <p>2. 除尘系统：原除尘器滤袋材质升级，由PPS+PTFE基布升级为PPS+PTFE基布+浸渍滤料（PPS+PFE（各50%）、面层加20%超细纤维，PTFE基布），共计1920条。</p> <p>3. 脱硫系统：新建石灰石-石膏湿法脱硫装置，采用烟塔合一布置方式，新建脱硫厂房一座。</p> <p>4. 配套进行引风机增容改造和电气部分改造。</p> <p>5. 新建脱硫、脱硝系统采用DCS系统控制。</p> <p>改造后，1号热水炉能够实现超低排放，即SO₂排放浓度不超过35mg/m³，NO_x排放浓度不超过50mg/m³，烟尘排放浓度不超过10mg/m³。</p>	245
3	佳热1号热水炉烟气超低排放改造工程	<p>1. 1号热水炉为116MW（165蒸吨）循环流化床热水炉，2017年10月建成投产，作为冬季供热调峰备用热源。原设计炉内喷钙脱硫、布袋除尘器，未设置脱硝装置，设计烟气排放指标为NO_x排放浓度不高于300mg/Nm³、SO₂排放浓度不高于300mg/Nm³、烟尘排放浓度不高于50mg/Nm³。不满足超低排放标准要求。</p> <p>2. 黑龙江省环保厅和佳木斯市环保局要求65蒸吨/小时以上燃煤锅炉（含电力）进行超低排放改造。</p>	<p>1. 脱硝系统：采用SNCR+SCR联合工艺技术路线，新建SNCR和SCR装置，采用蜂窝式催化剂，省煤器移位。使用尿素作为还原剂。</p> <p>2. 脱硫系统：新建石灰石-石膏湿法脱硫装置，采用烟塔合一布置方式，新建脱硫厂房一座。</p> <p>3. 配套进行引风机增容改造和电气部分改造。</p> <p>4. 新建脱硫、脱硝系统采用DCS系统控制。</p> <p>改造后，1号热水炉能够实现超低排放，即SO₂排放浓度不超过35mg/m³，NO_x排放浓度不超过50mg/m³，烟尘排放浓度不超过10mg/m³。</p>	260

序号	项目名称	项目背景或必要性	改造方案及预期效果	2024年投资计划
4	哈三国产化DCS在3号机组单元控制系统一体化升级改造中的应用	<p>3号600MW机组DCS控制系统为ABB公司INFI90控制系统,1996年投产,目前存在以下问题:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 部分主控制器负荷率高达90%,不满足《DLT 261-2022》第6.2.1.2条“平均负荷率不超过40%”要求。 2. 锅炉保护FSSS机柜中MFC05控制器为1995投产,由于兼容性原因,无法单独更换MFC05控制器,该型号控制器在市场上已采购不到,一旦控制器故障将导致机组无法正常启动。 3. 控制器种类较多,通讯方式不统一,造成烟风系统控制逻辑无法下装,技术监督检查发现的引风机温度单点保护问题无法整改闭环。 4. 机组控制系统分为主机、脱硫、精处理、热网加热器等多套控制系统,不利于机组集中控制。 	<p>3号机组DCS进行国产化改造,包括主机控制系统和外围控制系统(脱硫、电除尘、化学精处理、石子煤、干渣、热网加热器),全部使用国产化DCS系统,同时完成主辅控制一体化升级改造。改造后,能够提高DCS系统可靠性、实现工控系统自主可控替代,实现主辅控制系统一体化。</p>	50
5	哈三国产化DCS在4号机组单元控制系统一体化升级改造中的应用	<p>4号600MW机组DCS控制系统为ABB公司INFI90控制系统,自1999年随机组投产运行至今,近年来虽然对DCS系统少量控制器、电源等设备进行改造,但控制系统基础结构、通讯网络等部分未升级改造,DCS整体性能、系统可靠性均偏低,同时,由于硬件版本老旧,厂家停产,部分硬件设备采购难度较大,一旦发生故障可能无法及时恢复,影响机组运行。4号机组控制系统分为主机、脱硫、电除尘、化学精处理、石子煤、干渣、热网加热器等多套控制系统,未形成一整套控制系统。为提高机组DCS控制系统可靠性,提高机组集中控制程度,减少外围辅助控制室数量,计划对4号600MW机组DCS控制系统进行一体化改造。</p>	<p>4号机组DCS进行国产化改造,包括主机控制部分,脱硫、电除尘、化学精处理、石子煤、干渣、热网加热器控制系统,并将外围控制系统与主机控制系统进行通讯,所有控制功能在机组单元控制室实现,完成国产化DCS在4号机组单元控制系统一体化升级改造中的应用。</p> <p>提高DCS系统可靠性、实现工控系统自主可控替代,实现主辅控制系统一体化。</p>	50
6	哈国产化DCS在8号	<p>1. 按照国家安全可靠性应用替代工作要求,生产运行系统应按照“安可为常态,非安可为例外”原则做到能替尽替。</p>	<p>8号主机、公用DCS及辅控进行国产化改造,包括主机DCS、DEH、7号8号机组公用、7号8号脱硫及其公用、7号8号电除尘(电</p>	50

序号	项目名称	项目背景或必要性	改造方案及预期效果	2024年投资计划
	<p>机组主控和7号8号机组公用脱硫化学燃料等辅助控制系统一体化升级改造中的应用</p>	<p>2. 8号主机DCS、DEH、7号8号机组公用、7号8号脱硫及其公用等控制系统为霍尼韦尔 TPS3000，2006年投产。</p> <p>3. 7号8号电除尘（电袋、输灰、灰库、新灰浆泵）、化学（软化水、中水、净水、化验站、精处理、氢站等）、燃料控制系统（输煤、翻车机、油区）分别采用施耐德 140、西门子 C300 两种 PLC 控制系统，2006年投产。</p> <p>4. 为提高自动化水平，需对8号主机、7号8号公用、电除尘、脱硫及其公用、化学、燃料等控制系统进行自主可控DCS一体化改造。</p>	<p>袋、输灰、灰库、新灰浆泵）、化学（软化水、中水、净水、化验站、精处理、氢站等）、燃料控制系统等。</p> <p>提高DCS系统可靠性、实现工控系统自主可控替代，实现主辅控制系统一体化。</p>	
7	<p>齐热国产化DCS在2号机组主控和公用脱硫化学等辅助控制系统一体化升级改造中的应用</p>	<p>1. 按照国家安全可靠性应用替代工作要求，需对DCS进行自主可控替代工作。</p> <p>2. 2号机组主控DCS、热泵、热水炉、脱硫、除尘、化水、输煤及公用辅控系统使用TCS3000型DCS系统、施耐德PLC、maxDNA等系统，自2007年投入运行，设备已停产。</p> <p>3. 1-4号循环水泵设置在公用系统001、002站。不满足《防止电力生产事故的二十五项重点要求》（2023版）9.3.1“按照单元机组配置的重要设备（如循环水泵、空冷系统的辅机）应纳入各自单元控制网，避免由于公用系统中设备事故扩大为两台或全厂机组的重大事故。”的要求。</p> <p>4. 化学、输煤、脱硫、单元机组等控制室各自操作相关设备，无法实现集中监视与操作。</p> <p>为提高可靠性及自主可控水平，需对2号机组主控DCS、1号2号机组公用系统DCS、脱硫系统DCS和化学控制系统等一并进行DCS国产化一体化升级改造。</p>	<p>2号主机、公用DCS及辅控进行国产化改造，包括主控、公用、电除尘、热泵、化水、输煤、热水炉控制系统等。</p> <p>提高DCS系统可靠性、实现工控系统自主可控替代，实现主辅控制系统一体化。</p>	50

序号	项目名称	项目背景或必要性	改造方案及预期效果	2024年投资计划
8	佳热国产DCS在2号机组及辅助控制室系统一体化升级改造中的应用	<p>1. 2号机组主机及脱硫DCS为南自TCS3000分散控制系统, DEH系统为艾默生公司Ovation控制系统, 辅控系统合计15套PLC控制系统, 均2008年投运, TCS3000控制系统无后续升级产品, 控制器, 卡件等备件供货存在困难, 厂家可提供的技术支持有限。</p> <p>2. DPU主机板型号过旧, 过程控制DPU负荷率较高, 设备可靠性逐年降低。</p> <p>3. 辅控系统相互独立, PLC型号品牌及控制形式多样, 设备维护和应急处置存在很大困难易引起分散控制系统监视、调节失灵。</p>	<p>2号主机、公用DCS及辅控进行国产化改造, 包括主控DCS、脱硫DCS、空压机、1号2号机化学、氨区、废水系统、油、内网、2A汽驱、2号碎渣机等。</p> <p>提高DCS系统可靠性、实现工控系统自主可控替代, 实现主辅控系统一体化。</p>	50
9	佳热国产DCS在1号机组及辅助控制室系统一体化升级改造中的应用	<p>1. 1号机组主机及脱硫DCS为南自TCS3000分散控制系统, 辅控系统合计7套PLC控制系统均2009年投运、DEH系统为艾默生公司Ovation控制系统。TCS3000控制系统无后续升级产品, 控制器、卡件等备件供货存在困难, 厂家可提供的技术支持有限。</p> <p>2. DPU主机板型号过旧, 过程控制DPU负荷率较高, 设备可靠性逐年降低。</p> <p>3. 辅控系统相互独立, PLC型号品牌及控制形式多样, 设备维护和应急处置存在很大困难易引起分散控制系统监视、调节失灵。</p>	<p>1号主机、公用DCS及辅控进行国产化改造, 包括主控、公用、脱硫、热泵、蓄热罐、氨站、燃料、热网、电除尘、布袋除尘、反吹风机、1D汽驱、1号炉碎渣机等。</p> <p>提高DCS系统可靠性、实现工控系统自主可控替代, 实现主辅控系统一体化。</p>	50
10	富发燃料13段14段输煤栈桥结构加固	<p>1. 富发电厂委托湖北珞珈工程结构检测咨询有限公司对2、3、5、7、12、13、14、15、16、17、33、34段输煤栈桥进行可靠性鉴定。鉴定结果显示: 13、14段栈桥可靠性评定为三级不符合国家现行标准的可靠性要求, 影响整体安全, 影响正常使用, 应采取措施。</p> <p>2. 燃料13段14段输煤栈桥已列入较大隐患。</p>	<p>依据《工业建筑加固设计标准》(GB50144)等国家和行业标准等标准规范开展输煤栈桥的加固补强设计、施工、再鉴定工作:</p> <p>1. 对输煤栈桥进行外委加固设计;</p> <p>2. 依据设计要求, 对输煤栈桥计算不满足要求的混凝土梁L-1采取加固处理措施, 对筒壁进行局部加固补强, 对于锈胀开裂的混凝土构件进行修补。对混凝土梁裂缝进行封闭、灌浆处理;</p>	124

序号	项目名称	项目背景或必要性	改造方案及预期效果	2024年投资计划
			3. 加固后进行再鉴定。 加固后，能够消除燃料栈桥现有安全隐患，提高输煤栈桥整体安全稳定性。	
11	哈三3号锅炉1号2号空气预热器模式扇形仓改造	<p>1. 2024年2月在3号锅炉停备期间对空气预热器内部检查过程中发现以下问题：1号空气预热器模式扇形仓受隔板根部开裂影响，导致对应转子外缘下沉，其中大约10个仓存在下沉现象，与冷端径向扇形板及轴向刮磨严重；双隔板固定螺栓多处断裂、脱落；双隔板径向中间区域存在母材断裂并伴有脱落；中间隔板根部焊缝开裂；主隔板与凸缘焊接处母材断裂、角焊缝开裂；热端T型钢多处开裂。</p> <p>2. 举一反三对2号空气预热器内部检查，发现5处中间隔板根部焊缝存在裂纹，隔板螺栓未发生断裂现象。两台空气预热器冷、热端扇形板，轴向密封板、冷段扇形板等密封装置因为空气预热器模式扇形仓开裂导致大面积磨损。初步分析空预器分仓仓格为老式结构，整体性差，经过二十多年运行，金属受损、结构疲劳。</p> <p>3. 3月21日，3号炉1号空预器原转子仓隔板补焊加强处部分再次开焊。</p>	<p>1. 两台空气预热器原有模式扇形仓，更换为新设计的半模式扇形仓；</p> <p>2. 更换新的径向密封片与扇形板，轴向密封片与轴向圆弧板，旁路密封片与转子密封角钢等密封装置；</p> <p>3. 对空气预热器转子的垂直度进行测量，并适当调整转子垂直度；</p> <p>4. 空气预热器的减速机、轴承箱进行解体检查，并更换新的密封装置；</p> <p>5. 更换完成后需要对空气预热器三向密封装置的间隙进行调整；</p> <p>6. 对两台空气预热器的保温进行拆除和更换，同步治理两台空气预热器的漏风。</p> <p>改造后能够消除扇形仓下沉等设备缺陷，空气预热器漏风率下降至6%，保证3号机组空气预热器安全稳定长周期稳定运行。</p>	750
12	佳热1号2号锅炉7台磨煤机出口分离器改造	<p>1. 1号ABCDE磨煤机、2号锅炉AB磨煤机出口动态分离器问题频发，导致分离器均无法正常运行，主要问题如下：内部磨损，漏粉严重，结构强度降低，存在坍塌风险；煤粉细度达(40~60%)，不满足《二十五项反措(2023版)》第6.2.1(4)条的要求。</p> <p>2. 2024年1月23日，1号锅炉发生“非停”，经有资质的机构调查分析指出，1号炉5台磨煤机动态分离器均失效，煤粉细度偏粗无法调节，是造成非停的原因之一。</p> <p>3. 锅炉飞灰含碳量最高达(3~6)%，</p>	<p>对1号ABCDE磨煤机、2号锅炉AB磨煤机出口动态分离器改造为静态分离器，手动调节煤粉细度，优化燃烧调整。保证煤粉细度满足锅炉燃烧的需要。</p> <p>改造后，可实现磨煤机出口煤粉细度的调节，实现R90在(20~30)%之间灵活调整，便于应对不同煤种需求，提高锅炉燃烧效率；磨煤机通风阻力有效下降，减少分离器故障率。</p>	231

序号	项目名称	项目背景或必要性	改造方案及预期效果	2024年投资计划
		灰渣含碳量（8~10）%，燃烧不完全，易结焦、渣量大，且造成一次风管、受热面管磨损加剧，导致现场漏粉严重，受热面磨损超标管增多。		
13	富发3号炉电袋除尘器一电场改造	3号除尘器一电场阳极板夹板链接部件磨损、松动。极板脱落、错位，极线松动、折断，框架变形严重，并逐年增长，极板错位及极线变形现象更为严重。阴极大、小框架偏移，造成同极距、异极距偏差，造成电场二次电压降低。振打系统损坏严重，振打过程中，阳极框架松散起不到整体振打除灰作用，目前一电场整体二次电压低于20KV，运行过程中造成后续的电场及袋区灰量增大，一电场需进行整体更换。	更换除尘器内部的极板排84套、极线4套、阴极框架和振打装置四套，修复入口烟道烟气均布板及人孔门与门框。 改造后，能够消除现有缺陷，恢复除尘器除尘效率，减轻布袋除尘压力，延长布袋使用寿命确保机组安全环保运行。	462
14	哈热9号炉脱硝装置第三层催化剂更换	2023年11月，将9号机组三层运行中平板式脱硝催化剂抽取样品，送检于有资质的机构，催化剂样品的表观、理化特性和工艺特性进行了检测与分析，第三层催化剂投运已超过48000小时，经检测分析发现催化剂样品外观基本完整，迎风面磨损明显，部分催化剂透光明显；灼烧减量10.28%，超出标准10%；当催化剂脱硝效率达到83.9%时，氨逃逸时，氨逃逸为4.1μL/L。脱硝效率和氨逃逸不能同时满足性能保证值的要求。	更换第三层平板式催化剂163.6m ³ 。 更换后，在满足脱硝效率同时，能够保证氨逃逸满足标准要求，保证机组环保超低运行。	241
15	富发燃料二期1台螺旋卸车机换型升级改造	燃料煤室螺旋卸车机是卸煤的主要设备，原设计为轻辅料卸车机（适合于夏季使用）。冬季卸冻煤增加了卸车机旋转体驱动装置载荷，造成减速机传动部分损坏、联轴器断齿、断轴、轴承损坏、电机烧损、滑道磨损严重、减速机地脚损坏、旋转体磨损严重。2023-2024年采暖期的入厂煤多为冻煤，无法及时卸冻煤，导致铁路压车，超出	拆除燃料二煤室螺旋卸车机一台，安装一台可卸冻煤的重型螺旋卸车机；更换配套二煤室滑线一条。 改造后，可以提高冬季卸煤效率，减少因卸煤不及时导致的铁路压车情况发生概率，保证冬季机组燃煤供应。	150

序号	项目名称	项目背景或必要性	改造方案及预期效果	2024年投资计划
		厂停时间。严重影响卸煤任务的完成及保供保电工作的顺利进行。		
16	佳热新增一台跨厢式钩机	佳热冬季来煤较杂，煤车内粘帮冻底情况严重，煤车冻块较多、大，冻层较厚，卸车机多次发生高速轴断裂、旋转链条断裂等缺陷，使卸煤能力下降，接卸效率降低，而且人工清理车底困难，耗时长，造成延时罚款。伴随铁路减少长协煤来车数量，影响冬季保供期间的来煤。	采购一台跨厢式钩机，选择20-30吨级，加高底盘高度使火车车厢可顺利通过，挖斗改造为2.6-3.0立方的宽大铲斗。实施后，能够加快冬季燃料接卸速度，提高接卸效率（现接卸能力为0.65万吨/天，接卸能力可提升0.15万吨/天，采暖季日接卸能力提升至0.8万吨/天），保证冬季燃料接卸工作顺利进行。	105
17	富发煤炭储备场扩容改造	龙江区域煤炭市场冬、夏季价格波动较大，冬季严寒天气，煤炭供应、运输和接卸难度较大。蒙东地区煤矿产能受季节和其他不确定性因素影响较大。2024年2月，全国第十四届冬运会在呼伦贝尔市召开，内蒙东部煤矿减产，导致冬运会期间电煤供应紧张。富发电厂在迎峰度冬供暖期燃煤需求较大，2023年10月2024年4月耗煤190.09万吨，加大煤炭存储量是应对上述困难的有效方法。冬煤夏储是降低成本和冬季保暖保供的有效手段，计划煤炭储备场扩容。	1. 扩容场地选址在金茂钢院内，东与煤炭储备场相连接，扩容煤场有效使用面积约14000平方米； 2. 保留金茂钢构场地有装配厂房和办公楼。拆除原有金茂厂内的建构筑物（不含厂房、办公楼），清理场地管道、垃圾等杂物； 3. 三面建设钢结构挡风抑尘墙，挡风抑尘墙延长米约为500米，高度为12米； 4. 完善煤炭储备场配套的监控、照明、消防等设施。 改造后，能够增加煤炭储备6万吨，实现冬煤夏储，降低冬季燃煤卸储压力。	490
18	富热新建仿真机系统	1. 富热厂1号机组2016年11月13日并网运行，无仿真机系统。 2. 富热1号机组除检修期外其余时间均处于运行状态，每年的运行小时数不低于7900h，2022年运行8139h，2023年运行7915h，每年只有检修时启停一次，其余时间均处于运行状态，启停次数少。由于未建仿真机系统，运行人员无法进行处理突发故障模拟训练，操作技能及事故处理能力不足，存在处理突发故障不当引起非停隐患，急需新建仿真机培训系统，加强对运行	新建仿真机系统，配置仿真机系统一套，教练员站1台，操作员站8台，可同时提供9人培训；仿真机室利旧。 实施后，能够完善运行人员培训方式，实现9名运行人员同时模拟操作培训，提升运行人员处理异常、故障的技能，提高实际操作、分析判断和应急处理的能力，确保机组安全、稳定运行。	108

序号	项目名称	项目背景或必要性	改造方案及预期效果	2024年投资计划
		人员的培训,提高运行人员的操作水平和技能。 3. 2024年4月15日,由于运行人员对于设备突发故障应急处置能力不足,造成机组非停,突显新建仿真机系统的急迫性。		
19	富热1号机组脱硫CEMS烟气分析系统改造	1号机组脱硫CEMS烟尘分析系统自2016年11月投产,电子元器件老化,故障频发,烟气分析仪采样室、测量池多次损坏,烟尘浊度仪多次出现示值跳变、自动校准或正或负向零点偏移现象,存在环保风险。入口烟尘分析系统瘫痪,二次仪表主板损坏、采样风机损坏,取样管线有泄漏。	1. 更换脱硫CEMS烟尘分析仪2台、烟尘采样仪2套、超低专用全程加热采样探头箱1套、温压流一体监测仪1套、直插式湿度仪1台、压缩空气净化装置1套、超低专用高温取样管线150米。 2. 安装调试合格后通过环保局验收。 实施后,能够保证烟气排放数据分析正确、稳定,保证烟气品质及测量连续性。满足固定污染源烟气排放连续监测技术规范要求,消除环保风险。	113
20	富热1号机组脱硝装置初装两层催化剂更换	富热厂1号机组初装两层脱硝催化剂(中、下层)于2016年11月投运,至今已投运累计58546h,初装两层脱硝催化剂设计使用寿命为24000h,现已超出设计使用寿命34546h;2022年8月加装备用层(上层)催化剂,加装备用层后设计整体使用寿命保证8000h,至今已投运13555h,现催化剂已超期运行。2023年8月委托有资质的机构对三层运行中脱硝催化剂样品的表观、理化特性和工艺特性进行了检测与分析,2023年10月评价报告预计三层催化剂整体化学寿命在8000h以上,到2024年8月达到预计使用寿命,存在催化剂活性降低,导致烟气中氮氧化物超标,无法达到超低排放的环保风险。	对初装层(中、下层)蜂窝式催化剂进行整体更换,更换催化剂模块216个,体积为365.7m ³ 。更换后能够保证脱硝系统催化剂在寿命期内可靠运行,保证机组环保运行。	759
21	哈三3号4号机组一次调频	3号4号机组存在汽轮机转速信号误差大,DEH、DCS时间标签与电网调度考核装置PMU考核基准时间存在2到3秒的延迟等问题,一次调频的负荷调整幅度(β 2)、调	实施一次调频系统同源改造,增加一次调频中间调节装置。 改造后每年可减少考核720万元,改造完成后3个月可收回投资。	140

序号	项目名称	项目背景或必要性	改造方案及预期效果	2024年投资计划
	调节功能优化	整幅度偏差($\beta 3$)和电量贡献指数(Bu)的平均值均不能同时满足《东北区域电力并网运行管理实施细则》中关于一次调频 $\beta 1 \geq 0.5$, $\beta 2 \geq 0.9$, $\beta 3 \leq 0.3$, $Bu \geq 0.8$ 的要求, 每月扣罚在2000分以上。2023年11月至2024年2月, 单台机组月均考核达30万元, 急需实施一次调频功能优化, 减免考核。		
22	牡二7号8号9号机组一次调频调节功能优化	三台机组存在以下情况: 1. 汽轮机转速信号误差大, 一次调频误动次数较多, 汽轮机高调门波动频繁。 2. DEH/DCS时间标签与电网调度考核装置PMU考核基准时间标签不一致, 存在2~3秒的延迟。 3. 目前控制策略为满足电网考核要求, 修改一次调频参数, 加大一次调频动作幅度、调门控制精度低, 造成大量无效扰动, 调门频繁动作, 不利于机组的安全经济运行。 4. 汽轮机阀门流量特性曲线与实际阀门特性不符。造成负荷跟踪延迟或者超调, 严重影响了机组协调及AGC投入。 5. 受限于调门控制精度低, 机组协调控制方式投入率较低, 影响一次调频在协调方式下调节品质, 影响了机组一次调频指标。 2024年2-4月, 单台机组月平均考核15.81万元, 急需实施一次调频功能优化, 减免考核。	实施一次调频系统同源改造, 增加一次调频中间调节装置。实施后, 可有效减少发电机组的调门误动, 满足电网两个细则中的关于一次调频的考核要求。每月可减免考核约30万元, 7个月可以回收投资。	132
23	富发1号4号机组一次调频调节功能优化	机组目一次调频功能无法满足GB/T30370-2022《火力发电机组一次调频试验及性能验收导则》及《东北区域发电厂并网运行管理实施细则》中一次调频性能及指标考核。目前采用DEH+DCS控制方式的一次调频控制调门动作中存在的问题是: 一次调频信号的同源和精度、DEH/DCS时间标签与PMU时	实施一次调频系统同源改造, 增加一次调频中间调节装置。实施后, 可保证机组一次调频功能的正常投入减免考核, 每年可减免考核135.84万元, 6个月可以回收投资。	130

序号	项目名称	项目背景或必要性	改造方案及预期效果	2024年投资计划
		间标签不一致、阀门流量特性曲线、机组长期处于深度调峰工况运行，机组供热初期热负荷限制等因素，无法实现 CCS 进行补偿。电网调度一次调频考核力度逐步加大，受到煤质变差等外部因素影响，自动控制系统调节品质已无法满足考核指标要求。		
24	哈热 9 号机组一次调频调节功能优化和 AGC 功能优化	1. 汽轮机转速信号误差大，DEH/DCS 时间标签与电网调度考核装置 PMU 考核基准时间标签存在 2~3 秒的延迟；为满足考核要求，加大一次调频动作幅度、调门控制精度低，造成大量无效扰动，调门频繁动作，一次调频考核约 10 万元/月。 2. 汽轮机阀门流量特性曲线与实际不符，负荷跟踪延迟或者超调，严重影响机组协调及 AGC 投入；出现较大的 AGC 指令变化时，自动调节系统性能偏低，机组负荷无法及时调整至目标负荷，导致实际负荷与 AGC 指令存在偏差，产生 AGC 考核。AGC 考核约 20 万/月（纯凝工况），10 万/月（供热工况）。急需实施一次调频和 AGC 功能优化，减免考核。	实施一次调频系统同源改造，增加一次调频中间调节装置。安装一套外挂式 AGC 辅助控制设备，使机组实际负荷快速满足 AGC 指令要求。 实施后，提高机组 AGC 控制系统自动调节性能，提高机组负荷响应 AGC 指令速率，是机组 AGC 自动调节系统调节性能满足要求，降低 AGC 考核幅度。	200
25	佳热 1 号 2 号机组一次调频调节功能优化	1. 机组一次调频功能负荷偏差响应迟缓及阀门特性差，一次调频负荷响应时间很长，出现超调或欠调的现象，不能及时跟踪省调负荷调整。 2. 2023 年 11 月至 2024 年 2 月，单台机组一次调频考核约为 14.5 万元/月，急需实施一次调频功能优化，减免考核。	实施一次调频系统同源改造，增加一次调频中间调节装置。 改造后，可以提高一次调频动态性能，减少辅助服务考核额。预计每月可减免考核 14.5 万元，6 个月可收回投资。	130
26	齐热 1 号 2 号机组 AGC 及协调控制	1. 1 号 2 号机组 AGC 及协调控制系统根据纯凝工况及设计煤种设置。目前机组已增加旁路、热泵、切缸等多个调峰、供热系统，燃煤热值从 2400 到 6000 大卡变化，深调时已接近锅炉最低稳燃负荷，原控制	安装一套外挂式 AGC 辅助控制设备。 实施后，可提高就地设备的调节性能与精度，满足“两个细则”要求，每月可减免考核 50 万元，8 个月可收回投资。	190

序号	项目名称	项目背景或必要性	改造方案及预期效果	2024年投资计划
	系统改造	<p>算法已无法满足调节要求，不满足电网“两个细则”附件4“AGC技术指标要求及考核规定”中的“调节性能参数”要求。2023年11月至2024年2月两台机组AGC考核50万元/月。</p> <p>2. 引、送风机及过热器、再热器减温水等执行机构自建厂起投入使用，精度差、故障率高，影响AGC及协调系统调节性能。</p> <p>3. 1号炉3号、4号、5号，2号炉1号、2号、3号、4号、5号共8台给煤机控制系统自建厂起投入运行，精度差、故障率高，且设备已停产，维护困难，影响AGC及协调系统调节性能。</p>		
27	齐热1号2号机组一次调频调节功能优化	<p>现有一次调频通过检测汽轮机转速与额定值的偏差，发出一次调频动作信号，滞后大，一次调频效果差，不满足“两个细则”附件5.1《火电、水电、核电等并网主体一次调频技术指标及考核规定》中一次调频动态性能要求，导致电网“两个细则”考核金额高，2023年11月至2024年2月单台机组一次调频考核约为20万元/月。急需实施一次调频功能优化，减免考核。</p>	<p>实施一次调频系统同源改造，增加一次调频中间调节装置。</p> <p>实施后，提高一次调频动态性能，减少辅助服务考核额。每月可减免考核40万元，5个月可收回投资。</p>	70
28	哈热7号8号炉二次风执行器滚动改造	<p>1. 7号8号炉现场二次风气动执行器（共计120套）采用气动机械定位器，故障率高，调节精度低，不满足DL/T 261《火力发电厂热工自动化系统可靠性评估技术导则》2022版中第6.7.2.6 a条中第2条：二次风门最大开度下的送风量，应满足锅炉最大负荷要求并约有5%量。</p> <p>2. 无法满足运行对锅炉燃烧时配风的调整，造成火焰中心偏移，对水冷壁、燃烧器的使用寿命均有影响。</p> <p>3. 二次风气动执行器使用年限已</p>	<p>1. 将7号8号炉120套二次风调节门定位器及执行器改为分体式智能定位型执行器，实现火焰中心调整、精准配风。</p> <p>2. 2024年度完成7号8号炉共计60套改造。</p> <p>3. 2025年度完成7号8号炉剩余60套改造。</p> <p>实施后二次风调节系统满足锅炉最大负荷要求并约有5%裕量。保证运行人员可以根据现场要求进行精细化调整，保证煤粉充分燃烧，提高经济效益。稳定火焰中心，减少对炉内设备使用寿命</p>	150

序号	项目名称	项目背景或必要性	改造方案及预期效果	2024年投资计划
		达到16年，原设备厂家已停止此型号备件生产，采购备件困难且价格昂贵。	命的损耗。	
29	牡二化学制水单元自动化升级改造	化学运行车间除盐系统为全厂供水，投产于1991年，四期建成后除盐系统是利旧，未进行过改造，该系统的165个阀门均为手动阀门，且大部分阀门存在卡涩、内漏等缺陷，目前单一设备调整需要2-3个值班员就地使用扳手进行操作，在保供时期存在制水困难等安全隐患。经调研，公司系统内的其他电厂制水系统均采用自动控制调整。为提高化学制水系统的自动化水平，建议将化学除盐制水系统的165个手动阀门改造为气动阀门，化学运行车间控制系统为独立的，目前国产化DCS系统在牡二电厂8号机组及辅助控制室一体化升级改造项目已立项，新增除盐系统165个气动阀门与化学原系统一并纳入该项目中，实现程序控制。	1. 将化学除盐单元、高效过滤器等165个手动阀门改造为气动阀门，目前化学车间仪用压缩空气较为紧缺，需新增一台压缩空气储气罐（V=8.0m ³ ，P=0.8MPa）作为备用气源。 2. 新增除盐系统165个气动阀门与化学原系统一并纳入国产化DCS系统在牡二电厂8号机组及辅助控制室一体化升级改造项目中；在化学除盐间厂房内搭建一个电子间（电气）。 实施后，可提高化学设备自动化水平，每班可减少化学运行值班人员1人（共5人）。	176
30	哈三600MW机组仿真机升级改造	目前仿真机存在以下问题： 1. 硬件部分：现有电脑运行较慢，有操作延时现象。 2. 软件部分：现有300MW及600MW仿真软件为2007年采购的典型拷贝仿真软件，并非按现有机组1：1开发，机组特性及操作方式与现场有很大区别，无法满足不同类型的全方位运行人员培训。 3. 600MW亚临界机组和超临界机组仿真软件都是英文界面，国内人员操作不便。 为加强运行培训，提高运行人员实际操作能力、突发情况应对和处理能力，需进行600MW机组仿真机升级改造。	升级600MW亚临界机组仿真软件，与机组实际操作画面一致、中文界面。按软件安装要求配置相应硬件。 实施后，可实现对3号4号机组机、炉、电、热控、脱硫、脱硝、化水、输煤、除灰、供热和公共系统等系统及设备全范围仿真，提高仿真机培训人员的实操水平和效果，达到提高培训人员水平的目的。	108

序号	项目名称	项目背景或必要性	改造方案及预期效果	2024年投资计划
31	牡二300MW机组仿真机升级改造	<p>目前仿真机存在以下问题,为加强运行培训,需进行仿真机升级改造:</p> <p>300MW 机组仿真机培训系统于2012年由珠海市亚洲仿真中心开发。系统配置服务器1台,DCS 操作员站10台。2012年6月投入使用,主要用于300MW 机集控运行人员的培训。由于运行时间较长,300MW 仿真机软件仿真特效已跟不上现有机组特性,部分设备的逻辑关系、状态显示不符合现场实际,锅炉没有脱硝、脱硫、吹灰系统等。仿真机硬件都是 Windows XP 系统,设备老旧,使用性能低效,无可替换升级。</p>	<p>1. 结合8号机组DCS国产化改造,以8号机组作为仿真参考对象,对该机组的机、炉、电、脱硫、脱硝、供热及热控系统的设备及系统进行全范围机理性仿真建模。由DCS 操作员站仿真软件、就地操作站软件及虚拟盘台仿真软件等界面软件形成高逼真度的全范围仿真培训系统。</p> <p>2. 升级更新仿真机室硬件设备1套,包括主计算机1台、工程师站/教练员站1套、操作员站9台等及其附属。</p> <p>3. 升级仿真软件系统1套。实施后,有效地提高运行人员的专业知识、操作技能、应变能力和熟练程度,学会处理异常、紧急事故的技能,提高实际操作能力和分析判断能力,训练应急处理能力,确保机组安全、经济运行。</p>	136
32	哈热新建300MW和350MW机组仿真机系统	<p>目前仿真机存在以下问题,为加强运行培训,需新建仿真机系统:</p> <p>1. 7号8号300MW 机组于2006年配置300MW 仿真机一套,仿真机炉型为W型火焰,与现场运行实际不符。目前主机已无法开机,系统处于瘫痪状态。</p> <p>2. 9号350MW 机组未配置仿真机系统。</p>	<p>新建1套仿真机(一机双模),实现300MW 和350MW 机组全范围仿真,可对7号8号9号机组机、炉、电、热控、脱硫、脱硝、化水、输煤、除灰、供热和公共系统等系统及设备全范围仿真。集控室外的操作通过就地操作站仿真(现场开关柜、泵组等画面),实现全范围、全过程仿真。实施后,有效地提高运行人员的专业知识、操作技能、应变能力和熟练程度,学会处理异常、紧急事故的技能,提高实际操作能力和分析判断能力,训练应急处理能力,确保机组安全、经济运行。</p>	216
33	佳热新建仿真机系统	<p>目前仿真机存在以下问题,为加强运行培训,需进行仿真机系统升级改造:</p> <p>1. 仿真机系统由南京工程学院设计开发,2011年投入使用,厂家现已停产,无备件和售后服务。</p>	<p>1. 新建1套仿真机,以300MW 机组为仿真参考对象,开发一套高逼真度的仿真系统。包含教练员站4台,操作员站10台。</p> <p>2. 对机组机、炉、电、脱硫、脱硝、供热及热控系统的设备及</p>	108

序号	项目名称	项目背景或必要性	改造方案及预期效果	2024年投资计划
		<p>2. 近几年现场设备进行脱硝系统设备改造、热电解耦改造、DEH系统改造，机组运行特性参数发生变化，仿真系统没有及时修改完善，机组实际不符。</p> <p>3. 仿真机服务器、操作员站工控机硬盘、主板等硬件频繁故障，系统卡死现象频出，工控机设备年限久远，厂家已不生产备件，已无继续使用价值。</p>	<p>系统进行全范围仿真建模。实施后，有效地提高运行人员的专业知识、操作技能、应变能力和熟练程度，学会处理异常、紧急事故的技能，提高实际操作能力和分析判断能力，训练应急处理能力，确保机组安全、经济运行。</p>	
34	哈三4号机组凝汽器二次滤网改造	<p>4号机组凝汽器二次滤网原设计为非旋转自动反冲洗，2004年改造为旋转自动反冲洗滤网，目前已运行17年，存在以下问题：</p> <p>1. 设备磨损变形，旋转部件轮毂出现裂纹。转动部件同心度差，有杂物进入，滤网动静卡死，无法实现自动排污。</p> <p>2. 二次滤网无法实现自动排污，影响凝汽器循环水流量，从而影响机组真空，致使机组煤耗增加。</p> <p>3. 为缓解二次滤网堵塞问题，只能采用凝汽器单边解列运行方式对二次滤网进行清理，严重影响机组安全。</p> <p>4. 2020年4号机组已经改造，目前运行效果良好。</p>	<p>1. 更换新型不锈钢材质旋转滤网。</p> <p>2. 将4号机组循环水二次滤网内部旋转部件拆除，壳体保留。</p> <p>3. 在凝汽器入口门后水平管段安装新型不锈钢材质旋转滤网。</p> <p>4. 原二次滤网控制部分保留，新型滤网控制部分与原控制部分匹配，实现自动反冲洗功能。</p> <p>实施后可提高二次滤网可靠性，缩短反洗时间，减小循环水阻和反洗水量，保证机组安全运行，保证良好凝汽器真空度。</p>	150
35	哈三二期燃料输煤皮带电机和碎煤机电机改造	<p>哈三厂600MW燃料输煤皮带电机和碎煤机电机为Y型高压电机，防护等级为IP23，该防护等级不满足工作环境要求，粉尘进入电机后无法有效排出，煤粉残留在电机内部，易发生煤粉自燃，造成电机烧损事故，影响上煤安全。Y系列电机是上世纪80年代全国统一设计产品，已列入工信部第二、三批淘汰目录，其导磁材料使用热轧硅钢片，相比于现阶段生产使用的冷轧硅钢片其能耗高、效率低、环保性差。</p>	<p>对燃料12台6kV高压电机（8台220kW，2台355kW，2台450kW）进行更换，由Y型，防护等级为IP23的高耗能电机更换为yxkk型，防护等级为IP54的高效电机。通过电机防护等级提高，消除原电机结构设计不合理、密封等级较差，运行过程中煤粉、潮气的侵入等不安全因素。</p> <p>实施后可改善设备运行的可靠性，电机更加高效节能，提高了电机的安全稳定性。</p>	117

序号	项目名称	项目背景或必要性	改造方案及预期效果	2024年投资计划
36	牡二8号9号给煤机控制系统升级	8号9号机组2010年投产，10台给煤机控制系统采用施道克公司上世纪90年代初第四代196NT控制器，目前已运行14年。2016年9月，收到厂家发布196NT控制器停产声明函，给煤机控制系统的电源板及CPU板已全面停止生产，市场上也无法采购到相应替代产品。目前给煤机控制板及CPU板运行稳定性持续下降，给煤机频繁出现跳闸现象，严重影响供热机组安全稳定运行，存在较大机组“非停”风险，建议先对四期给煤机控制系统进行升级。	升级10台给煤机改造整套控制柜，重点是核心控制系统部分（CPU板、电源板等），包括控制柜内变压器、变频器、热过载继电器、断路器等其他辅助电气原件。实施后能够提高设备安全运行可靠性。	150
37	牡二燃料区域排水设施改造	1. 燃料铁路调车场、贮煤场等区域位于厂区西侧，西临山体，地下水延地脉流经贮煤场向东汇入牡丹江。依据“一、二号煤场挡风墙工程岩土工程勘察报告”所注，地下水为第四系孔隙承压水，地下水水位深度为4.00~5.30m，主要补给源为大气降水和地下径流侧向补给。丰富的地下水源，对贮煤场混凝土结构及钢筋具有微腐蚀性。 2. 燃料八甲四期施工期，为降水曾采用多台抽水泵排水。由于该区域排水不畅，造成调车场冻害严重，水平线路最大差有70mm左右，两线最大差有20mm左右，四道25号道岔处有超高现象，对机车运行存在极大安全隐患。因此需疏通调车场积水，保障燃料接卸煤作业设备安全。	燃料调车场西侧坍塌破损护坡、排水沟600米范围清理，与该区域3座在用排水井连通，实现南调车场区域积水的有序排放。翻车机室周边增建4座马葫芦，通过地下排水管540米连通北调车场排水系统，达到南北调车场排水网络贯通目的。增补完善煤场排水沟等设施总计950米，使之与在用3座雨水收集池连接，最终实现燃料区域控山水、雨排等积水的全部有组织排放。实施后，能够改善燃料调车场积水及铁路线的冻害问题，实现燃料区域排水畅通，杜绝贮煤场积水而造成的存煤流失、自然损耗，降低含煤废水排放风险。	160
38	牡二8号炉E磨及9号炉DE磨原煤斗防蓬煤改造	8号9号炉制粉系统采用正压直吹式，8号炉A~D原煤仓于2023年完成改造，能够自动处理棚堵煤问题，极大提高冬季机组运行可靠性。8号炉E、9号炉D、E原煤斗未进行改造，冬季原煤斗棚堵煤严重，煤质冻、粘，极易粘结挂壁，不符合《防止电力生产事故的二十	在8号炉4台防蓬煤成功改造基础上，对8号炉E、9号炉D、E原煤斗采用新型虾米曲线一体化清堵技术进行改造，包含防堵煤斗、双向气动插板门、智能控制气锤振打系统等。实施后，能够改善原煤仓物料的整体流动性，减少原煤斗棚堵煤	159

序号	项目名称	项目背景或必要性	改造方案及预期效果	2024年投资计划
		<p>五项重点要求》6.3.1 防止制粉系统爆炸的重点要求中的有关要求。仅2024年1月，因原煤斗棚堵煤耗油106吨，且人工处理时间较长，严重影响机组深调峰、旋备及保暖保供，机组运行可靠性降低。因此需对未进行改造的原煤斗进行防蓬煤改造。</p>	<p>次数，提高机组深调峰、旋备及保暖保供能力，保证机组安全稳定运行。</p>	
39	富发增加一台跨厢式钩机	<p>富发电厂现有2条双线卸煤沟长164米，配置4台螺旋卸车机型号为LX13.5，每台综合出力≥500t/h。当冬季入厂煤车内粘邦冻底情况严重，且部分煤车冻块较多时，利用卸车机进行卸车时无法完成工作任务，同时卸车机超负载运行频繁发生高速轴断裂、旋转链条断裂等缺陷，导致卸煤能力下降，接卸效率降低，造成多列煤车卸车超时，影响冬季保供期间的来煤。2023年冬季富发电厂启动卸车平台利用挖掘机在车厢侧面卸车，由于司机驾驶室视角不能观察到车厢内，极易损坏车厢，车厢损坏需对铁路进行赔付，增加了高额的卸煤费用，供冬季接卸冻煤使用，并且可以在煤车集中到达时，利用其进行卸煤作业，经汽车倒运至煤场，保证到达煤车在规定时间内接卸完成，避免发生接卸超时情况，鉴于以上情况购置一台改进型卸煤挖掘机是非常必要的。</p>	<p>购置一台改进型卸煤挖掘机（含改装后的履带机构、挖斗、必备配件、专用检修工具），挖掘机的底盘系统加高，可跨越火车车厢，并与车厢保持一定安全距离。并同时建卸车平台2处。配置2.0m³的铲斗一个、1.0m³的铲斗一个（三颗装配斗齿）以及快速更换接头装置和破碎锤。20分钟内可以接卸一节65吨的煤车接卸能力增加0.35万吨/天。利用铲斗及破碎锤在不开车门的情况下可接卸冻层厚度约400mm，冻块1米长，厚度400mm左右的煤车。改进型卸煤挖掘机可以在煤车集中到达时进行卸煤作业，保证到达煤车在规定时间内接卸完成，避免发生接卸超时情况，为保供期间的煤场库存提升奠定良好基础。</p>	105
40	哈热自动制样机改造	<p>对现存自动制样问题进行排查发现主要问题：样品混样，输送环节余煤残留，配件不足，该设备已经停产，非标配件购置需要定制，周期比较长。厂家湖南三德科技股份有限公司已经正式回函（三德工程第2024-021号）明确表示：受限于过去产品的局限性，现有制样系统从功能结构不能满足需要，部分改造的方式不能从根本上解决问题，建议对现有制样系统进行整体换新。</p>	<p>制样机破碎、缩分、封装、控制等关键部位进行升级改造。</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 破碎单元改造。 2. 缩分单元改造。 3. 煤样干燥单元改造。 4. 封装系统改造。 5. 改造部位结构重新设计，适应现有制样间。 6. 具有智能诊断功能，关键部件实时监控、煤样损失统计、故障自行诊断。 <p>实施后可改善操作人员作业环</p>	240

序号	项目名称	项目背景或必要性	改造方案及预期效果	2024年投资计划
			境，减少人为因素影响。提高制样环节自动化程度，实现人与煤样隔离，消除廉洁风险。	
41	哈热7号8号机组输灰管路部分更换	<p>1. 依据《防止电力生产事故的25项重点要求》（国家能源局2023版）25.4条要求，除灰输送管路应及时检查及治理。</p> <p>2. 7号8号机组除尘器输灰管路运行中频繁出现管路漏灰情况，需临时变更为水力输灰方式进行处理，严重影响输灰系统的安全经济运行。</p> <p>3. 7号8号机组除尘器输灰管路已连续运行18年时间，由于管路长期受灰粒冲刷磨损导致管路大面积出现管壁变薄及笛式管脱落现象，部分管路厚度不足2mm，造成输灰管路频繁发生漏灰及堵灰缺陷，需临时变更为水力输灰方式进行处理，严重影响输灰系统的安全经济运行。</p>	<p>更换Φ195×10外置笛式管路共计1500米，及90°弯头24个（耐磨材质）；延程管路保温恢复。实施后可确保7、8机组输灰管路安全长周期运行，减少设备维护工作量。</p>	121
42	哈热9号炉浆液循环泵出入口管路更换	<p>1. 依据《防止电力生产事故的25项重点要求》（国家能源局2023版）25.5条及《哈热公司机组防非停工作方案》要求，应对脱硫设备、管路腐蚀进行检查及治理。</p> <p>2. 3台浆液循环泵出入口管路防腐衬胶出现多处衬胶起鼓现象，运行中衬胶起鼓处被浆液冲刷破损导致管壁腐蚀泄漏。一旦在运行中管路发生多处渗漏，会影响机组正常运转，导致机组非停。</p> <p>3. 3台浆液循环泵出入口衬胶防腐管路运行中已出现5处管路漏泄情况，严重影响设备安全。</p>	<p>1. 更换3台浆液循环泵出口管路，采用厚度8mm钢板卷制成Φ1020*8mm钢管，材质为Q235B，管路长度约为54米，采用5mm碳化硅内衬。</p> <p>2. 更换3台浆液循环泵入口管路，采用厚度9mm钢板卷制成Φ1120*9mm钢管，材质为Q235B，管路长度约为7.4米，采用5mm碳化硅内衬。</p> <p>3. 制作DN1000x600碳化硅内衬同心异径管3只、DN1100x600碳化硅内衬同心异径管3只、特制90°碳化硅弯头9只。</p> <p>4. 对保温进行拆除及恢复。实施后，可提高设备可靠性，减少设备维护工作量，避免发生浆液循环泵出入口管路漏泄。</p>	109
43	佳热1A2C	<p>1. 1A热网加热器上部堵管328根，下部堵管595根，堵管合计923根，</p>	<p>1. 更换热网加热器管束，材质升级为316L；</p>	180

序号	项目名称	项目背景或必要性	改造方案及预期效果	2024年投资计划
	热网加热器管系更换	<p>堵管率 40.5%。</p> <p>2. 2C 热网加热器上部堵管 161 根，下部堵管 222 根，堵管合计 383 根，堵管率 16.8%。</p> <p>3. 不满足《火电企业安全性综合评价》（汽机分册）第 8.1 项的要求：热网加热器换热管堵管量不超过 5%。</p>	<p>2. 更换两侧管板、间隔板；</p> <p>3. 进行壳程和管程水压试验。</p> <p>实施后，可提高加热器的换热效率，保证冬季供热需求及供热期间设备安全可靠。</p>	
44	佳热 1 号炉 5 台磨煤机动静环改造	<p>1. 1 号炉五台磨煤机，动静环出现磨损、开裂、局部脱落等问题，需定期用钢板补焊来保证磨煤机正常运行。</p> <p>2. 动静间隙由设计值 8mm 超至 15mm 以上，造成一次风压降低，输粉效率下降，磨煤机出力降低，磨辊磨损严重，石子煤量增大、电耗增加等问题。</p>	<p>采用新型动静环：</p> <p>1. 高铬合金采用高耐磨合金材料加工，提高材料硬度和耐磨性。</p> <p>2. 对原厂动环气道角度、面积进行优化设计。</p> <p>3. 采用分段形式，根据实际情况分 12-20 段，方便安装、维护、更换。采用消失模一体铸造成型，每段产品尺寸精确一致。</p> <p>4. 采用静环+挡环双向密封，避免间隙处磨损、挡环采用与动环一致的高耐磨材质，减少动静间隙处漏风。实施后，可改善煤粉循环倍率，提高送粉能力，磨煤机电耗下降 3%-9%。优化通风面积和改善研磨效率，磨煤机通风阻力下降 5%-10%。关键零部件寿命 5 年以上。循环倍率下降，动环出口煤粉导向改善，减少对磨煤机筒体、磨辊辊套和耐磨护板等易磨损件的磨损和冲刷。</p>	150
45	佳热热网补水高效过滤器改造	<p>热网软化水制水系统 3 台（80t/h）老式胶囊纤维过滤器于 2009 年投运，经 15 年运行后出水浊度长期超标（标准 5FTU）、超过 10FTU。设备内部纤维束已经板结失效，胶囊漏泄、破损严重，由于生产厂家已停产，无法修复。由于清水浊度超标，造成钠离子交换器制水周期降低、出水水质降低，增加再生用盐量，威胁供热热网安全稳定运行。</p>	<p>将 3 台老式胶囊式纤维过滤器内的孔板、胶囊和纤维滤料等部件全部拆除，加装压缩滤料的活塞、承托滤料的滤料承托装置、出水配水装置和配气装置、自动运行系统等装置，新纤维滤料具有更高的弹性及耐久性。将老式胶囊式纤维过滤器改造成 SCF-高流速纤维过滤器。</p> <p>改造后出水浊度<3FTU，每台制水流量由 80t/h，提升至 100t/h，降低软化器制水压力，过滤器实现自动投停反洗操作。</p>	150

序号	项目名称	项目背景或必要性	改造方案及预期效果	2024年投资计划
46	佳热化学酸碱碳钢储罐更换	化学酸碱库共有4台碳钢衬胶材质卧式酸碱储罐，其中2台30吨酸储罐和2台30吨碱储罐，均建于1987年。酸碱储罐经过37年运行，酸碱储罐均出现过严重腐蚀破损情况，经过多次修复，已经无法恢复设备健康水平。	将4台酸碱储罐拆除，更换为PPH聚丙烯材料酸碱储罐。PPH聚丙烯材料是一种耐高低温、耐腐蚀的改性聚丙烯材料，是将两层PPH原料中间无缝缠绕制作的高强度新型材料，强度可承受30MPa/cm ² 压力。牡二“PPH聚丙烯新型材料在盐酸储罐改造中的应用”获得华电电源科技进步奖。 实施后，可消除设备安全隐患，提高运行可靠性。	160
47	齐热1号4号循环水泵电机变频器更新改造	1号、4号循环水泵变频器是2015年在引增合一改造后淘汰的原引风机变频器（2011年投运），现已连续运行13年，存在元件老化问题，功率模块、监控器、接口板等故障率升高，变频器重故障跳闸转工频运行情况增多，一旦切换工频不成功，将严重影响机组安全稳定运行。同时该型号变频器已停产，备品配件采购困难。冬季机组带热泵运行，需通过调整循环水出口温度，保证热泵余热水在正常运行范围内，循环水变频器为主要调整手段，如变频器故障或工频运行，将导致热泵系统无法正常运行。	对1号、4号循环水泵变频器进行设备更新改造。更换两台容量为1800kW，电压等级为6kV，一拖一变频装置，具备变频、工频切换功能。 实施后，能够提高变频器投入率，减小厂用电率，减少设备故障率，降低维护成本，保证节能效果。	63
48	齐热1A1B热网加热器管系更换	1A、1B热网加热器管系设计为规格φ19×1.0的TP304换热管，管长10.5米，总共2072根，换热面积为1280m ² ，因振动、冲刷、腐蚀等原因造成热网加热器管束漏泄。2024年5月热网小修发现1A热网加热器堵管256根，堵管率12.36%，1B热网加热器堵管227根，堵管率11%。1A热网加热器2007年投产未进行过管系更换，1B热网加热器2013年进行了管系更换，堵管率呈逐年增加趋势。依据《火电企业安全性综合评价》（汽机分册）第8.1项的要求：热网加	1. 利用热网停运检修期间，更换1A、1B热网加热器管系，管束材质为TP304钢管、管子规格φ19×1×10900mm，每台加热器管束数量约2100根。 2. 施工结束后进行水压及风压试验，更换结合面垫片后进行回装。 改造后，能够保证冬季供热参数及热网加热器稳定运行，提升热网加热器换热效率。	150

序号	项目名称	项目背景或必要性	改造方案及预期效果	2024年投资计划
		热器换热管堵管量不超过5%。需对1A、1B热网加热器管系进行更换。		
49	齐热2号3号机械过滤器升级改造	化学制水车间配置7台出力为60t/h的石英砂机械过滤器，经过17年连续运行降至40t/h，冬季供热期间需全部启动才能满足现场用水要求，严重影响了现场制水、供水安全。机械过滤器内出水水帽损坏频繁，市场已购买不到相同型号进行更换，2号、3号机械过滤器处于停用状态，从机械过滤器漏出的石英砂进入膜处理系统后造成滤膜的损伤，同时石英砂滤料老化严重造成其出水浊度高于DL/T246-2015《化学监督导则》要求的机械过滤器出水浊度≤5FTU，为保证期出水品质，机械过滤器频繁进行反洗操作，自用水率高达13%严重浪费了水资源。为保障机组及冬季供热的供水安全，需对过滤器进行改造。	将原有的1号机械（石英砂）过滤器加高1000mm，加高后过滤器高度为5500mm，保持其直径2600mm不变。并在过滤器内增加一个可通过水压控制移动的活塞，活塞直径为2440mm，高度为550mm。过滤器内拆除掉原有水帽，将过滤介质由石英砂更换为纤维滤料，并对罐体内壁重新进行防腐处理。改造后机械过滤器由传统的石英砂过滤器变为活塞式高流速纤维过滤器。改造后过滤器出力由60t/h提升至120t/h，制水出力翻倍，出水浊度小于3FTU。	110
50	齐热1号2号机组部分热工保护及监测装置升级改造	2023年设备隐患大排查大整治、技术监督检查、热控保护可靠性专项排查中发现： 1. 1号2号机组润滑油压低、真空低、EH油压低保护信号每组仪表共用1个取样点，不满足2023版《二十五项反措》9.5.2“所有重要的主、辅机保护都应采用“三取二”、“四取二”等可靠的逻辑判断方式，保护信号应遵循从取样点到输入模件全程相对独立的原则”要求。 2. 1号2号机组ETS系统中胀差大、高排压比、高排温度、轴承振动、DEH超速、瓦温高、中排压力高保护信号为二取一，手动打闸通道为单点，不满足2023版《二十五项反措》9.5.2要求。 需针对以上问题进行整改。	1. 将两台汽轮机润滑油压、真空、EH油模块由“一进两出”型改造为“两进两出”型，并新增取样点，满足独立取样要求。 2. 两台机组ETS单点保护治理。对ETS、DEH、TSI系统进行改造，将汽轮机胀差大、高排压比、高排温度、轴振大、DEH超速、瓦温高、中排压力高保护信号改为三取二。重新配置手动打闸盘，满足冗余要求。 实施后，可提高汽轮机保护可靠性，降低非停风险，降低氢系统爆炸风险，满足二十五项反措要求。	80

序号	项目名称	项目背景或必要性	改造方案及预期效果	2024年投资计划
51	富热热网补水系统出口母管改造工程	<p>1. 富热厂有3根从化学经过锅炉及汽机厂房至热网补水管路,该管路已投运25年之久,而且在汽机和锅炉厂房内布置分散,管路腐蚀漏泄相当严重,维护量加大且维修频繁;</p> <p>2. 富热厂A厂已关停并即将拆扒,锅炉和汽机厂房内三根热网补水管路面临重新固定,严重影响汽机及锅炉厂房内的设备拆扒工作;</p> <p>3. 汽机和锅炉厂房拆扒后,三根热网补水管路在冬季运行时管路将面临冻裂的危险,冬季供热安全无法得到保障。</p>	<p>1. 将A厂汽机侧的三根补水母管与热网循环水回水母管连接处打堵。</p> <p>2. 在原有厂房外新建一根$\Phi 529 \times 12\text{mm}$管路220m补水母管与热网循环水回水母管连,管路敷设方式为直埋敷设。</p> <p>3. 在化学侧,拆除原综合管架上废弃的2号除盐水母管及4号热网补水管路,利用该综合管架铺设一条$\Phi 325 \times 8\text{mm}$热网3号补水管路100m,与新铺设一根$\Phi 529 \times 12\text{mm}$管路连接。</p> <p>4. 将化学侧1、2号热网送水管路拆除,重新铺设两根$\Phi 325 \times 8\text{mm}$补水管路150m与新铺设一根$\Phi 529 \times 12\text{mm}$管路连接。</p> <p>实施后,可解决冬季热网送水流量监控及调节问题,A厂关停后所有厂房及设备具备拆扒条件,降低运维困难,保证冬季热网补水供应的稳定性,确保冬季供暖安全。</p>	145
52	富热翻车机性能提升优化	<p>富热厂仅有1台翻车机,是唯一的卸车设备,翻车机的安全可靠直接影响到能源保供。特结合能源公司关于加强卸煤输煤系统专项隐患排查治理的通知文件要求排查,目前翻车机存在问题如下:</p> <p>1. 2024年4月4日翻车机前梁靠近夹紧油缸位置长期受交变载荷作用,导致梁体板材疲劳开裂,采取临时补焊措施治理已经完成,但存在安全隐患;</p> <p>2. 翻车机整体压车液压系统存在失压等隐藏问题,容易造成车皮损坏;</p> <p>3. 重吊机轨道下沉;</p> <p>4. 迁车台对位不准,基础下沉,整车平衡度有问题等缺陷;</p> <p>5. 电控系统信号存在间断性不稳定、故障频发等问题。</p>	<p>1. 针对翻车机压车梁存在问题,进行前梁钢结构改进,原有是Q345B钢板,厚度12mm,更换为Q355B钢板,厚度为16mm,加强承载力,在压力点加支撑筋,确保压力均衡,同时结合面高强度螺栓全部更换,改造支架,更换橡胶垫;</p> <p>2. 更换适应压车梁的油缸8组;</p> <p>3. 更换压车阀组8组,改造液压站,更换油管接头8组,油缸管线重新布置;</p> <p>4. 重新更换校准轨道加固;</p> <p>5. 校准迁车平台及基础及轨道;</p> <p>6. 空车线按照防溜车装置;</p> <p>7. 整车系统性检修;</p> <p>8. 翻车机本体效验,聘请第三方检测翻车机整体性能,并做试验,出具合格报告。实施后,可提升翻车机安全可靠,降低运行风险,确保接卸能力。</p>	200

序号	项目名称	项目背景或必要性	改造方案及预期效果	2024年投资计划
53	哈发1号炉受热面部分更换	<p>现有五台供热机组，发电总装机容量102MW，供热面积1136万平方米。承担着哈尔滨市中心区域供电、供暖任务。1号炉低温段省煤器2011年更换，材质为20G，尺寸为$\phi 32 \times 4\text{mm}$，存在磨损和腐蚀等情况，部分管屏减薄至2.5mm，2021年至今已掐管12屏，管屏减薄管磨损率达到30%。</p> <p>1号炉水冷壁1993年更换，经检查1号炉水冷壁10米至28米，最大弯曲度达到300mm，易造成水冷壁过热，发生爆管。</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. 更换低温段省煤器112屏，合计28吨； 2. 更换1号炉水冷壁12吨，密封鳍片约3000米； 3. 保温拆除及恢复280立方米。 <p>实施后，可提高1号炉受热面可靠性，降低1号炉受热面泄漏的风险。</p>	210
54	哈发4号5号热水炉水冷壁部分更换	<p>现有五台供热机组，发电总装机容量102MW，供热面积1136万平方米。承担着哈尔滨市中心区域供电、供暖任务。共有两台64MW热水炉，2004年投入使用。为适应政府供暖要求，冬季使用时间长，热水炉使用热网回水做为炉内循环水。目前，大面积水冷壁结垢达到1.2mm，部分水冷壁堵塞严重，水冷壁原管径为$\phi 60 \times 5\text{mm}$，现水冷壁剩余通流管径仅为$\phi 30\text{mm}$，水循环不良，水冷壁管已过热变色，易造成水冷壁过热泄漏，影响供热运行。</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. 4号炉炉墙保温拆除更换8吨，5号炉炉墙保温拆除更换8吨； 2. 更换4号炉水冷壁14吨，5号炉水冷壁14吨； 3. 水冷壁密封3200米。 <p>实施后，可提高热水炉运行稳定性，保证冬季安全运行。</p>	130
55	哈发炉后环保设备更新治理	<p>哈发公司2015年环保改造完成至今，烟气换热器（GGH）、管束式除雾器、布袋区反吹系统、烟道等设备部分主要部件存在老化、腐蚀磨损等问题，上述设备出现问题需停炉处理，将对供热造成负面影响，除雾器效率下降等问题，将引起排放颗粒物超标等后果，在充分考虑了减少资金投入、以及设备剩余使用年限等因素，本次技改拟针对上述系统中存在严重问题的部分设备进行更新和改造。</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. 更换2套GGH传动系统的转子中心盘和驱动围带及围带销。 2. 更换2套除雾器全部管束中心管（640套）及部分管束，更换部分高压冲洗水气动阀门。 3. 更换三台反吹风机叶轮，更换风管及气缸，更换316L不锈钢钢丝绳800米，风箱支撑及固定轮更换。 4. 将部分非金属膨胀节改为金属膨胀节，更换1套烟道挡板门、3套电动执行器并对挡板门四周边密封改造，防腐工作及烟道保温修复。 <p>实施后，可保证机组运行稳定，确保烟气排放稳定达标。</p>	170

序号	项目名称	项目背景或必要性	改造方案及预期效果	2024年投资计划
56	富发3号机组中压转子21级叶片及隔板更换	2024年6月27日,3号机组大修揭缸后发现中压转子20级叶片一段围带弧段脱落,21级叶片全部围带弧段脱落。21级、22级叶片不同程度机械损伤,21级隔板损坏。3号机组作为供热主力机组,如故障停机,直接影响供热安全。富发电厂与有资质的机构和设备厂家专家共同研讨和现场评估,结论如下:叶片已经受到不可逆的损伤,临时修复处理方案,后续使用寿命无法准确评估,存在叶片断裂的安全隐患、影响冬季供热安全,建议尽快采取更换方案。	1. 更换第20级围带脱落部分的叶片; 2. 整圈更换第21级叶片; 3. 整套更换第21级隔板; 4. 第22级叶片拉筋做圆滑过渡处理,整圈叶片做金属检测; 5. 更换后转子做动平衡试验。 更换后,可消除3号汽轮机转子20级、21级、22级叶片缺陷,提高机组运行可靠性,保证发电及供热安全。	199
57	哈热220kV电流互感器更新	变电所220kV电流互感器共15只,为干式高压电流互感器,型号为LRGBJ-220,于2006年8月投产,运行18年。该型式的电流互感器存在设计缺陷,易发生绝缘事故。2024年10月19日220kV母联开关B相电流互感器发生绝缘击穿,导致电流互感器损坏退出运行。目前该型式电流互感器国内已停产,由于运行中存在安全隐患,电网公司已淘汰该型式的电流互感器。	将7号机8号机出口开关电流互感器、热柞甲线电流互感器、热柞乙线电流互感器、1号启备变电流互感器,全部更换为性能稳定的油浸式电流互感器,共5组、15只。 更换后能够提高设备可靠性,避免发电机组和输电线路等重要电气设备故障退出运行。	66
58	哈三3号锅炉原煤斗防蓬煤改造	3号600MW机组原设计原煤斗上部为双曲线形状,物料流经此处后,阻力增大,颗粒间的摩擦力增大,不利于下煤,在掺烧粘结性高的煤,或入炉煤含水量大、冬季缓冻时,极易出现粘结挂壁现象,从而造成原煤斗棚堵煤严重,特别是如果多台磨同时蓬堵煤易引发锅炉灭火事件,影响机组安全稳定运行。目前铁岭电厂、牡二电厂已经完成改造,运行效果良好。原煤斗设计厚度为12mm目前原煤斗与给煤机接触处最薄厚度为1.5mm,存在制粉系统原煤斗坍塌机组被迫停运的安全隐患。	1. 拆除原煤仓斗锥体至给煤机入口部分,包括原有的阀门一并拆除。 2. 在6台给煤机入口安装高度为13m的新型虾米曲线原煤斗,板材材质不锈钢,厚度12mm±0.5,单个重量3.8吨。 3. 在插入式膨胀节上方、虾米曲线煤斗中部、上部适当位置(分三层)各加装2台振打气锤。 4. 仓壁振打气锤与断煤信号相连,当发生堵煤时,断煤信号采集装置发出指令,下、中、上6个(3组)气锤实现程序控制,交替动作,使原煤恢复流动,实现仓内无障碍疏通。 5. 对原煤斗竖直段磨损件薄处进行挖补。 实施后,能够提高煤种掺烧适应性,避免发生锅炉燃烧不稳、机组减负荷、供热能力下降等问	0

序号	项目名称	项目背景或必要性	改造方案及预期效果	2024年投资计划
			题。	
59	哈热储灰场变电所开关柜改造	储灰场变电所建于1989年，投运35年，主要为灰水回收、中水提供电源。目前存在主要问题：1. 高压开关柜“五防”功能不全，10套低压配电柜均为PGL-2G半封闭开关柜，运行人员巡视及操作时存在人身触电隐患；2. 开关为高压少油断路器，该产品备件已经无处购买。设备老化严重，存在安全隐患。储灰场变电所如故障停运，将影响灰水回收和中水系统运行，影响机组安全稳定运行。	更换高压开关柜为KYN-28型符合国家标准GB3906-2020《3.6kV~40.5kV交流金属封闭开关设备和控制设备》规定的开关柜；更换KYN高压开关柜14套、10套MNS低压开关柜、增加100AH直流系统一套。对原有开关柜基础进行改造。实施后可增加变电所设备运行稳定性、消除设备安全隐患，保证湿灰排放系统稳定运行。	0
60	哈热灰水回收线路架空线部分改造	1号、2号灰水回收线路建于1991年，架空线路路由经过区域由原来的郊区土地快速演化成城市边缘地区。建筑日趋密集，人口流动日趋增大，原有非绝缘架空线路已经不能满足现行的架空线路安全标准。存在人身触电隐患。架空线路下部多有植物或树木，春季树木茂盛时搭接到线路上造成接地故障，树木资源无法砍伐，存在安全运行隐患。	将11km架空线路更换为YJLV22-10kV/3×95mm ² 电缆，电缆敷设采用直埋式。实施后能够提高线路可靠性，为灰场供电提供可靠保障，保证灰场安全稳定、环保运行及中水系统安全稳定要求。	0
61	齐热2号冷却塔节能优化改造	1. 2号冷却水塔填料、配水系统设备等塑料件使用寿命为3-5年，已到失效期； 2. 2024年小修过程中发现2号冷却水塔填料和配水系统塑料件均已出现老化破碎现象； 3. 冷却水塔填料失效后，亲水性能变差，热交换能力降低，导致循环水温过高，严重影响整个系统的运行； 4. 配水系统塑料件频繁发生断裂、脱落现象，使循环水承柱状喷溅，失去喷淋效果。	利用机组大修期间，更换梯形斜波型淋水填料3500m ³ 、除水器1000m ² 、玻璃钢托架1000m ² 、旋转型喷溅装置3000套、配水管1300米。实施后，在相同工况下预计可以降低循环水温度1.5℃，可以提高机组真空0.3Kpa，拉动供电煤耗下降0.93g/kwh，可减少燃料成本85万元。	0
62	齐热2号机组主蒸汽入口	机组现有主蒸汽管道为国产91，经过长期运行后，末级过热器出口至堵阀前管道由于材质硬度降低，同时组织发生变化已对其进行更	更换主汽管道，材质为P91。更换数量为：ID273×29管道30米，ID368×41管道2米，90.4°热压弯头2个（型号：ID273×29，	0

序号	项目名称	项目背景或必要性	改造方案及预期效果	2024年投资计划
	至下弯头第一道焊缝间主蒸汽管道更新	换, 为保证设备安全性, 在 2023 年 9 月 18 日对 2 号机主蒸汽管道弯头监督检测时, 发现主汽管道至主汽门入口下弯头硬度偏低两侧最低点取平均值分别为 129HB 和 157HB, 远远低于标注下限, 存在严重的安全隐患(均低于 DL/T438 火力发电厂金属监督规程要求: 180-250HB)。	材质: P91, R=686, a=50), 89.48° 热压弯头 1 个(型号: ID368×41, 材质: P91, R=457, a=50)。 实施后能够消除主蒸汽管道屈服强度和抗拉强度过低导致管道漏泄的隐患, 提高设备安全可靠。	
63	齐热 220kV 热冯甲乙线线路保护装置更新改造	2024 年 2 月收到国网黑龙江省超高压公司关于 220kV 热冯甲、乙线路保护更换的函, 建议双方共同列入 2025 年技改计划。依据《微机继电保护装置运行管理规程》DL/T587-2016 中规定“微机继电保护装置的使用年限一般不低于 12 年”, 220kV 热冯甲线、热冯乙线线路保护装置已使用 18 年, 存在装置老化导致保护误动或拒动进而引发线路误报故障或开关解列的隐患。	对 220kV 热冯甲乙线纵联、光纤差动保护进行设备更新改造。采购热冯甲、乙线光纤差动保护装置、纵联距离保护装置、保护辅助装置, 两条线路保护合计 6 面保护屏柜。利用 2025 年线路保护春检时间完成更换。 实施后能够减少因设备老化导致电力系统安全隐患问题的发生机率, 提高保护装置的可靠性和灵敏度, 确保故障时能够及时隔离设备。	0
	合计			10128

2、一般项目及零购调增投资计划 3,442 万元。

3、2024 年数字化项目共 120 项, 2024 年安排投资计划 847 万元。

二、2024 年供热产业增加项目 (15 项, 合计 2024 年投资计划 4,276 万元)

单位: 万元

序号	项目名称	项目背景或必要性	改造方案及预期效果	2024年投资计划
1	齐热力 A 区热网主干线 8 处补偿器及 C 区热网主	1. 齐热 A 区供热一级网管线始建于 2007 年, 管线受自然沉降影响, 固定墩位移造成套筒补偿器同心度不一致, 另季节更替管道冷热膨胀、应力影响套筒窜动和填料材质自身氧化等原因, 现有 8 处补偿器供水侧发生了不同程度的	1. 对#12、#16、#19、#25、#29、#34、#36、#44 共计 8 处供水套筒补偿器进行更换。挖掘土方约 3600m ³ , 回填砂约 2700m ³ , 因施工地点为农用耕地及市区主干道, 施工过程中为避免发生坍塌, 对基坑进行钢板桩支护约 720 m ² , 考虑地下水层较高及管道内存	268

序号	项目名称	项目背景或必要性	改造方案及预期效果	2024年投资计划
	干线11、12号井室与阀门改造	<p>漏泄，存在较大安全隐患。</p> <p>2. 齐热C区一级网管线全长12公里始建于2014年，全线仅在3公里处设置唯一关断球阀其余均为蝶阀，其中11、12号井室均位于曙光大街主干路。</p> <p>①现11号井室蝶阀磨损严重，计划更换为球阀，确保有效隔断。</p> <p>②12号关断井因冬季融雪剂流入井室中造成管道腐蚀漏泄，本采暖季已应急抢修一次。</p>	<p>水，需施工降水8处。</p> <p>2. 对11号关断井供回水蝶阀更换为DN700焊接球阀。</p> <p>3. 对应急抢修后的12号关断井室与管道进行改造，更改井口位置，避免阀门等接口处位于井口正下方，更换腐蚀严重供回水管线0.03Km，更换供回水DN600焊接球阀。</p> <p>1. 降低一次管网漏泄停热风险，提高供热安全稳定性。</p> <p>2. 发生缺陷处理时，能有效合理对各区域进行隔离，避免大面积断热事件，降低事故影响，提高抢修效率。</p> <p>3. 避免融雪剂等腐蚀液体通过井室浸入对管道与阀门裸露部位造成腐蚀漏泄。</p>	
2	齐热力光荣小区113号楼等4栋楼宇分户改造	<p>光荣小区113号楼等4栋楼宇(共379户，面积共计2.3万平方米)建筑建于80年代，楼龄长达30年以上。受建筑年限、腐蚀等影响，近几年已出现管道焊口腐蚀漏泄，管材出现沙眼等现象，导致失水量增加，供热期内经常停热检修，严重影响了供热安全和经济运行。近几年市长热线投诉件高达80余件、自媒体舆情事件12余起，舆情风险巨大。且未分户存在大量私接乱改现象，其中部分4-7层热用户将循环平衡管拆除，导致4层以下热用户室上报低温缺陷，换热站需高参数运行以保证低楼层温度，另外因未分户无法对其进行断热处理，部分热用户存在不缴纳及陈欠热费的情况，无有效的制约手段，给公司造成了较大的经济损失。</p>	<p>对光荣小区113号楼等4栋楼宇进行分户改造，包括地沟管更换，楼梯间内设置采暖单元立管。总计分户改造面积约2.3万m²，涉及居民379户。改造管道工程量包括地沟管长度约1.2Km，楼梯间立管长度约0.92Km，阀门井室4座，拆除混凝土路面98m²。</p> <p>分户改造后对各热用户实现单独控制，处理用户缺陷时能精准关闭阀门，减少作业面，同时利于对不缴纳热费的热用户进行断热处理。</p>	131
3	富热安居换热站等9个换热站部分二级网支线改造	<p>安居换热站等9个换热站部分二级网支线建设于上世纪九十年代至本世纪初，管路年限超过20年，采用管路多为有缝钢管、保温质量差。由于运行年限长，管线腐蚀深度超过壁厚的1/3。</p> <p>2022-2023、2023-2024近两个采暖期漏泄多达50余次，漏泄管线</p>	<p>1. 安居换热站二级网支线更换DN80-DN400 预制直埋保温管359米；</p> <p>2. 厂西换热站二级网支线更换DN50-DN150 预制直埋保温管99米；</p> <p>3. 东重换热站二级网支线更换DN65-DN500 预制直埋保温管46</p>	404

序号	项目名称	项目背景或必要性	改造方案及预期效果	2024年投资计划
		处腐蚀孔洞呈筛网状，经常停热严重影响周边热用户供热质量，降低了供热效率，影响管网供热安全。	米； 4. 富江换热站二级网支线更换 DN100-DN500 预制直埋保温管 781 米； 5. 宏光换热站二级网支线更换 DN400 预制直埋保温管 55 米； 6. 立新换热站二级网支线更换 DN100-DN200 预制直埋保温管 117 米； 7. 三群换热站二级网支线更换 DN65-DN300 预制直埋保温管 55 米； 8. 兴盛换热站二级网支线更换 DN65-DN500 预制直埋保温管 277 米； 9. 站前换热站二级网支线更换 DN150-DN300 预制直埋保温管 766 米。 提高管网健康水平，减少供热隐患，提高热网运行稳定性。	
4	富热青华、国宝、双莹苑小区等 8 栋楼单元立杠及地沟管改造	青华、国宝、双莹苑小区等 8 栋公共系统始建于 1995 年-2004 年，管路年限超过 20 年，现立杠、地沟管路等供热管线由于管网老化严重，多处壁厚腐蚀深度已经超过 1/3，经常发生漏泄甚至爆管事件，2022-2023、2023-2024 近两个采暖期，发生漏泄抢修多达 287 次，临时采取打卡子的方式维持运行，直接影响到冬季供热安全运行安全，同时，由于运行周期较长，管道内泥垢和铁锈堆积造成管道淤堵现象也较为严重，限制了管道流量，造成用户不热，导致用户投诉率升高。	1. 青华路 1、2 栋竖井管改造，更换 DN25-DN50 立杠管路 1054 米； 2. 燕北 C6 栋竖井管改造，更换 DN25-DN50 立杠管路 534 米； 3. 锦绣红岸 1 栋竖井管改造，更换 DN25-DN50 立杠管路 452 米； 4. 国宝 6 栋地沟外移、竖井管改造，更换 DN25-DN150 地沟及立杠管路 1353 米； 5. 双莹苑 1 栋竖井管改造，更换 DN25-DN65 立杠管路 530 米； 6. 锦江 1 栋地沟外移、竖井管改造，更换 DN25-DN125 地沟及立杠管路 814 米； 7. 燕北 A3 栋竖井管改造，更换 DN25-DN50 立杠管路 466 米。 减少漏泄，保证供热安全，提高用户服务满意度，降低舆情风险。	155
5	哈热工程电信局及南网 58 村至玉翠	工程电信局一级网（由进乡街至电信局换热站）建设于 2007 年，目前已经运行 17 年之久，该条支线接带供热面积 13 万平方米，23~24 年采暖期一级网截断阀门	1. 工程电信局一级网原管线破挖拆除，自管路一级网抽头开始更换 DN125 管路 600 米（沟长 300 米） 2. 南网 58 村至玉翠秀府小区一级	425

序号	项目名称	项目背景或必要性	改造方案及预期效果	2024年投资计划
	秀府一级网管线一级网更换改造	与支线抽头之间发生漏泄，由于无法进行有效隔断，抢修期间需进行扩大停热面积处理，导致该区域投诉增加，严重影响供热安全。南网58村至玉翠秀府小区一级网，该处管线已经运行15年及以上，近三个采暖期该处管线累计漏泄6次，南网58村至玉翠秀府一级网管线为南网主、支干线，在该区域发生漏泄需关闭网系近端隔断阀门，影响供热面积150万平方米。为了确保供热安全，消除供热安全隐患，需对以上两处一级网进行更新改造，保证安全供热。	网线更换DN600长度约1340米（沟长670米）。 消除安全隐患，提高热网运行稳定性	
6	牡二北安河DN1000架空管道12处固定支墩改造工程	北安河DN1000架空管道建于2001年，为供热主干线，已经运行23年。近年来固定支墩表面出现风化现象，再加上2023年洪水冲击，造成12处管道固定支墩损坏，固定支墩预埋件与支墩脱离，滑动支架导槽损坏造成管道脱轨，已无法起到固定管道作用，在2023-2024采暖期前采取临时加固措施以保证当前采暖期安全供热。针对北安河DN1000架空管道固定支墩存在的较大安全隐患，2024年需对北安河DN1000架空管道12处固定支墩进行改造。	<ol style="list-style-type: none"> 1. 拆除北安河12处固定支墩上DN1000供热管道288米（管线长144米）。 2. 挖开原12处固定支墩周围的土方，拆除12处固定支墩。 3. 按照设计重新浇筑12个管道固定支墩。 4. 重新安装北安河DN1000供热管道288米并做管道保温。 5. 临时修建材料运输便道150米。 消除北安河12处DN1000管道固定支墩安全隐患，保障供热管网安全运行，避免发生大面积停热事故，提高管网安全可靠。	296
7	佳热三江商贸城二期、翰林名苑、荣誉家园等7处一级网支线部分更换改造	三江商贸城二期、翰林名苑、荣誉家园等7处一级网支线，运行年限最长13年，开发商当年建设一网支线管材选型质量不高，管道腐蚀严重超过原壁厚的1/3、腐蚀点较多，导致失水量增加，近三年漏泄70余次，供热期经常发生管道漏水停热检修情况，严重影响小区的供热质量，导致水耗居高不下。因抢修停热，引发用户投诉与低温退费。严重影响供热管网安全运行，舆情风险较大。	原管线破挖拆除，更换DN350-150直埋保温管1700.5米（沟长），原有补偿器利旧使用，工程主要包括一网支线井室、阀门等；土建工程：沟槽、井室、土石方等。消除安全隐患，提高热网运行稳定性。	591

序号	项目名称	项目背景或必要性	改造方案及预期效果	2024年投资计划
8	富发安智、一营等8座换热站一级网分支改造	富发电厂向齐市供热项目于2022年12月末完成资产收购,供热资产包括:直供热负荷(456万平米)及相应一、二次网供热管线及换热站。申请改造的区域的一级网敷设于2008年-2014年,由于供热管线老化严重,供热期间安智、一营、石牌、华意、荣华、北华、欣豪、万达换热站均发生一级网漏泄,2022年10月至今,共计发生漏泄抢修11次,漏泄处管网壁厚腐蚀深度已超过1/3。同时,因原有热源管网没有水处理设备,水质产期超标,对管道造成严重腐蚀,且管道内泥垢和铁锈堆积造成管道淤堵现象严重,限制了管道流量,造成用户不热,导致用户投诉率升高。	市区拆除更换DN200-DN500一级网长度约1.82千米,主要包括一级网管道、阀门、补偿器及管件等;土建工程:沟槽、井室、土石方等。 消除一级网管道漏泄缺陷安全隐患,避免大面积停热事故,提高供热安全可靠性的	400
9	富发北华换热站等4处二级管网更换	1.北华站二级网管线建于2010年,管道腐蚀严重,近两个采暖期处理管线漏泄30余次,同时管道保温差,热损失大,影响近21万平米供热质量。 2.荣华站二级网管线建于2007年,管道腐蚀严重,近两个采暖期处理管线漏泄20余次,多处壁厚腐蚀深度已超过1/3,影响供热安全。 3.华意站二级网管线建于2013年,资产2022年收购后归华电,因原热源无水处理设备,水质超标,管道泥垢和铁锈堆积严重且管道腐蚀严重,影响供热安全。 4.哈达站二级网管道内泥垢和铁锈堆积造成管道淤堵现象严重,限制了管道流量,造成用户不热,用户投诉率升高。	1.北华站更换DN80-DN300管线1.32千米,将地沟内长期受污水管线漏泄浸泡的钢管更换为耐腐蚀更强的PE-RT II供热管道,延长使用寿命。 2.荣华站更换DN80-DN450管线2.68千米,将地沟内长期受污水管线漏泄浸泡的钢管更换为耐腐蚀更强的PE-RT II供热管道,延长使用寿命。 3.华意站更换DN65-DN300管线1.92千米,将地沟内长期受污水管线漏泄浸泡的钢管更换为耐腐蚀更强的PE-RT II供热管道,延长使用寿命。 4.哈达站更换DN80-DN100管线0.2千米。 减少漏泄,保证供热安全,提高用户服务满意度,降低舆情风险。	681
10	哈发水源、文舍换热站部分一网改	水源换热站一级管线建于2006年,文舍换热站一网支线建于1991年,经过长期运行,管网老化严重。上述管线2022年均曾发生过管道点状腐蚀泄漏情况,抢	1.对水源换热站部分一级网管线进行改造,原位更换直埋保温管DN200*432米,同步更换DN200焊接球阀2个。 2.对文舍换热站部分一级网管线	133

序号	项目名称	项目背景或必要性	改造方案及预期效果	2024年投资计划
	造	修时发现管道老化腐蚀严重,多处壁厚已由原7mm下降到3-4mm,腐蚀深度已经超过原壁厚1/3,依据《城市供热管网工程施工及验收规范》CJJ28的要求,必须更换管道。	进行改造,原位更换直埋保温管DN150*160米。 消除供热隐患,提高热网运行稳定性。	
11	哈发文海溪畔、文和家园6栋楼宇部分二级网及单元立杠改造	1. 文海溪畔#1、#2号楼二级网管线2010年投入运行,文和家园#3、#4号楼二级网管线2012年投入运行。此4栋楼的二级网管线为开发商敷设,管材质量较差,且管线所在的地沟内因排水管泄露造成管线浸泡在污水中,腐蚀现象严重。同时该住宅楼管井内原有采暖供回水立杠为薄壁有缝钢管管材质质量差。经常发生管道漏水情况,严重影响小区的供热质量。因抢修停热,引发用户投诉与低温退费。严重影响供热管网安全和舆情稳定。 2. 文舍#19、#20号楼面积11990平方米,建于1994年,采暖系统管路仍为原始的公共系统循环设计,腐蚀老化,管路内积垢、堵塞严重,热用户供热效果极差,用户投诉多,亟须对该楼宇进行分户改造。	1. 对文海溪畔#1、#2,文和家园#3、#4共计4栋楼宇部分二级网管线及单元立杠进行改造,地沟内管线管更换为PERT电熔管道,增强管线抗腐蚀能力。原位更换DN150直埋保温管140米;DN50无缝钢管1070米;PERT管DE80*600米,DE50*440米;同步更换DN50弯头154个,焊接球阀DN5070个,自动排气阀70个,DN50-DN40变径70个, DN40-DN25变径70个。 2. 文舍#19、#20号楼分户11990平方米,铺设DN40-DN125立杠管路750米、DN25-DN40PPR管路18000米。减少泄漏,保证供热安全。	105
12	哈热力西桥小区换热站等5处一级网分支改造	铁路街535号区域的西桥小区换热站、春明小区换热站、工务机械段换热站、桥北换热站、北京街换热站5处一网支线分别建于2001年-2002年,经过长期运行,管网老化腐蚀严重。上述5处一网支线在2022-2024年两个采暖季共发生11次点状腐蚀泄漏,抢修过程中发现管线因老化腐蚀,部分管线腐蚀深度已超过壁厚1/3,依据《城市供热管网工程施工及验收规范》CJJ28的要求,必须更换管道。	1. 西桥小区换热站支线原位更换DN150直埋保温管280米。 2. 春明小区换热站支线原位更换DN150直埋保温管160米。 3. 北京街换热站支线原位更换DN250直埋保温管400米。 4. 桥北换热站支线原位更换DN100直埋保温管280米。 5. 工务机械段换热站支线原位更换DN100直埋保温管米160。 减少泄漏,保证供热安全。	273

序号	项目名称	项目背景或必要性	改造方案及预期效果	2024年投资计划
13	哈热力北京街换热站热负荷分流改造	机务小区隶属北京街换热站供热区域，其中为该小区供热机组承载11万平方米，承担30栋楼的供热任务，其末端9栋楼2.1万平米，所处地势较换热站高6米。由于2021年供热达标温度从18℃提高到20℃，循泵已满负荷运行，但依然无法满足供热需求，严重影响该区域供热质量，因此近年来该区域处于温度不达标及投诉率上升区域。拟对北京街换热站进行扩容改造，分流此9栋楼热负荷。	对北京街换热站扩容改造，新建1套4万平方米的换热机组（主要采用2台佛雷克斯NT150S CD-16板式换热器，2台11千瓦循环泵及配套电控设备）；二级管网新敷设DN200直埋保温管370米（沟长）对接机务小区；新建井室1座，同步安装DN200焊接球阀4套。 消除低温用户，均衡热负荷，提高用户满意度，降低舆情风险。	195
14	齐热力部分换热站电气设备更新项目	齐热力分公司9座换热站内设备于2014年配套建设，换热站电气设备使用年限10年。 1. 因电气设备已使用10年，电气设备元件老化故障，导致设备异常停运，影响机组安全稳定运行，需根据改造后管网系统进行更新。 2. 电动调节门经常出现卡涩与摆动现象，导致运行期间管网参数波动，损伤整体机组设备，经多次研磨检修无法有效解决，同时部分电动执行机构模块老化，导致信号传输不准确，造成实际阀门开度与上位画面不一致等情况发生，影响机组安全稳定运行。 3. 控制柜、电动调节门等电气设备元件老化故障，导致设备异常停运，影响机组安全稳定运行。 4. 水泵不满足现有运行参数要求，且电机老化故障频发，有安全生产隐患。	1. 根据现有负荷实际情况更新循环水泵3台。 2. 配套更新2面循环水泵控制柜。 3. 更换电动调节门6套。 4. 一网补水箱电动调节门8套。 5. DELL EMC PowerEdge R7525服务器4台。 消除供热隐患，提高热网运行稳定性，降低舆情风险。	104
15	牡二换热站内设备更新改造	换热站设备老化严重缺陷多，水泵出力明显不足，频繁停运处理，部分不能使用；变频器损坏，不能调频；变频柜腐蚀老化严重，内部线路及配件部分损坏，严重威胁供热运行安全，设备老旧，资产为零。	对换热站设备进行更新改造，1. 变频器更新改造11台；2. 补水泵更新改造8台；3. 循环水泵更新改造4台；4. 变频柜更新改造5台；5. 设备安装费。 消除设备缺陷，提高设备安全可靠，保证供热安全。	115
	合计			4276

三、2024 年黑龙江华电哈尔滨第三发电厂 66 万千瓦“上大压小”热电联产机组与新能源一体化联营项目(项目 1 项, 2024 年投资计划 18,000 万元)

本项目建设规模为 1 台 66 万千瓦煤电项目和配套 70 万千瓦风电项目, 本项目由华电能源股份有限公司投资建设。2024 年本项目拟完成投资 18,000 万元, 其中设备购置费 17,600 万元、其他费用 400 万元。主要完成勘察设计 & 监理合同预付款、主设备合同预付款及备料款。

公司十一届十四次董事会和十一届九次监事会已审议通过此议案, 现提交股东大会审议。

以上议案请审议。

华电能源股份有限公司

2024 年 12 月 23 日

关于公司吸收合并全资子公司的议案

各位股东：

为进一步提高管理效率，优化整合优质资产，增强企业竞争力，结合国务院国资委“法人企业压减”工作要求，公司拟吸收合并黑龙江省龙源电力燃料有限公司（以下简称“龙源公司”），现将吸收合并事项报告如下。

一、吸收合并主体基本情况

（一）吸收合并方

公司名称：华电能源股份有限公司

成立日期：1996 年 10 月 28 日

注册资本：790,733.62 万元人民币

法定代表人：郎国民

注册地址：哈尔滨市南岗区高新技术开发区 19 号楼 B 座

经营范围：建设、经营、维修电厂；生产销售电力、热力，电力行业的技术服务、技术咨询；电力仪器、仪表及零部件的生产销售；煤炭销售；粉煤灰、石膏、硫酸铵、石灰石及其制品的加工与销售；新型建筑材料的生产、加工与销售；自有房产、土地及设备租赁；开发、生产、销售保温管道；大气污染治理，固体废物污染治理；工程和技术研究与试验发展；施工总承包服务；道路货物运输、装卸；风力、生物质能、光伏发

电项目的开发、建设和经营管理，风力、生物质能、光伏发电的技术服务、技术咨询。（涉及专项管理规定及许可经营的，取得许可后方可从事经营）

主要财务数据：截至 2023 年 12 月 31 日，资产总额 2,911,426.04 万元，负债总额 2,288,305.38 万元，净资产 623,120.66 万元，资产负债率 78.60%。

（二）被吸收合并方

公司名称：黑龙江省龙源电力燃料有限公司

成立日期：1992 年 8 月 18 日

注册资本：3,000 万元人民币

法定代表人：王延宽

注册地址：哈尔滨市南岗区嵩山路 35 号

经营范围：重油电站设备,仪器仪表,电子计算机及配件,自动化设备,技术人员培训及技术信息咨询服务,货物进出口（国家禁止的项目除外，国营贸易管理或国家限制的项目取得授权或许可后方可经营），煤炭批发经营。

主要财务数据：截至 2023 年 12 月 31 日，资产总额 6,360 万元，负债总额 1,998 万元，净资产 4,362 万元，资产负债率 31.42%。

二、吸收合并的方式及相关安排

1. 本次吸收合并完成后，龙源公司所有资产、债权债务、未完业务，均由公司无条件承受。龙源公司法人主体将注销。

2. 本次吸收合并经批准完成后，公司注册资本保持不变，

公司名称、股权结构及董事会、监事会、高级管理人员也不因本次吸收合并而改变。

3. 本次吸收合并不涉及资源或经济利益的流入或流出，不构成关联交易，也不构成《上市公司重大资产重组管理办法》规定的重大资产重组。

三、本次吸收合并对公司的影响

公司吸收合并龙源公司有助于实现资产和管理架构的优化整合，提高运营和决策效率，减少法人户数及管理链条，降低管理成本。龙源公司为公司全资子公司，其财务报表已纳入公司的合并报表范围，本次吸收合并为同一控制下的企业合并。本次吸收合并不会对公司的正常经营产生实质性的影响，也不会损害公司及全体股东的利益。

公司十一届十四次董事会已审议通过此议案，现提交股东大会审议。

以上议案请审议。

华电能源股份有限公司

2024年12月23日