

利用核反应堆通过现代化改造实现国家能源行业脱碳的计划



KM4.2 第四代反应堆可行性初步研究 - 奥波莱

承包商：卡托维兹能源设计股份有限公司



修订版 00

卡托维兹，2025年6月



由‘REPOLMER’倡议组织编制的非约束性、非官方译文，供内部使用



目录

1.	项目基本信息	8
1.1.	SMR技术	8
2.	投资需求市场分析	8
2.1.	波兰电力市场的现状特征	8
2.1.1.	电力供需结构	9
2.1.2.	国家电网系统装机容量结构	13
2.2.	波兰电力市场发展预测	15
2.2.1.	装机容量预测	15
2.2.2.	PSE电力需求预测	18
2.2.3.	发电资源充足性分析	19
2.2.4.	所需额外可用功率	20
2.3.	系统结构优化选择	21
2.4.	能源市场分析总结	24
3.	现有设施基础设施的技术状况详细诊断，重点分析其在核电机组运行中的适用性，包括发电厂运行所需的基础设施，即输电网络、道路和铁路基础设施、外部和内部水源	25
3.1.	现有发电机组	25
3.2.	机械技术部分	25
3.2.1.	现有1÷4号机组及其辅助装置的描述	25
3.2.2.	现有5号和6号发电机组及其辅助设备的描述	32
3.3.	工艺部分拆除工作的总体范围	40
3.4.	奥波莱电厂电气系统	43
3.4.1.	设施部分	43
3.4.2.	线路部分	44
3.4.3.	奥波莱电力公司接入国家电网的连接点——多布热恩变电站	46
3.4.4.	其他电力技术系统	47
3.5.	供水与污水处理基础设施（不含技术设备）	48
3.6.	建筑基础设施	48
3.6.1.	现有道路系统描述	48
3.6.2.	现有铁路系统描述	49
3.6.3.	地质与水文条件描述	51
3.6.4.	洪水风险识别	55

3.7.	现有设施基础设施利用可能性诊断——总结	56
4.	对投资过程中所需的第四代反应堆选定技术的分析	
	投资过程中所需的第四代反应堆技术分析	58
4.1.	选定小型模块化反应堆技术的分析	58
4.2.	基于商业运行的HTR-PM反应堆对气冷小型模块化反应堆（GCR）的特性分析	58
5.	投资过程中所需技术供应商的市场分析	59
5.1.	技术描述	60
5.2.	KP-FHR反应堆的安全特性	62
5.3.	TRISO燃料特性	63
6.	采用方案说明	65
6.1.	基本假设	65
6.2.	建筑区域	65
6.3.	将KP-FHR模块化核反应堆集成到单一热源中	66
6.4.	将技术适配至机组蒸汽轮机系统以满足超临界参数要求	66
6.5.	工艺平衡	67
6.6.	电气系统	73
6.6.1.	发电机	73
6.6.2.	母线	74
6.6.3.	自用变压器	74
6.6.4.	自用配电室	74
6.6.5.	块式变压器	74
6.6.6.	块式开关（块式变压器前场）	75
6.6.7.	备用电源变压器（自用及通用）	75
6.6.8.	备用电源开关柜	76
6.6.9.	电力输出线路	76
6.6.10.	110千伏备用电源系统	76
6.6.11.	国家电网接入点	76
6.6.12.	法律条件	77
7.	预计投资成本	78
7.1.	资本支出结构	78
7.2.	方法论	79

7.3.	确定投资支出的百分比分布	79
7.4.	根据行业研究确定Kairos Power 150 MWe MS-SMR机组的单位建设成本指标	80
7.5.	确定与计划投资地点相关的额外成本和节省	81
7.6.	确定资本支出	83
7.7.	绿地与棕地对比	86
8.	针对已制定假设的经济效益分析，并扩展至投资风险分析（对法律经济环境变化的敏感性分析）	87
8.1.	分析的对象、方法和目的	87
8.2.	假设	87
8.2.1.	投资支出	88
8.2.2.	贴现率	88
8.2.3.	汇率	88
8.3.	运营成本	89
8.3.1.	燃料成本	89
8.3.2.	乏燃料处理费用	90
8.3.3.	补水费用	91
8.3.4.	员工薪酬和福利费用	91
8.3.5.	财产保险费用	91
8.3.6.	核损害民事责任保险	92
8.3.7.	不动产税	92
8.3.8.	维修费用（机组维护）	92
8.3.9.	未来拆除建筑物的费用	93
8.4.	LCoE结果	93
8.5.	敏感性分析	94
8.6.	经济分析总结	96
9.	所需能力分析	97
	在管理和操作具有投资方案特征的核电机组方面（基于所需能力库，该库是研究任务6的成果），	
9.1.	扩充或获取现代化发电厂和发电机组工程技术人员所需能力程序的关键要素	98
9.2.	核电站就业人数最多的岗位汇总	98
9.3.	燃煤电厂雇员最多的职位汇总	99
9.4.	核电站最缺岗位与燃煤电厂最剩岗位对照表	101
9.5.	核电站部分岗位信息汇总	103
9.6.	核工程师	103

9.7.	核反应堆操作员	105
10.	核反应堆发电机组现代化改造与运营领域组织与安全风险分析（基于研究任务3的成果，该任务制定了关键要求及针对特定地点的核安全建议）， - 109	
10.1.	法律要求	109
10.1.1.	核电站选址的一般要求	109
10.1.2.	核反应堆和核电站设计的一般要求	110
10.2.	奥波莱核电站	112
10.2.1.	凯罗斯电力FHR反应堆的技术安全性	113
10.2.2.	辐射安全与燃料管理	113
10.2.3.	奥波莱发电厂现有基础设施的改造	113
10.2.4.	应急响应	113
10.2.5.	环境安全	114
10.2.6.	社会政治安全	114
10.2.7.	网络安全	114
10.3.	结论	114
11.	投资过程中法律和立法障碍的诊断	115
11.1.	获取核设施建筑许可的程序路径说明	115
11.2.	投资过程中的法律和立法障碍	120
11.2.1.	分散且不精确的法规	120
11.2.2.	参与审批流程的行政机构在获取必要许可和批准方面缺乏经验	120
11.2.3.	核电站建设项目评估的两条独立路径，以及核设施缺乏独立的豁免路径	120
11.2.4.	缺乏现有设施改造途径	121
11.2.5.	建议：	121
12.	投资时间表	121
13.	SWOT分析	122

表格目录

表1 2013-2023年电力消耗量	10
表2 2012-2024年选定期间能源生产与消耗的平均变化率 12 表3 电力市场拍卖中的燃气轮机组	17
表4 2034年发电资源结构	18
表5 国家电力系统所需额外净备用容量[兆瓦]	21
表6 与采用既定结构的能源系统协同工作的能源存储参数优化结果	23
表7 奥波莱电厂机组的总体特征	43
表8 核反应堆KP-FHR的基本设计参数	62
表9 通过KP-FHR反应堆可获得的蒸汽参数	67
表10 奥波莱6号机组参数	68
表11 与核反应堆协同工作的6号机组参数	70
表12 采用核反应堆的900兆瓦机组预计年发电量。	72
表13 MS-SMR机组预计投资额百分比分布	79
表14 根据AACE国际推荐实践对CAPEX估算精度的分类	83
表15 奥波莱电厂六台MS-SMR 150MWe级机组的建设成本估算 84表16 基于假设的工程量清单数据计算的潜在可避免成本	85
表17 6台 Kairos Power 150 MWe 机组的建设成本估算——棕地与绿地对比	86
表18 投资支出计划，净值（百万波兰兹罗提）	88
表19 汇率预测	89
表20 核燃料价格来源	90
表21 补水成本比较	91
表22 棕地与绿地方案成本比较	93
表23 核电站最常见的工作岗位汇总	99
表24 燃煤电厂最常见职位汇总	100
表25 燃煤电厂和核电站职位短缺与过剩情况汇总	101
表26 SWOT分析	122

图示目录

图1 波兰电力市场	9
图2 2009-2023年波兰电力消耗量	10
图3 2023年波兰电力消耗结构	11
图4 自2012年以来波兰的电力生产与消耗	12
图5 2012年以来波兰电力生产结构	13
图6 近年来国家电网系统装机容量	14
图7 可再生能源发电装机容量	15
图8 参与中央平衡机制的燃煤机组停运时间表。	16
图9 2024-2040年预测年度电力需求	19
图10 2025-2040年LOLE指标平均值[小时/年]	20
图11 2025-2040年EENS指标平均值[GWh/年]	20
图12 2023年电力需求及2035年和2040年电力需求预测	22
图13 2035年和2040年发电结构预测	23

图14 奥波莱发电厂900MW机组布局	33
图15 奥波莱电厂主要设施的位置	43
图16 奥波莱电厂5号、6号机组输电线路航拍图 (来源: geoportal.gov.pl)	44
图17 奥波莱电厂的电力输出和备用电源输电线路。 (来源: Open Infrastructure Map)	46
图18 多布热恩变电站	47
图19 奥波莱电厂入口布局	48
图20 下奥波莱发电厂区域道路布局	49
图21 奥波莱发电厂区域国家铁路线示意图	50
图22 奥波莱发电厂区域铁路线路示意图	51
图23 KP-FHR反应堆结构及介质流动示意图	60
图24 示意图——工作介质的基本参数	61
图25 TRISO燃料结构	64
图26 'Kairos Power' KP-FHR反应堆系统在奥波莱电厂 (6号机组) 的初步选址	65
图27 三台KP-FHR反应堆与一台蒸汽发生器连接的原理图	66
图28 核电站与燃煤电厂新鲜蒸汽峰值温度对比	67
图29 以燃煤锅炉为蒸汽源的900兆瓦机组热循环	69
图30 以核反应堆为蒸汽源的900兆瓦机组热循环	71
图31 根据国际原子能机构数据, 2021-2023年欧洲核电机组可用率指标	72
图32 波兰大型发电机组的原理图。	73
图33 使用3台单相机组变压器和1台备用机组 (与另一台同型机组共享) 时的功率输出。	75
图34 CAPEX结构	78
图35 LCoH计算公式	87
图36 历年核燃料成本	90
图37 棕地与绿地LCOE比较	94
图38 分析方案的LCOE结构	95
图39 敏感性分析结果——机组可用性	95
图40 变动贴现率的敏感性分析结果	96
图41 简化流程图: 核设施建筑许可审批流程。	119

附件目录

1. 土地利用规划
2. 投资时间表
3. 核电站与燃煤电厂职业清单

1. 项目基本信息

该项目旨在通过采用第三代/第三代+和第四代核反应堆进行现代化改造，制定国家能源部门脱碳计划。

波兰电力系统性质的持续变化，强化了建立其稳定安全的一致性结构的必要性。脱碳计划通过实施七项研究任务制定，旨在为煤炭到核能政策领域的未来投资进程提供路线图。该项目计划启动国家能源转型集群（KTE），为国内发电厂和热电厂转型过程中的行动提供组织支持。

该项目由五个实体组成的联合体实施：西里西亚理工大学、气候与环境部、Energoprojekt-Katowice SA公司、核化学与技术研究所以及索别斯基研究所基金会。项目资金来源于国家研究与发展中心第六届“Gospostrateg”竞赛。

1.1. 小型模块化反应堆技术

为实现2015年《巴黎协定》将全球气温升幅控制在工业革命前水平以上2°C以内的大目标，世界必须充分利用所有低碳能源。风能和太阳能等可再生能源的使用将继续增长，但核能作为低碳能源，能够提供经济发展所需的稳定可靠的电力。核能与水能、太阳能一样，是唯一能够替代化石燃料用于发电和供热的低碳能源。

2. 市场需求分析：投资

本项目的主要目标是研究在电力生产领域用第四代核反应堆的核能替代煤炭能源的可能性，该技术目前尚处于发展初期阶段。此类投资是面向未来的解决方案，符合欧洲整体脱碳计划及实现欧洲电力系统零排放的目标。

本章将介绍波兰电力生产行业的现状，并基于政府公布的计划、战略文件及输电运营商的分析，预测未来几十年该行业的发展趋势，其中包括计划中的核电站和新的可再生能源项目。

2.1. 波兰电力市场现状（）

波兰电力市场依据1997年4月10日颁布的《能源法》及其后续修订条款运作。监管市场法律事务的机构是能源监管局（URE），输电系统运营商为波兰电力网络公司（PSE SA），而电力交易则通过商品能源交易所（TGE）进行。电力网络公司（PSE SA）负责运营输电系统，而电力交易则通过商品能源交易所（TGE）进行。

2024年，波兰电力市场的数据如下：



电力生产	○ 166.99 TWh
峰值需求	○ 28.66吉瓦
总装机容量	○ 72.8吉瓦
平均批发电价	○ 418 PLN/MWh

数据来源：ARE、PSE、TGE。

图1 波兰电力市场

2.1.1. 电力的供需结构

所需的电力生产水平取决于特定电力系统内的电力需求。过去十几年间，波兰电力消耗呈上升趋势。然而，2019年至2020年之交，由于全球新冠肺炎疫情爆发，电力消耗出现大幅下降。2020-2021年间政府宣布的封锁措施导致工业、建筑业和小用户领域的电力消耗大幅减少。直到2022年，电力消耗才恢复到新冠疫情爆发前的水平。

下表和图表展示了过去十余年各行业用电量的详细数据。2024年的数据尚未公布，将于2025年底发布。

表1 2013-2023年电力消耗情况

行业 TWh	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
发电厂和热电厂的 自用量 热电厂和专业机构 的自用量 ¹	14.1	13.5	13.4	14	14.3	14	13.8	12.5	14.20	13.88	12.24
自用 专业供热厂	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.23	0.16	0.19
采矿和 采掘业	8.8	8.7	8.7	8.5	8.3	8.3	8.2	7.9	8.16	7.89	7.85
工业与 建筑业	47.9	48.2	50	52.1	55	57.8	57.2	55.8	58.86	57.62	54.14
供水；污水处理和 处理	2.6	2.7	2.7	2.9	3	3.1	3.1	3.1	3.32	3.28	3.27
运输	4.1	4	4.3	4.6	5.2	5.6	5.6	5.3	5.72	5.92	6.40
小型 客户	68.6	70.9	71	73.9	73.1	74	72.9	72.4	73.51	74.71	71.07
总消耗量²	146.4	148.1	150.3	156.2	159.0	162.9	161.0	157.1	164.0	163.5	155.2
消耗动态	100.3%	101.2	101.5	103.9 %	101.8	102.5%	98.8	97.6	104.4%	99.7%	94.9%
平均增长率 期间	100.6%										

来源：根据以下数据自行编制：燃料和能源消耗（GUS）

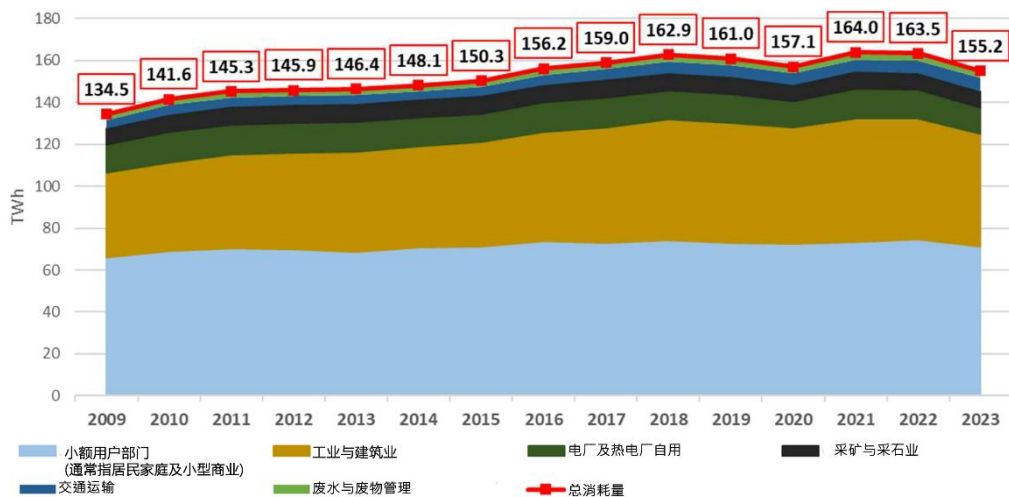


图2 2009-2023年波兰电力消耗情况来源：根据波兰中央统计局（GUS）燃料和能源消耗

数据自行编制

电力消耗的持续增长通过以下措施得到补偿 能源效率的提升，因此2023年能源消耗量将下降，自2009年以来持续增长的趋势也将放缓。

¹ 包括专业能源行业的供热锅炉

² 不包括归类于D类（PKD2007）实体的供暖和照明直接消耗

从能源消耗结构来看，小用户领域占据主导地位（2023年占比45.8%）。工业和建筑业也具有高能耗特征（2023年占比34.9%）。发电厂和热电厂的自用能耗约占总能耗的7.9%。采矿业能耗略高于5%。能耗最低的是交通运输、供水和废物管理行业，分别为4.1%和2%。

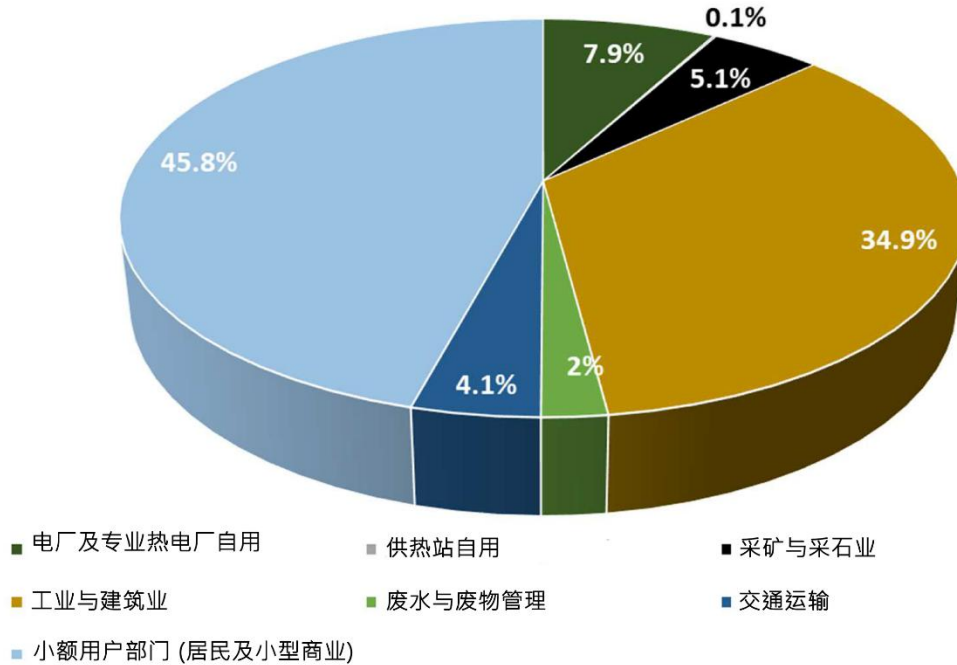


图3 2023年波兰电力消耗结构 来源：基于《2023年燃料与能源消耗》（波兰中央统计

局）的自主研究

2019-2021年间电力消耗的下降也导致国内发电厂的电力产量减少。尽管全球局势动荡，过去十余年间波兰的电力产量仍呈现小幅增长趋势。根据分析时间段的长短，其年均值如下：

- 2022-2024年（最近3年）——平均增长2.8%
- 2019-2023年（5年）——平均增长率为0.1%
- 2014年至2023年（10年）——平均增长率为0.2%

2024年国内电力产量为166.99太瓦时，比2023年增长2%以上，同期电力消耗增长0.9%。因此，跨系统交换余额约为2太瓦时的进口量。下图根据输电运营商PSE的数据，展示了2012年以来波兰电力需求和发电量的变化趋势。PSE公布的电力消耗量高于国家统计局（GUS）报告的数据，这可能是由于部分电力用户未向GUS申报所致。

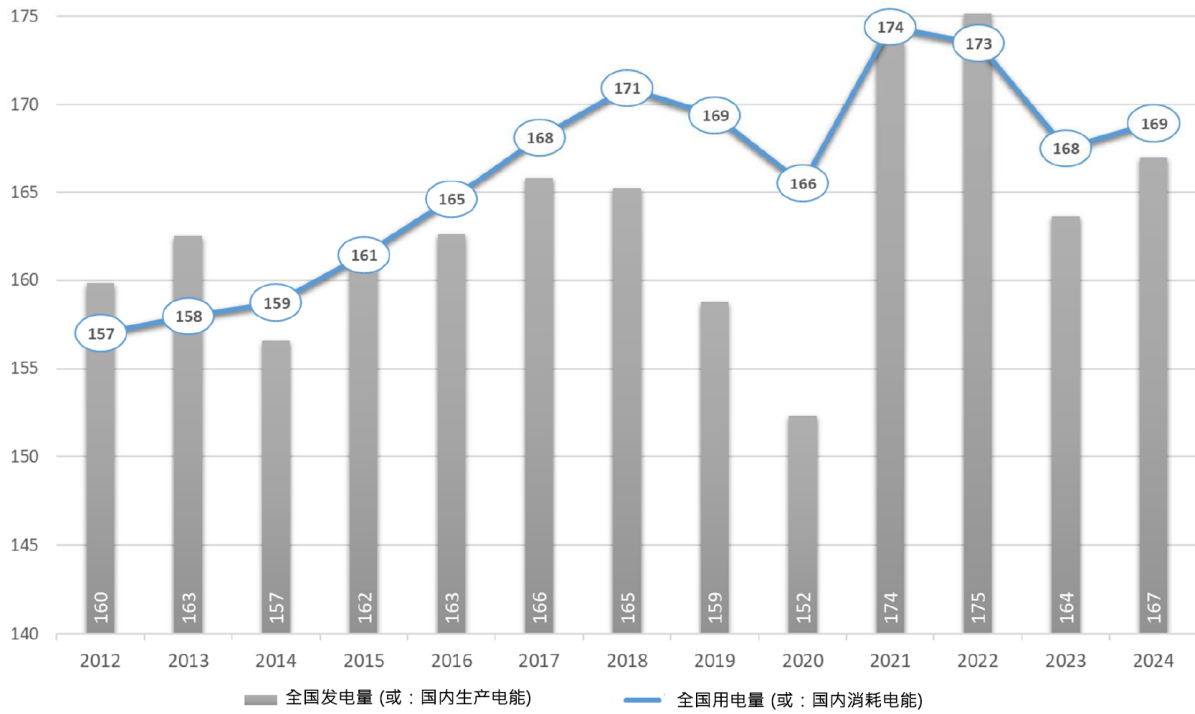


图4 波兰自2012年以来电力生产与消耗情况

来源：基于PSE数据的自主研究

下表展示了三个时间段的变化趋势，表明从长期来看，能源产量在最近几年呈现大幅波动的增长态势。历史能源消耗量在疫情爆发前持续增长，经过近年大幅波动后，目前又呈现出上升趋势。

表2 2012-2024年期间选定时段能源生产与消耗的平均变化率

PSE数据	最近3年	最近5年	10年
能源生产	-1.2%	+1.3%	+0.8%
能源消耗	-1.0%	+/-0%	+0.7%

在波兰的电力生产中，燃烧硬煤和褐煤的能源占最大份额。然而，由于可再生能源发电量的增长，这些能源的份额逐年下降。此外，近年来，取代煤炭能源的新天然气发电机组也增加了其在电力生产中的份额。水力发电厂与工业热电厂的发电份额保持稳定。

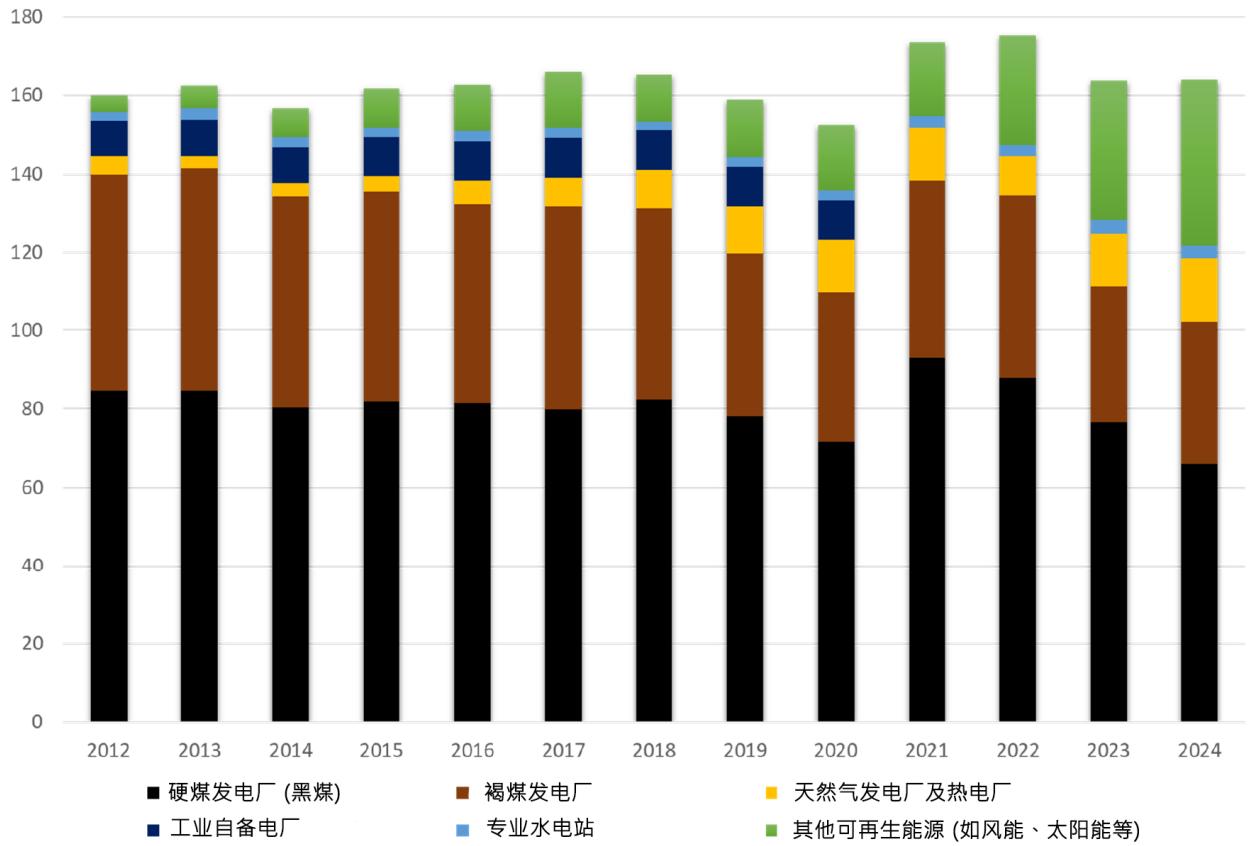


图5 自2012年以来波兰电力生产结构

来源：根据PSE数据自行编制

2.1.2. 年国家电网系统装机容量结构

目前，波兰的能源结构主要依赖于煤炭，包括硬煤和褐煤。煤炭燃料主要在系统凝汽式机组以及工业和市政热电联产（热电联产）厂中燃烧。近年来装机容量的变化主要与可再生能源的增长有关。下图展示了近年来国家电网装机容量的变化情况。

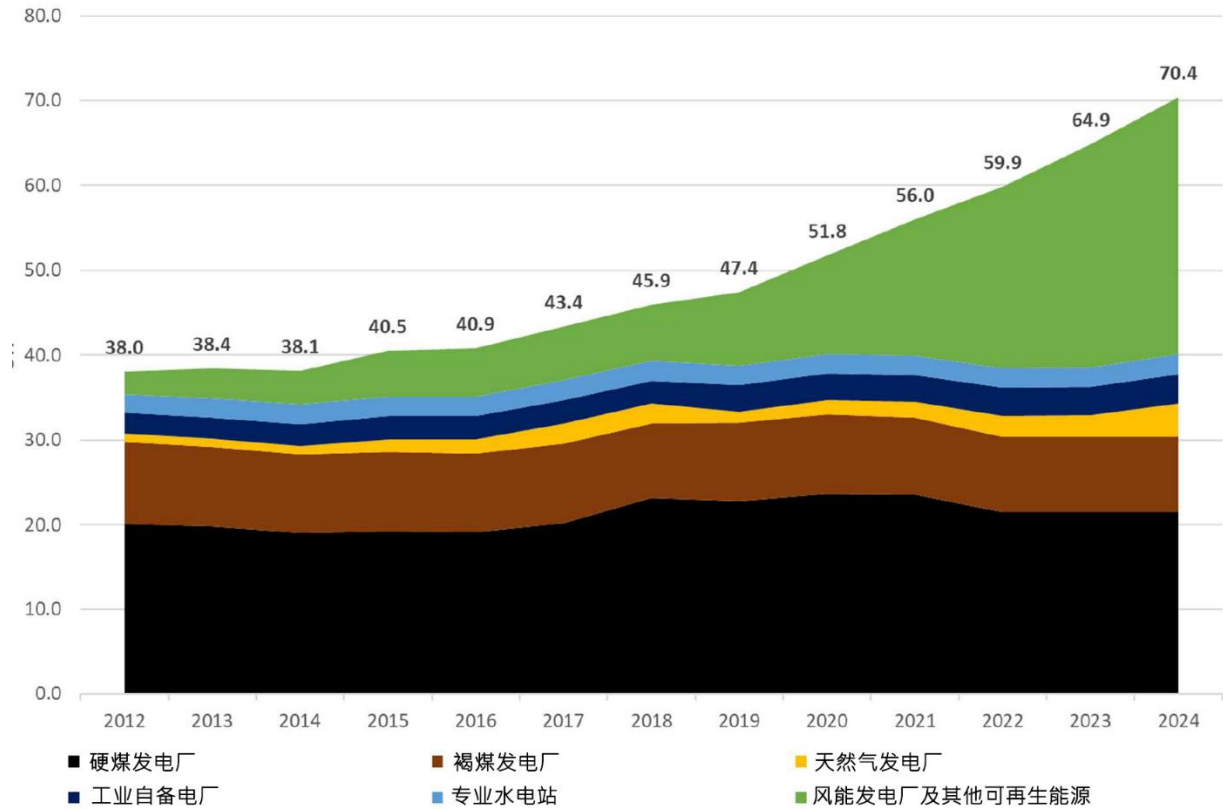


图6 近年来国家电网系统装机容量

来源：根据波兰电网公司和能源研究协会数据（自2019年起）自行编制

对于新的常规发电源，近年来系统新增了以下燃气轮机联合循环机组：弗洛茨瓦夫——485兆瓦（2017年），普沃茨克——630兆瓦（2018年）；斯塔洛瓦沃伊——467兆瓦（2019年）；以及热兰热电厂——497兆瓦（2021年）。此外，2024年，下奥德河发电厂总计1400兆瓦的机组投入运营。

最近的非天然气常规投资项目包括2019年在奥波莱投产的两台机组，总装机容量1800兆瓦，以及几年后在雅沃尔尼投产的900兆瓦机组。

尽管上述新机组已投入运行，但由于国家电网系统中其余机组的运行年限较长，波兰能源行业仍不属于最年轻的行业。其中绝大多数机组运行年限在40至50年之间，另有十余台机组已超过50年。波兰发电机组的平均使用年限超过37年。

在波兰可再生能源领域，电力主要来自风能、水能、固体生物质能、生物气、液体生物燃料以及太阳能。地热资源主要应用于供热系统（供热行业）。

近年来，太阳能资源发展迅猛，尤其在产消领域——家庭光伏装置方面。

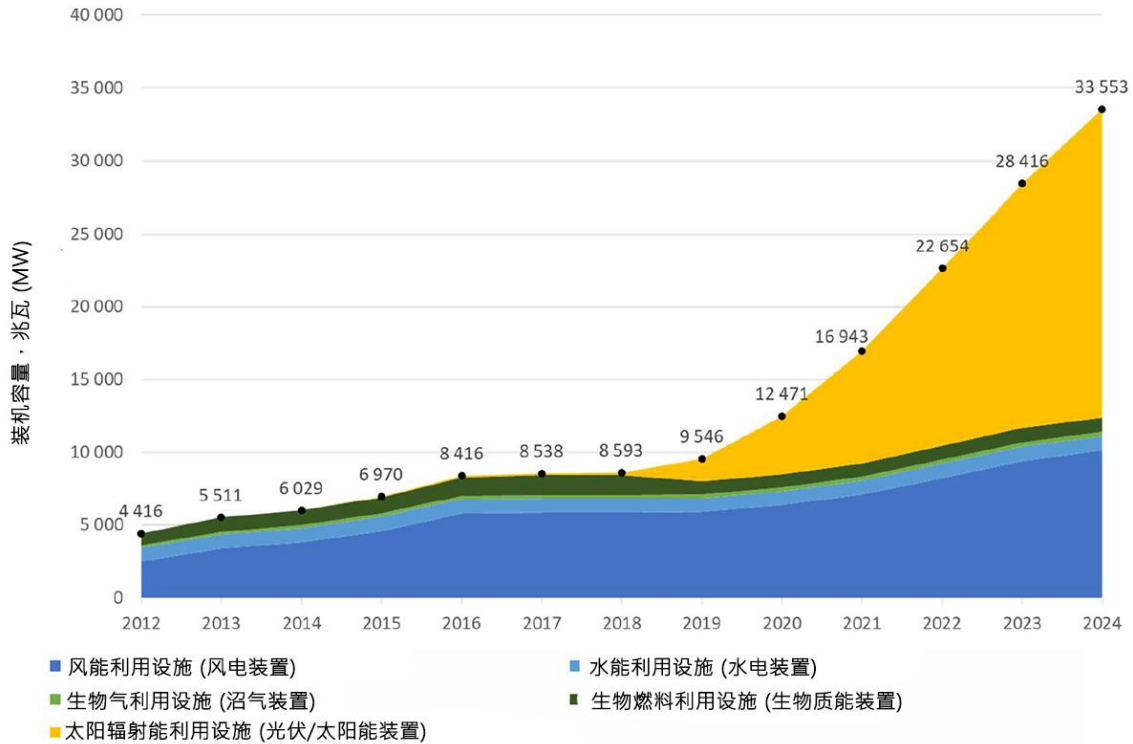


图7 可再生能源的装机容量

来源：基于能源监管局和能源研究局数据（自2019年起）的自主研究

截至2024年底，波兰可再生能源的装机容量超过32.5吉瓦（据ARE数据）。其中太阳能装机容量最大，超过19吉瓦。其次是风力发电装机容量，超过10吉瓦。

2.2. 年波兰电力市场发展预测

以下市场发展预测是基于波兰电力系统公司（PSE）制定的《满足当前和未来电力需求的发展计划》³、其他公开发布的电力市场运作报告，以及EPK在电力市场多年运营中积累的专业知识所制定的。

所列预测旨在指出该项目可在何种现实条件下实施，以及波兰能源转型进程可能如何展开。

2.2.1. 装机容量预测

随着能源生产领域脱碳进程的推进以及可再生能源的显著发展，波兰的能源结构将在未来数年发生变化。波兰的大多数燃煤机组已相当陈旧，在能源结构中煤炭使用量不断下降的情况下，对其进行现代化改造在经济上已无意义。此外，燃煤机组的单位二氧化碳排放量（kgCO₂/kWh）最高，因此无法通过电力市场等渠道获得融资（目前燃煤机组可参与拍卖）

RM仅限于2025年），金融市场（投资贷款），同时还具有高碳排放成本。广义上的分类法也排除了对这类能源的投资。

³ 满足2025-2034年当前及未来电力需求的发展计划；波兰国家电网公司；2024年12月

<https://www.pse.pl/-/projekt-nowego-planu-rozwoju-sieci-przesylowej-na-lata-2025-2034-uzgodniony>

下文根据PSE报告⁴列出了燃煤机组的退役时间表（按硬煤和褐煤分类）——未来需重建这些产能，以维持系统中适当的可用容量水平。本研究考虑使用的奥波莱900兆瓦级燃煤机组预计将于2050年停运，该年份恰是欧洲电力生产实现二氧化碳零排放的目标年份。

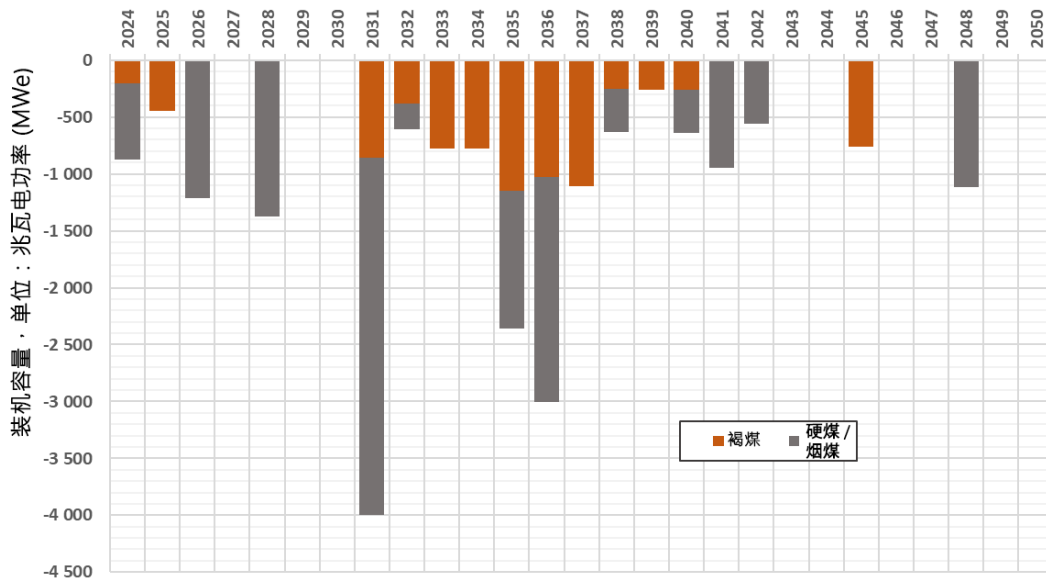


图8 参与中央平衡机制的燃煤机组停运时间表。

来源：根据PSE数据自行编制

在新增发电能力方面，预计将新建燃气轮机组，这些机组已在**电力市场拍卖**中申报，最近一次拍卖于2024年12月举行，供电期为2029年。下表汇总了在电力市场拍卖中中标的新燃气轮机组，其中部分机组目前已进入建设后期阶段。

⁴ 满足2025-2034年当前及未来电力需求的发展计划；波兰国家电网公司；2024年12月

<https://www.pse.pl/-/projekt-nowego-planu-rozwoju-sieci-przesylowej-na-lata-2025-2034-uzgodniony>

表3 电力市场拍卖中的燃气轮机组

序号	电力供应商名称	地点	供电年份	容量义务量 [MW]	容量义务期限 [年]
1	波兰能源集团 能源股份有限公司	下奥得河	2024	667.6	17
2	波兰能源集团 能源集团股份有限公司	下奥得河	2024	667.6	17
3	格魯濟茲联合循环燃气轮机有限公司	格魯濟茲	2026	518.4	17
4	PAK CCGT 有限责任公司	亚当乌夫	2026	493.0	17
5	CCGT 奥斯特伦卡 有限责任公司	奥斯特伦卡	2026	696.0	17
6	波兰能源集团 能源集团股份有限公司	里布尼克	2027	794.6	17

核电站是能源结构中可替代煤炭的另一种能源。波兰当前的核能发展战略详见2020年10月发布的《波兰核能计划》。该计划设想从2033年起每两年新建一座核电机组，共计6座。总共将在两个地点建造两座核电站，每座各设3个机组。目前计划将第一座核电站建在波罗的海的卢比亚托沃-科帕利诺地区，并使用西屋公司生产的AP-1000反应堆。第二座核电站的选址目前尚未确定，正在考虑的地点包括科宁、贝尔恰图夫、波兰采或科济涅茨等地。

在波兰电力公司（PSE）制定的《2025-2034年满足当前及未来电力需求的发展计划》中，还规划了采用小型模块化反应堆（SMR）技术的较小规模核电机组。根据波兰电力公司报告，为确定未来发电结构，已参考专业电力生产商在问卷调查中提供的信息。同时考虑了战略文件中规定的海上风电场和核能发展计划。报告还参考了可再生能源拍卖结果、国内主要支持产消型能源的计划以及已完成的电力拍卖结果等信息。

PSE根据两种情景——SST情景（自由转型情景）和SDT情景（动态转型情景）——制定了电力生产预测结构，这两种情景的主要区别在于可再生能源和能源存储设施的装机容量。下表展示了PSE的分析结果。

表 4 2034 年电力生产资源结构

资源类型	SST情景 净功率 [MW]	SDT情景 净功率 [MW]
褐煤	4 401	
硬煤	6 317	
硬煤 - 峰值能源	2 277	
天然气	10 772	
生物质和生物气	2 830	
大型核能发电厂	1 146	2 292
小型模块化反应堆	560	840
水能	1 250	
抽水蓄能电站	2 462	
光伏发电	36 000	45 000
陆上风力发电厂	16 940	19 362
海上风力发电厂	10 900	11 885
能源存储设施	3 750	15 207
热电厂	5 217	

来源：2025-2034 年输电网络发展规划，PSE

2.2.2. 电力需求预测 PSE

本节所示的国家电力系统长期能源需求预测由波兰国家电网公司⁵编制，考虑了以下因素：

- 历史趋势和最终能源消耗预测。
- 影响家庭、交通、工业和服务业能源消费结构的宏观因素
- 能源效率领域的变化，
- 各行业国内生产总值增长预测。
- 技术和消费变化，以及欧盟指令要求波兰在最终能源消费中实现可再生能源目标所引发的变化，
- 最终能源消费结构的预期变化，包括电动汽车、热泵和燃料电池数量的增长。

该预测设定了两种情景，以应对国家电网环境的发展路径。第一种是自由转型情景，第二种是动态转型情景，后者预计能源需求将大幅增长。这些情景在以下图表中有所体现。两种情景都预测未来电力需求将增长。

⁵ 2025-2034 年满足当前和未来电力需求的发展计划；PSE；2024 年 12 月。

<https://www.pse.pl/-/projekt-nowego-planu-rozwoju-sieci-przesylowej-na-lata-2025-2034-uzgodniony>

快速发展 / 激进发展

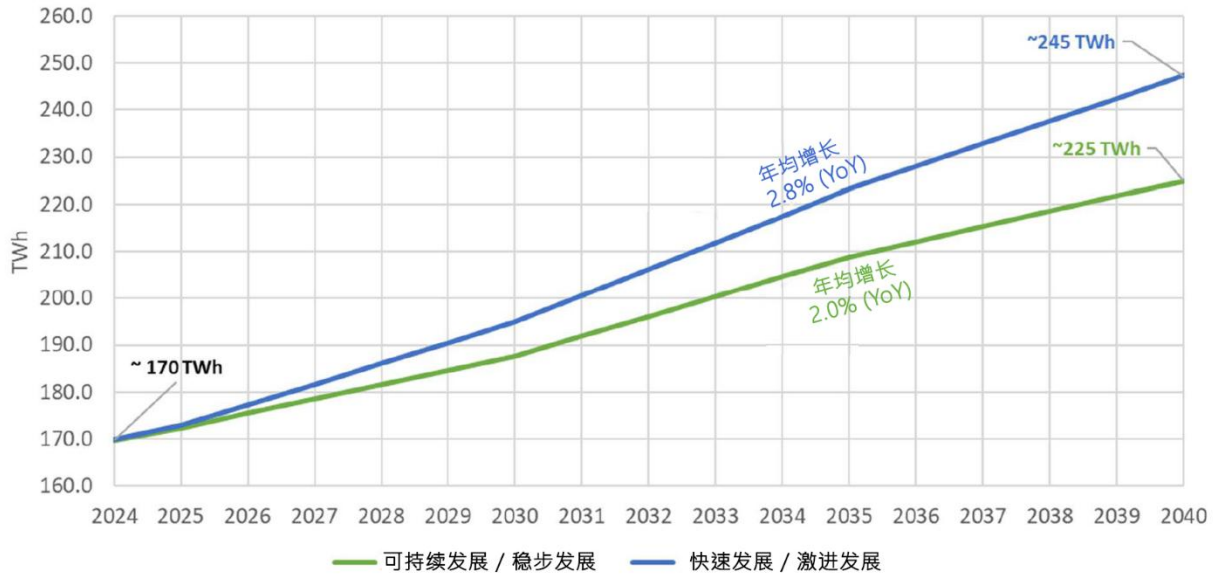


图9 2024-2040年预测年度电力需求

来源：根据PSE数据自行编制

2.2.3. 发电资源充足性分析

根据PSE报告中提供的装机容量组合和预测电力需求，报告提出了发电资源充足性和电力系统安全性的分析结果。评估采用了两个电力系统可靠性指标：LOLE和EENS。

首个指标LOLE（预期负荷损失）指电力系统因系统（可用）功率不足而可能无法满足电力需求的年均小时数。该指标有助于输电系统运营商（PSE）评估国家电力系统的可靠性。其安全标准要求LOLE值不超过每年3小时（1982-2019年气候年平均值）。

在国际层面，LOLE是欧洲输电系统运营商网络（ENTSO-E）等组织在区域和全欧洲分析（如《中期供电充足性预测（MAF）》）中采用的报告标准。该标准可比较不同国家电力系统的可靠性，并识别能源平衡方面的潜在风险。LOLE也是分析可再生能源新来源（如海上风电场）实施情况的关键要素，因为此类能源生产具有波动性，需要对电力需求和可用性进行精确评估。

第二个指标EENS（预期未供电电量）指因电力系统容量不足而无法向用户供电的电量（单位：GWh）。这是由于发电资源可用性不足或输电限制，预计全年可能中断供电的电量。

下表列出了PSE报告⁶中确定的LOLE和EENS平均值。

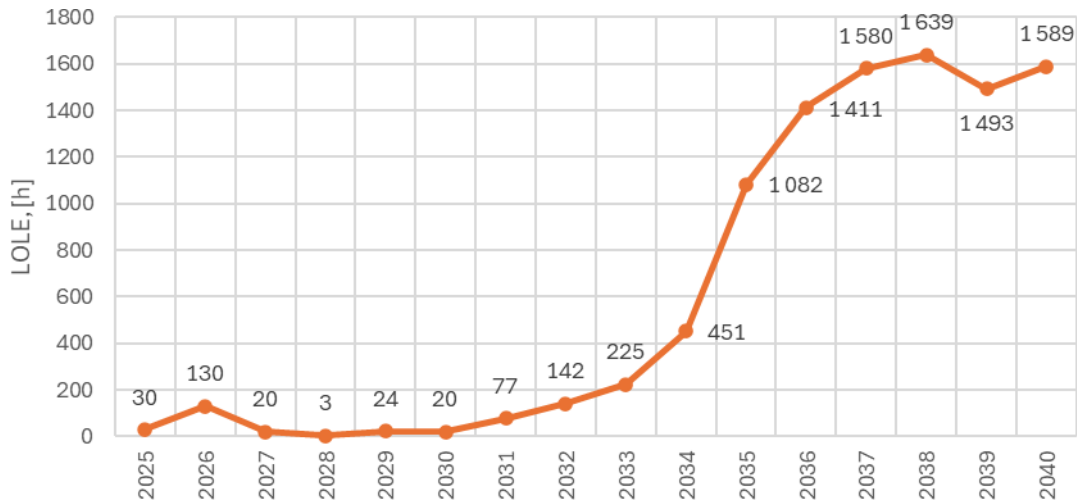


图10 2025-2040年LOLE指标平均值[小时/年]

来源：根据PSE报告自行编制

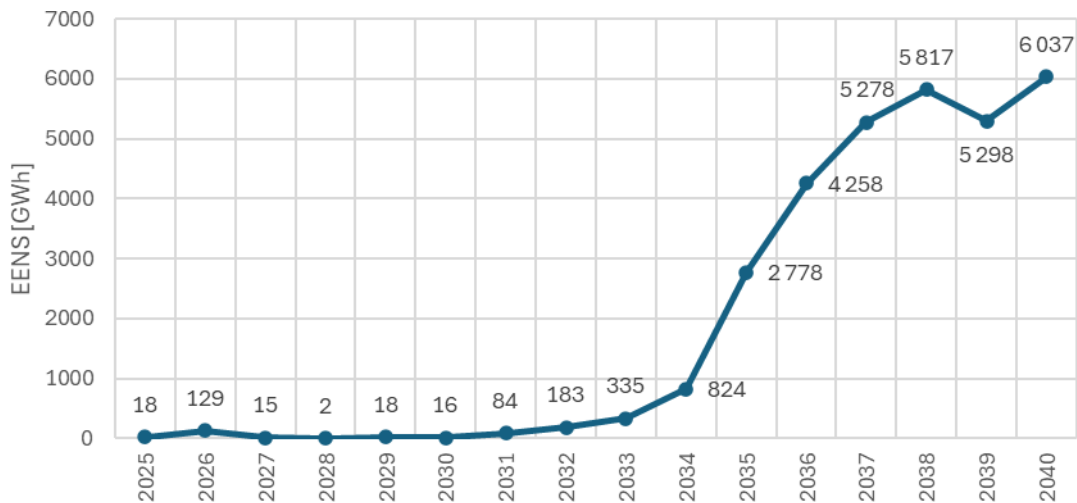


图11 2025-2040年EENS指标平均值[GWh/年]

来源：根据PSE报告自行编制

这两个指标在2026年已明显上升，随后下降，并在2030年后再次上升。在2035-2040年间，这些指标已比基准值高出数十倍。在研究期间，仅有一年的LOLE指标未超过预设的每年3小时。

2.2.4. 所需额外可用功率

在PSE报告中提出了一项解决方案，旨在将所列指标维持在最低水平（包括LOLE<3小时）。报告估算了为确保能源系统安全，当年需新增的备用容量。

⁶ 2025-2034年满足当前和未来电力需求的开发计划；PSE；2024年12月。

<https://www.pse.pl/-/projekt-nowego-planu-rozwoju-sieci-przesylowej-na-lata-2025-2034-uzgodniony>

表5 波兰国家电网所需额外净备用容量[兆瓦]

2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
1 400	3 400	1 600	200	1 600	1 600	3 200	4 200	5 200	6 800	9 600	11 200	12 200	12 800	12 800	13 600

来源：根据PSE报告自行编制

到2026年，将需要额外增加3.4 GWe的净可用容量，而2030年后这一数值将继续攀升。到2040年，该数值将达到4倍之多（13.6 GW）。正如报告作者所提到的，需要注意的是，预计的额外容量可能因以下因素而更高：

- 国内能源转型速度加快——电力需求增长更快
- 未来气候条件——冬季更严寒、夏季日照减少
- 常规机组停运日期变更——早于报告预期，
- 新增发电能力投运日期变更——晚于报告预期。

此外，报告作者还提出了潜在的额外可用发电能力来源，包括：

- 新建燃气电厂（超出电力市场签约数量），
- 延长现有燃煤机组的运营期限（包括延长其在2025年后的电力市场运营期限），
- 新型能源存储设施（采用不同技术）及配套的新可再生能源来源。
- 新建生物质能和生物天然气发电厂，
- 新型氢能与替代燃料技术，
- 额外的能源进口机会以及需求响应（DSR）服务的增长。除常规设备外，所提出的大多数解决方案很可能无法稳定满足需求，尤其是在大容量和持续供应方面。

2.3. 选择系统的最佳结构

基于波兰电力系统公司（PSE）提出的电力需求发展预测及能源结构预测，来自格利维采西里西亚理工大学的研究团队对波兰电力系统的结构进行了模型优化。

首先，针对两种电力系统发展情景，对2035年和2040年电力需求变化的时序曲线进行了估算。下图展示了不同年份在两种情景下的曲线对比两种情景。

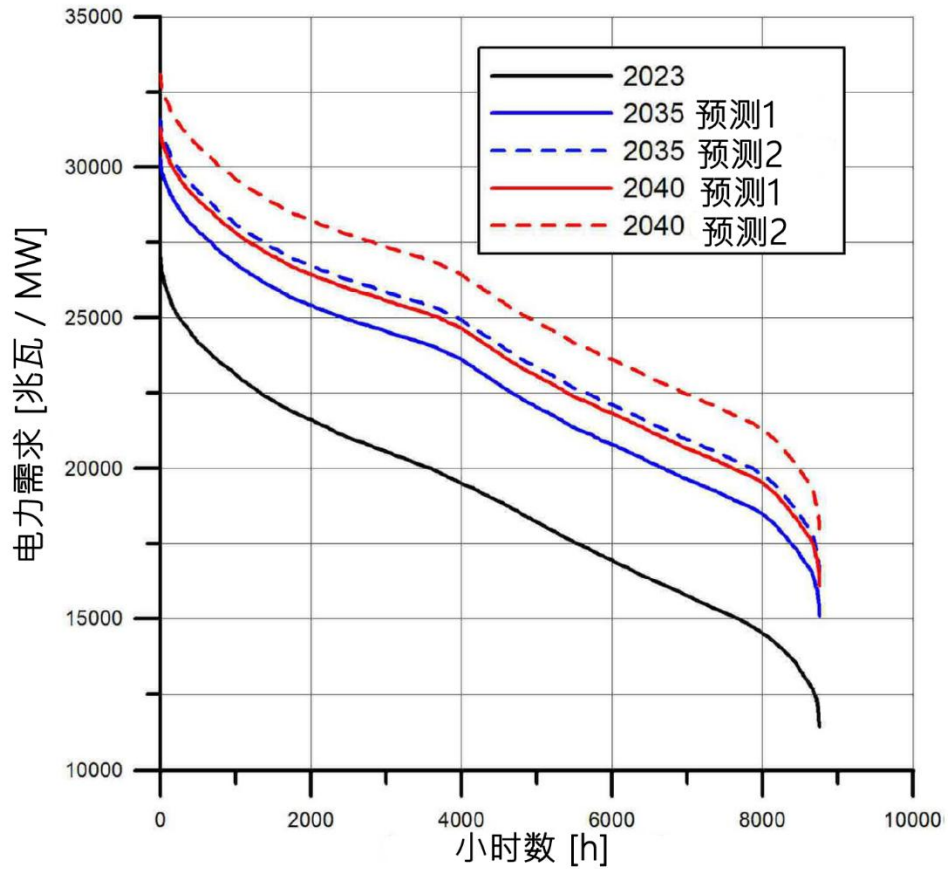


图12 2023年电力需求及2035年与2040年电力需求预测

来源：核能投资与国家能源安全专题报告；A. Rusin、A. Wojaczek、PŚ

第二步确定了两种情况下的预测能源结构：一种是核能（包括大型核电站和小型模块化反应堆）发展程度较高，另一种是发展程度较低。同时假设2034年可再生能源装机容量将达到2040年动态转型情景的预测值。此外，在2040年后的能源结构中，未考虑燃煤机组，并假定不会新增燃气机组。当前阶段的能源结构未纳入能源存储设施，因为所需的能源存储功率和容量是本次优化的结果。

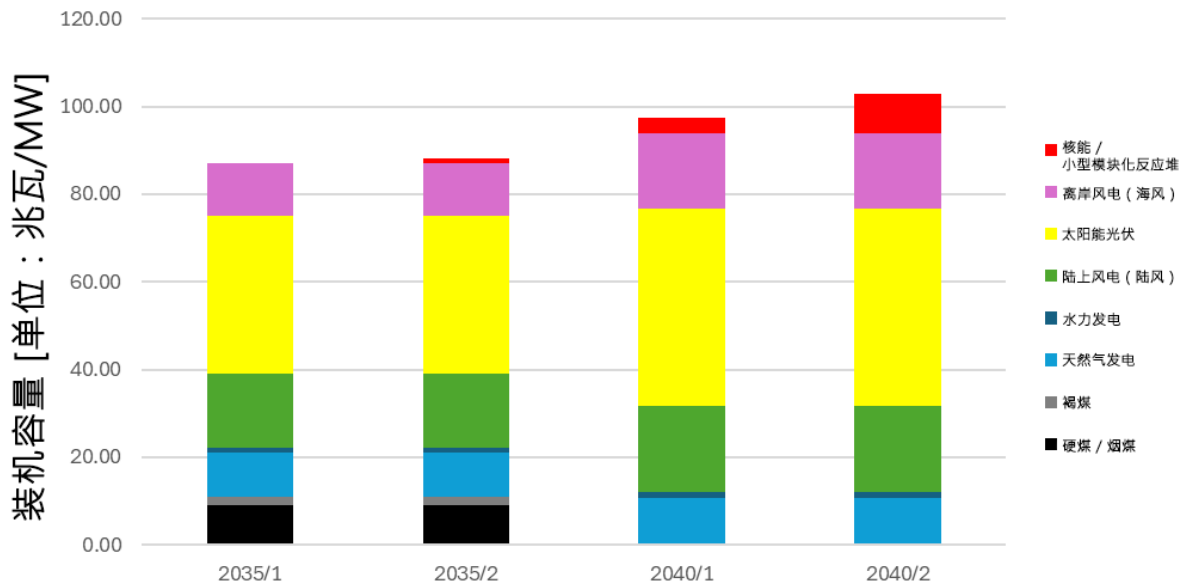


图13 2035年和2040年发电结构预测

来源：根据以下资料自行编制：核能投资与国家能源安全；
A. Rusin, A. Wojaczek, PŚ

针对系统中初步确定的电源结构及当年电力需求特征，选取了最优的储能容量及其功率，以确保该能源系统在储能设施的支持下能够满足所需的供电可靠性要求。该可靠性要求被设定为LOLE指标的极限值，即3小时/年。

表6 与既定结构能源系统协同工作的能源存储参数优化结果

年份/系统	需求预测	LOLE 初始值 [h]	储能容量 [MWh]	仓库功率 [MW]	仓库空闲时间 (小时) [h]	满仓库小时数 [h]	最终LOLE [h]	
2035/1	预测1	30.5	7300	1400	65	7791	3.00	
2035/2	预测2	156.1	16400	2900	104	7199	2.99	
2035/2	预测1	42.4	8700	1600	72	7696	2.99	
2040/1	预测2	811.6	220000	5600	5	4822	3.22	
2040/2	预测1	3.7	仓库无需					
2040/2	预测2	90.5	11100	2000	72	7607	3.03	

来源：根据以下资料自行编制：核投资与国家能源安全；
A. Rusin, A. Wojaczek, PŚ

综上所述，要保持国家电网系统的可靠性，就必须在系统中配备与需求相匹配的稳定能源来源，而目前风能和太阳能尚无法完全替代这些能源。核电站配合燃气机组即可发挥这种作用。在可再生能源占比高的系统中，具备足够容量和功率的储能设施必须发挥重要的稳定作用。

在上述新型能源设施及足够数量的能源存储设施建成并投入运行之前，仅有现有的燃煤机组和新建燃气机组能够确保能源系统的可靠运行。

2.4. 能源市场分析总结

- 分析当前形势在电力市场电力供应预计，未来几十年电力需求将持续增长。因此，电力生产也应相应增长或维持在能够平衡系统需求的水平，同时结合进口电力或减少需求等措施。
- 所示的燃煤机组退役时间表表明，2040年后系统中将仅剩1000兆瓦级机组，其余机组均将退出运营。计划中的新燃气机组很可能无法完全替代燃煤发电，即使燃气在欧洲只是实现零排放电力生产的过渡性燃料，欧盟也将强制执行这一目标（例如通过投资融资机制——排除化石燃料、分类法、碳足迹、可持续发展报告要求，特别是CSRD指令等）。
- 另一方面，可再生能源预计将大幅增长（根据PSE预测，到2034年光伏发电将超过30吉瓦），且其在电力销售中享有“优先权”，这可能通过限制其在市场上的使用来阻碍大型传统发电机组的运行。即使考虑到电力存储系统的发展，仍可能需要可控发电机组来保障发电端能源安全。采用模块化发电反应堆可提高系统运行灵活性，从而更受输电网络运营商青睐。
- 根据西里西亚理工大学完成的SE优化方案，在缺乏稳定发电来源（如核能）的情况下，波兰电力系统要达到适当的能源安全水平（LOLE < 3小时/年），将需要容量极高的储能设施（甚至超过220 GWh），且需经历大量运行周期（这会影响储能设施的使用寿命）。
- 根据PSE的分析，如果没有额外的备用容量，可能无法确保电力系统的安全水平，或者将启动其他机制（如需求侧响应、紧急能源进口），这些措施可能导致电力成本上升，甚至在紧急情况下引发大面积停电。
- 鉴于上述情况，当第四代反应堆技术实现商业化时（预计约在2040年左右），为延长1000兆瓦级机组的运行寿命（该机组对电力系统的正常运行至关重要），可采用第四代反应堆技术。届时，用于生产蒸汽的燃料将发生改变，而目前根据《分类法》的规定，这将限制燃煤电厂的进一步运行。

3. 针对现有设施基础设施的技术状况进行详细诊断，重点评估其用于核发电机组建设的适用性，同时涵盖电站运行所需的必要基础设施，即输电网络、公路和铁路基础设施，以及外部和内部水源

3.1. 现有发电机组

奥波莱发电厂是位于奥波莱市北部、小潘涅河流入奥得河河口下游的一座凝汽式热电厂。

目前，奥波莱发电厂运营着六台发电机组，总装机容量约为3340兆瓦，由以下机组产生：

- 4台机组——1至4号机组的额定功率分别为：386、383、383和380兆瓦，于1993至1997年间投入运行；
- 2台机组——总可达功率为2×905兆瓦，于2019年投入运行。

奥波莱电厂采用机组系统，每个发电机组均以硬煤为燃料，并配备封闭式冷却水系统。

3.2. 机械技术部分

3.2.1. 现有1-4号机组及其辅助装置

描述奥波莱电厂现有的基本工艺流程包括四台发电机组及其配套装置。1-4号机组由以下主要设备组成：

- 蒸汽锅炉、粉煤锅炉、塔式锅炉，参数低于临界值 BP-1150
 - 最大持续热功率 (WMT) 1150Mg/h
 - 热效率 3143 GJ/h (873MW)
 - 锅炉WMT效率91.7%
- 冷凝涡轮机：18K376 (1号机组)、18K373 (2号和3号机组) 以及18K370 (4号机组)
- 氢冷式发电机组GHTW360
- 冷却塔：两个发电机组共用一个冷却塔
- 电除尘器：双段、三区，除尘效率99.5%
- 脱硝装置：采用尿素水溶液 (浓度15 - 20%) 作为反应剂的非催化氮氧化物还原系统 (SNCR)
- IOS：湿法脱硫装置，脱硫效率92%

3.2.1.1. BP-1150锅炉

BP-1150锅炉是一款适用于与滑压式涡轮机组成模块化系统的流式锅炉。该锅炉为单烟道结构，高度约100米，采用硬煤燃烧。锅炉配备磨煤机组 (2号锅炉配有6套磨粉机组；1、3、4号机组各配有5套磨粉机组)，用于粉碎煤块、干燥 (热风干燥) 并将其作为粉尘与空气的混合物通过粉尘燃烧器送入锅炉燃烧室。采用低排放粉尘燃烧器以减少氮氧化物排放。锅炉燃烧室采用燃烧室布局。切向式 (燃烧室角落设置的喷射燃烧器)。

该方案对燃烧过程正常进行的影响优势包括：火焰自稳定性、燃料变化适应性、粉尘空气混合物与二次空气的优化混合。燃烧室还配备了可分级输送燃烧用空气的装置。每个机组的锅炉部分都安装有煤仓，每台磨粉机配有一个煤仓。

每台锅炉均配备12个带点火器的燃油燃烧器。燃烧空气由一台一次空气风机和两台二次空气风机输送。一次空气和二次空气在旋转式空气加热器中加热。废气在经过除尘、脱硫和脱硝装置净化后，被排放到烟囱中。

3.2.1.2. 除尘装置

所有锅炉的废气均通过水平流干式电除尘器进行除尘。这些电除尘器为双段四区结构，配备高电压电极间距（70kV）的均匀废气流系统及高频组件。

3.2.1.3. 烟气脱硫装置

1至4号发电机组所有锅炉的废气在废气脱硫装置（IOS）中进行二氧化硫净化处理，通过与石灰石粉中的碳酸钙结合来实现。

3.2.1.4. 烟气脱硝装置

所有1号和4号机组的锅炉均配备了废气脱硝装置。机组锅炉的废气脱硝装置结合了两种氮氧化物减排方法：初级ROFA和次级Rotamix。

3.2.1.5. 锅炉加煤系统

煤炭通过铁路运输，用敞篷车（即运煤车）运到电厂，然后用两台WWb-130翻车机卸货，每台翻车机的额定产能为1500 Mg/h。

卸入翻斗车料斗的煤炭，由WWh 2000型铲运车运至皮带输送机，这些输送机与位于10号转运站的主转运节点相连。在此处，运输中的煤炭中的磁性杂质和非金属杂质被分离，并进行运输方向的分流：

- a) 运往堆场，
- b) 直接填充各机组锅炉储煤仓，采用输送能力为1500 Mg/h、带宽为1400 mm的皮带输送系统。

煤炭堆场分为4个堆场：

- 1号和2号平衡煤堆场——堆放高度最大19米，
- 备用煤场1号和2号——堆放高度最高30米。

煤炭堆场总容量为800,000吨，其中：1号储备煤场容量为300,000吨，1号平衡煤场容量为110,000吨，备用仓库20，容量285,000吨；平衡煤仓库20，容量105,000吨。

这些储煤场可储存约30天的煤炭储备。

目前运营着两条独立的加煤巷道：分别供1号和2号机组以及3号和4号机组使用。每条加煤巷道均设有煤仓，并安装了两台可逆式移动输送机。

除煤炭外，在发电机组锅炉中燃烧的生物质燃料通过卡车运输至奥波莱发电厂，并在煤场专门划定的区域卸货。从煤场选出的生物质由轮式装载机装载，送入生物质输送线，该输送线配备有防止尺寸超过40毫米的生物质进入的装置（超尺寸生物质由外部公司进行粉碎）。生物质从输送机组输送至三条B1500型煤带式输送机之一，该输送机用于运输从翻车机卸载的煤粉——适用于1、3、4号机组锅炉。

当没有煤炭从翻斗车卸载时，煤粉通过轮轨装载机从煤场取用，经由反向输送带输送至已装载生物质的输送带上。

生物质和煤粉从传送带经由溜槽进入锅炉储料仓，再输送到磨粉机。

煤场周边区域设有挡土墙、排水沟和沉淀井，用于将侧面煤堆表面的雨水排入合流式下水道系统。这些设施同时具有分离功能（沉淀功能），可分离雨水携带的固体颗粒。

2号锅炉配备了直接向锅炉输送生物质的装置。该装置用于接收、卸载、储存和向2号锅炉输送粉碎的农业生物质，以便与煤粉同时燃烧。

该生物质输送装置可实现燃料中100兆瓦能量的连续燃烧，即每小时输送约23吨热值约15.5兆焦耳/千克的颗粒燃料。

生物质（即农业生物质）以颗粒形式通过卡车运输，于周一至周五6:00至22:00期间运抵发电厂。经接收并使用汽车秤称重后，生物质将清除铁磁性杂质，并卸载至两个容量均为3200立方米的储存罐中。

生物质从储存罐中输送至设备链，在此进行称重、粉碎，并将粉碎后的生物质通过气力输送至2号锅炉壁上的生物质燃烧器。

3.2.1.6. 锅炉除灰系统

除灰系统的工艺流程包括从电除尘器漏斗法兰到灰渣储存罐顶部和储存罐顶部的膨胀件法兰之间的所有设备和装置，以及相关的工艺装置。

该装置包括：用于将灰烬从电除尘器料斗输送至平衡罐的气力输送装置及设备，电除尘器灰烬集中输送站的装置及设备，连接电除尘器与灰烬储罐的灰烬管道，电除尘器与灰烬储罐之间的灰烬管道、通风槽和平衡罐的通风装置及设备、用于灰烬输送的压缩空气制备装置及设备、除灰系统的排气装置、电除尘器下方地板清洗装置。

在发电机组的电除尘器中，烟灰与烟气分离。电极上的烟灰被抖落至18个漏斗中，这些漏斗构成三个除灰区。烟灰从电除尘器的漏斗流入曝气槽，再被输送至带底曝气的平衡罐。灰灰从平衡罐流入水平罐泵。从储罐泵中，灰灰以粉尘空气混合物的形式通过位于L形高架桥上的管道输送到中央灰灰装载站（CSZP）的储罐，该站设有3个容量为2000立方米的储罐，或输送到储罐仓库（ZM）的筒仓，从那里，灰灰可通过 Turbuflow 管道输送到 CSZP 中的任意储罐。储罐中的灰灰被装入罐车或罐式卡车，然后运往目的地。灰灰储罐和储存罐均配备有除尘装置（布袋除尘器）。

3.2.1.7. 锅炉除渣系统

除渣系统旨在持续从BP1150锅炉中排出渣滓。燃烧过程中产生的渣滓落入充满水的抓斗式除渣器槽中。熄灭冷却后，炉渣被送入冲击式环形破碎机进行粉碎。

粉碎后的渣滓通过冲洗喷嘴组在除渣通道中用水冲洗，进入挖泥泵站的浆料罐。一个挖泥泵站接收来自两个锅炉的渣滓。

从泵站，渣滓以浆状形式通过渣渣泵经渣渣管道输送到渣渣沉淀池的沉淀室。在沉淀室中沉淀后，水流进入预处理水室，然后通过吸水室和回流水泵，经回流水管输送至重力排渣沟的冲洗装置，从而完成工艺系统的闭环循环。

渣滓经沉淀池脱水后，由门式起重机抓斗运至堆放场或装载至运出电厂的货车和卡车。货车停放在堆放场围墙后的轨道上。卡车装载作业在堆放场进行。

除渣系统由以下部分组成：锅炉除渣装置、挖泥泵站、渣滓沉淀池（两个沉淀室）、回水泵站、高架管道。

3.2.1.8. 辅助锅炉房

辅助锅炉房生产用于加热生活用水、供暖、空调以及为工艺需求和外部热网提供蒸汽的热能。

辅助锅炉房的锅炉为奥波莱发电厂提供备用工艺蒸汽。

辅助锅炉房的锅炉在热需求增加时启动，即机组启动期间以及冬季气温较低时。

辅助锅炉房配备两台燃油锅炉，旨在通过从锅炉控制面板快速启动燃油锅炉，实现工艺蒸汽的快速获取。

两台总蒸汽产量为50 Mg/h的燃油锅炉位于辅助锅炉房建筑西北部，海拔高度为+4.50 m，置于专门为此目的划分的房间内。

辅助锅炉房包括：

- 2台LOOS公司ZFR-X 28000型燃油蒸汽锅炉，热功率17.862兆瓦（每台锅炉额定蒸汽产量25吨/小时），热效率94%，使用轻质燃料油燃烧。锅炉位于锅炉房辅助建筑内，高度为+4.50米，在专门为此目的设计的房间内，配有水脱气站、4台供水泵、2个减压冷却站、污泥分离器、脱盐分离器、排水和冷凝水分离器、2座高26米、直径1.1米的烟囱，锅炉供水系统，2座地下轻质燃料油储罐（每座容量100立方米），位于建筑物西南立面。锅炉房内设102 MWt的供热节点，由1至4号发电机组供应蒸汽。

3.2.1.9. 柴油发电机组系统

柴油机房作为1-4号发电机组和消防水泵站安全负荷的应急电源，由以下部分组成：

- 1号柴油发电机组电力系统，其发电机组安装在140号建筑内，用于为1号和2号机组的特定负荷以及消防水泵房提供应急电源。
- 2号柴油发电站电力系统，其发电机组安装于141号建筑内，用于为3号和4号机组的特定负荷以及消防水泵房提供应急电源。

每台发电机组均由H. Cegielski-Sulzer直喷式柴油发动机驱动（使用柴油燃料）。

每台发动机的热功率为2602千瓦，热效率为41.5%。

柴油发电机组始终保持待命状态（每周进行一次30分钟的控制启动和测试）。

为奥波莱发电厂中央调度室供电的柴油发电机组由GEP-165发电机组组成，该机组由0.35 MWt功率的柴油发动机驱动（燃料：柴油）。

3.2.1.10. 油品管理设施

油类管理设施位于电厂占地面积的东南部分。燃料油、变压器油、涡轮机油及污染油储罐均置于混凝土基坑内，确保在发生任何损坏时能完全截留油液。变压器也采用相同方式进行防护。上述设备中滞留的油品将汇集至污染油储罐，并移交至有资质的外部公司处理。

重质燃料油（燃油）用于1至4号发电机组锅炉的启动和停机过程，以在非稳定状态和功率不足时稳定燃烧过程。重油房的主要任务是根据I型系统为1号和2号机组的锅炉重油装置供油，根据II型系统为3号和4号机组供油。

燃油房工艺系统分为两个系统，是因为燃烧室中采用了不同的燃油喷雾方式。

具体如下：

- 系统I（1号和2号锅炉）——压力喷雾（计划更换为与3号和4号机组相同的系统，即蒸汽喷雾系统），
- 系统II（3号和4号锅炉）——蒸汽喷雾。

燃油库由以下系统组成：

- 用于接收和卸载32辆燃油罐车的卸货坡道，
- 卸货泵用于将燃油从卸货平台输送到任意选定的燃油储罐。
- 2个储罐，每个容量为2000立方米，-向锅炉输送重油，
- 工艺蒸汽压力为1.8 MPa和0.45 MPa。

涡轮机油——在涡轮机循环润滑系统和高速齿轮箱中使用TU-32涡轮机油。目前在电动泵齿轮箱中使用Corvus油。

32. 机油通过铁路或公路运输送至电站。涡轮机油在卸货站卸载后，被输送到三个储油罐（每个容量为50立方米），这些储油罐用于存放用于更换和补充的清洁机油。对于操作油，即来自紧急排放口或维修排放口的油，设有一个容量为50立方米的储油罐。废油或部分废油储存在一个单独的50立方米容量的储油罐中。所有涡轮机油储油罐均为钢制地上储油罐，水平放置，每个储油罐单独置于混凝土基坑中，整个储油罐区由斜坡状油槽围成。储油罐均配备保温层及蒸汽加热装置，用于冬季油品加热，并设有连接各储油罐与涡轮机油泵站的油管系统。

变压器油

变压器油的供应方式为：首次填充变压器时使用铁路油罐车运输，而储备油则通过罐车储存在三个储油罐（每个容量为50立方米）中。废油储存使用一个容量为50立方米的储油罐。变压器油仅用于填充变压器、断路器、互感器等电气设备。为电气设备补充油液时，油液从油料管理大楼内的两个分配罐中提取。

为提高所用油品的质量并最大限度减少废物产生，采用离心机对污染油品进行处理，去除其中的固体杂质和水分。设备处理能力为每分钟70至180升。

3.2.1.11. 水资源管理设施

为确保供水，采用小潘涅河岸取水口。取水用于：

- 蒸汽轮机冷凝器的封闭式冷却系统
- 补充机组的蒸汽-水系统
- 烟气脱硫装置
- 辅助锅炉房供热系统
- 炉渣运输系统
- 消防及生活用水系统（应急）

取水经过初步净化后，直接通过水管输送到发电厂，在为1-6号机组服务的净水站（SUW）进行进一步净化处理，该净水站包括两个基本工艺系统：

- 预处理水站（WUW）
- 脱盐水处理站（SDW）

新建的水处理站为电厂全部六个机组提供服务。该设施的详细描述见第5和第6机组部分。

除正在运行的“新水处理厂”脱盐水处理站外，为满足额外需求，可定期启动并运行原为1-4号机组服务的“旧水处理厂”第三套脱盐水处理系统。

第三套脱盐装置中的脱盐过程通过以下设备实现：

- 强酸性阳离子交换器；
- 配备空气风机和曝气水泵的二氧化碳脱附器；
- 弱碱性阴离子交换器；
- 强碱性阴离子交换器；
- 双离子交换器；
- 辅助设备，如再生交换器、热交换器、离子捕集器、酸罐、碱液罐和泵。

3.2.1.12. 燃料、油品和原材料储罐

- 燃料油（重油）储罐——2x2000 m³
- 涡轮机油储罐——5x50立方米
- 变压器油储罐——4x50立方米，2x5立方米
- 工业油储罐——8x5立方米，4（五格）x1立方米
- 含油废水储罐—1x2.5立方米
- 浓缩HCl（35%）储罐——1x48立方米、4x50立方米、1x25立方米
- NaOH（稀释）储罐——1x5立方米
- 浓缩NaOH（48%）储罐——3x48立方米
- 浓缩NaOH（50%）储罐——1x25立方米
- 稀释盐酸（10%）储罐——1x5立方米

- 石灰石粉储罐 - 3x2300立方米
- 灰烬储存罐 1、2、3 - 3x2000 m³
- 1、2、3号灰烬储罐——33x~16800立方米
- 氢气储罐——4x60立方米
- 氨水储罐（24%）——1x30立方米
- 氨水溶液储罐（1%）——4x1.2立方米，1x11立方米
- 硅酞溶液储罐（3%）——4x1.2立方米
- 甲酸储罐 - 1x25 m³
- TM T-15储罐 - 1x3 m³
- 柴油机房柴油分配罐 - 2x~4m³
- 尿素溶液（40%）储罐 - 3x140 m³
- 轻质燃料油储罐 - 2x100 m³
- 储罐（筒仓）PPR（副产品或反应废物，代码10 01 05）——1x600 m³

3.2.2. 现有5号和6号发电机组及其辅助设备描述

奥波莱电厂现有的工艺流程包括两个发电机组及其配套设备。

5号和6号发电机组由以下主要设备组成：

- BP-2455型粉煤、塔式、流式锅炉，燃料热功率为 1898MWt，效率约为94.8%
- 分段式凝汽轮机：1xWP、1xSP、3xNP
- 氢冷发电机
- 烟囱冷却塔：每台发电机组配备一台冷却塔
- 电除尘器：双段、四区，除尘效率99.8%
- 脱硝装置：采用氨水（浓度24%）作为反应剂的氮氧化物催化还原系统（SCR）
- IOS：湿法脱硫装置，脱硫效率92%。

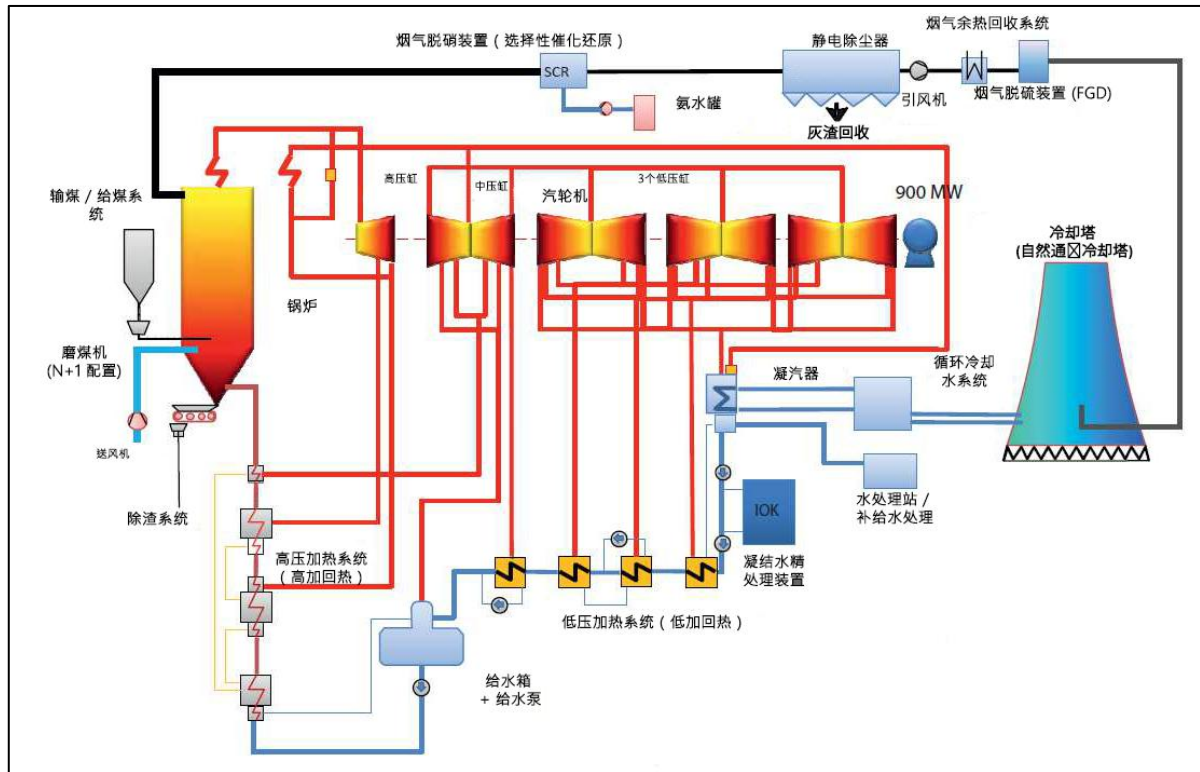


图14 奥波莱电厂900MW机组布局图

5号和6号机组安装的燃煤锅炉为超临界参数的单流道流式锅炉，具有单次二次蒸汽过热功能，在滑压条件下运行。

3.2.2.1. 蒸汽-水循环

每台锅炉均配备水加热器（ECO）、蒸发器（位于燃烧室底部壁面）、四级新鲜蒸汽过热装置及两级二次蒸汽过热装置。为调节蒸汽温度，采用了两级新鲜蒸汽冷却和一级二次蒸汽冷却。为补偿燃烧室整个横截面内废气温度的不均匀性，初级和次级蒸汽过热器被布置在四个平行且横向连接的流道中。

蒸发器燃烧室的壁由倾斜的管道构成。燃烧室顶部的壁由新鲜蒸汽过热器的垂直管道组成。

启动系统也用于锅炉低负荷时的水循环，其设计旨在确保介质通过蒸发器所需的流量。该系统包括蒸汽分离器、平衡罐、循环泵、通往膨胀器的排水管道以及冷凝水排放系统，根据冷凝水质量的不同，冷凝水可排放至冷凝器或冷却水中。

为确保加热表面清洁，因锅炉运行时飞灰沉积，采用了蒸汽吹扫装置和水炮装置。蒸汽吹扫装置用于清洁蒸汽过热器加热表面、SCR催化表面以及旋转空气预热器（OPP）的加热表面。水炮用于清洁锅炉燃烧室壁。

3.2.2.2. 燃烧系统

燃烧室配备有4层切线布置的燃煤燃烧器，燃烧时形成一个旋转的火球。所有层级的燃烧器均安装在燃烧室的四个角上。在正常运行期间，4台磨机中有3台运行，与之对应的4层燃煤燃烧器中有3层运行。锅炉配备湿式除渣器。

燃烧室配备有4层蒸汽雾化燃油燃烧器（每层4个燃烧器），在机组启动（启动）和停机（关闭）时运行。燃油燃烧器的总热功率相当于WMT-WN（最大持续热效率-额定工况）锅炉热功率的35%。

四台煤磨机分别向燃烧室相应层级的对应燃煤燃烧器输送煤粉空气混合物。采用带动态分离器的辊式磨机。

初级空气在旋转式空气加热器（OPP）中部分加热后，通过两台初级空气风机（WPP）输送至锅炉。一次空气用于干燥和输送粉尘空气混合物至燃烧室的粉尘（煤）燃烧器。

二次空气通过两台燃烧空气风机（WPS）输送至燃烧室。空气根据总燃烧参数（包括燃烧器运行状态信息）分配至各燃烧器。

为满足废气质量要求，部分二次空气通过后燃空气喷嘴（OFA）输送到燃烧室。

3.2.2.3. 废气-空气系统

废气-空气系统由2条废气通道和2条空气通道组成。燃烧空气通过2台燃烧空气风机（WPS）和2台一次空气风机（WPP）输送。二次空气在2台蒸汽空气预热器中加热，而一次空气和二次空气则在2台旋转空气预热器（OPP）中加热。离开锅炉的废气在旋转式空气加热器（OPP）中冷却，同时通过流动的燃烧空气进行加热。废气在电除尘器中清除大部分固体颗粒，通过2台废气风机（WS）吸入，流经废气脱硫装置（IOS）后，通过冷却塔排放到大气中。

为防止燃烧空气从燃烧空气风机（WPS）出口处冷却至露点以下，安装了蒸汽空气加热器（PP），用于在进入旋转空气加热器（OP）前对二次空气进行预热。蒸汽空气加热器主要利用蒸汽冷凝热来加热流过的二次空气。

5号和6号机组净电效率：45.5%。

3.2.2.4. 锅炉催化脱硝装置（SCR）安装

为减少燃料燃烧产生的氮氧化物（NO、NO₂）含量，在锅炉排气通道中安装了含尘废气脱硝装置。该装置按以下方式运行：采用选择性催化还原法（SCR）在排气通道中进行处理。

该系统由排气通道和排气净化组件构成。在排气出口处，烟气被引导至锅炉上部进入脱硝装置。经过氨水喷射系统（氨水通过蒸发获得）后，废气被引导至反应器（通过催化剂），然后进入空气预热器和电除尘器，最后进入废气脱硫装置和冷却塔。

废气脱硝装置（SCR）由以下子系统组成：

- 喷射前氨制备系统
- 排气通道中的DeNOx装置
- 脱硝反应器
- 监测设备（运行测量）。

3.2.2.5. 锅炉废气除尘装置

在SCR装置进行脱硝处理后，废气进入除尘工序。每台锅炉配备两台电除尘器，采用2x50%（单排废气运行时为60%）的配置，安装在锅炉房建筑外部，位于旋转式空气预热器（OPP）与废气风机之间。

每个电除尘器由4个区域和10个部分组成。每个电除尘器的第一个区域由4个部分（平行排列）组成，而最后三个区域各由2个平行排列的部分组成。

粉尘在电除尘器中通过电场作用下转移和聚集而沉淀。收集的粉尘随后从电极上抖落。用于转移和收集粉尘的电场由高压电源产生。收集的粉尘被输送到锅炉除灰系统，作为废物或副产品处理。

3.2.2.6. 烟气脱硫装置（IOS）

经过脱硝装置和电除尘器处理后，废气进入脱硫工序。每个机组均配备两台废气风机（WS）和一台专用吸收器。

通往位于建筑物外部锅炉房吸收器的排气管道始于安装在每个排气扇出口处的截止阀。锅炉产生的废气通过高强度耐腐蚀钢制入口管引入吸收器底部，该材质可抵御吸收器内部干燥废气与湿润环境接触产生的腐蚀。

流经吸收器的废气立即被吸收悬浮液冷却以去除二氧化硫；通过喷嘴喷射的悬浮液沿着与废气流动相反的方向向下沉降。在废气脱硫装置中，石灰石被用作吸附剂，最终产物为石膏。由于废气与悬浮液直接接触，离开吸收器的废气被冷却至饱和温度。因此，每个吸收器的废气通道均采用GRP（玻璃纤维增强塑料）材料制成，该材料能抵抗酸性湿废气的影响。

石灰石粉浆通过专用泵从浆料罐输送至吸收器。石灰石-石膏浆料由循环泵循环输送，其流速保持恒定，而石灰石粉浆的流量则通过调节阀控制。每个吸附器配备有石膏排放系统。

石膏悬浮液接收泵将悬浮液输送至水力旋流器，在那里进行石膏的初步脱水，然后将石膏进一步泵送到两个机组共用的石膏悬浮液储罐，从那里将悬浮液输送到自动预留系统中的离心机系统。

采用离心机进行石膏脱水处理，可将石膏脱水至最低8%的含水率。共使用10台离心机，其中6台在基座上运行，4台作为备用。来自两个烟气脱硫装置（IOS）的原始废水持续排入两个单元共用的烟气净化装置（IOS）废水预处理厂，该厂是IPPC装置的一部分。

3.2.2.7. 废气管道

原始烟气通道——通往吸收器的烟气通道始于排烟风机排气阀。排气阀安装在每台排烟风机的出口处。每台发电机组均安装有2台排烟风机。排气阀后方，两条通道合并为一条。通道由合金钢制成。挡板为百叶式双层结构。

净化废气通道——用于将吸收器中的废气输送至冷却塔。由于吸收器中悬浮物与废气密切接触，离开吸收器的废气被冷却至其绝热饱和温度。吸收器通道由耐酸纤维增强塑料（GFK）制成。

3.2.2.8. 水资源管理

如前所述，奥波莱电厂采用共同取水系统，经初步处理后，水通过管道输送到电厂区域，在水处理站（SUW）进行进一步处理。水处理站由两个主要工艺流程组成：

- 水预处理站（WUW）
- 脱盐水处理站（SDW）。

预处理水处理装置（WUW）由四个相同的工艺流程组成，每个流程包括：

- 预过滤
- 用二氧化氯氧化水，
- 凝结、絮凝、
- 压力浮选
- 在无烟煤砂床上的快速过滤。

每个工艺流程均可独立完成水处理过程，包括上述各个组成部分。

SDW水脱盐工艺流程包括：

- 预过滤、
- 超滤，
- 两级反渗透
- 双离子交换。

SDW水处理的原料是经WUW装置预处理的水。在WUW和SDW处理后的水被输送到电厂的各个循环系统。

3.2.2.9. 冷却水循环

在5号和6号机组中，安装了独立于每个机组的封闭式冷却循环系统，该系统利用冷却塔进行冷却。机组运行过程中产生的废热通过冷凝器和循环水冷却器传递至主冷却水系统。单台905MW机组的冷却水泵站由两个完全相同的系统组成，每个系统容量为50%，配备有阀门、带清洗器的格栅、旋转筛、带叶轮角度调节功能的冷却水泵以及安装在泵压送管道上的截止阀和止回阀。

3.2.2.10. 烟囱冷却塔

5号和6号机组的冷却塔由预处理水站供应补充水。冷却塔的作用是将冷凝器中水吸收的废热通过热交换过程传递到大气中。此外，冷却塔烟囱还用于排放脱硫装置处理后的废气（冷却塔是奥波莱电厂5号和6号机组装置的主要气体和粉尘排放源）。

在冷凝器中加热的水被泵送到冷却塔，在那里通过水分离器均匀地分配到冷却塔内部的喷淋器区域。水通过与从冷却塔底部逆流而上的空气直接接触而冷却。空气在冷却塔内流动的驱动力来自冷却塔内外空气密度的差异，从而形成烟囱效应。热量传递过程通过对流和蒸发实现。

自然通风冷却塔在所有热负荷状态下均能确保正常运行，无论冬季还是夏季，与开放式冷却循环相比，可最大限度地减少运行问题和水消耗。此外，为降低冷却塔的水消耗，安装了特殊的飞溅消除器，可回收被空气卷走的水滴。

从生态角度来看，烟囱式冷却塔的使用不会通过排放冷却水导致河水升温，从而对维持水生生态系统的良好状态产生积极影响。

3.2.2.11. 供煤系统

煤炭通过铁路运输运抵奥波莱电厂。煤炭从卸货点通过槽式皮带输送机以如下方式进行输送：

- 运往煤炭堆场；
- 直接输送到5号和6号机组锅炉旁料斗。

在堆场安装了两台新型装卸机，可将煤炭从皮带输送机装载至堆场，并从堆场收集煤炭，将其卸至指定输送机，以便进一步运输至机组（新建或现有）。

煤炭通过输送机输送到锅炉旁料仓。使用卸煤犁将煤炭卸入各个锅炉旁料仓。

供煤系统包括以下主要设备：

- 翻车机；
- 可移动式轮式清扫机；— 皮带输送系统；
- 场地机械；
- 附加设备：秤、煤炭取样器、电磁分离器、金属探测器。

现有的铁路基础设施已进行改造，以满足新机组额外煤炭运输需求（约400万吨/年）。在奥波莱发电厂分部的现有规划中，已预留必要区域——硬化煤场面积扩大至92,500平方米。

3.2.2.12. 除灰系统

从电除尘器漏斗收集的灰烬通过气动输送至专为5号和6号机组设计的灰烬储存罐ZMP1、ZMP2和ZMP3，其容量分别为27000立方米³ 每个容量为2000立方米的4号和5号灰渣储存罐，位于中央灰渣装载站。在此处，灰渣被装载到铁路罐车、卡车罐车和自卸卡车上，运出奥波莱发电厂。

5号和6号新机组的除灰装置通过技术性高架桥与1-4号机组的现有除灰装置相连，用于运输灰烬，这使得不符合商业灰烬质量标准标准的灰烬能够单独收集。

5号和6号机组的电除尘器下方设有SW1和SW2灰渣输送站，配备储罐泵系统，可从电除尘器料斗收集灰渣，并通过气力输送至：

- ZMP1、ZMP2、ZMP3灰烬储存罐；
- 4号和5号灰渣蓄水池；
- 现有2号灰渣储存罐（在不符合PN-EN 450-1:2009和PN-EN 197-1:2002标准规定的质量标准的情况下）。

ZMPI、ZMP2和ZMP3储罐在新型锅炉以额定功率运行且使用最差参数的煤炭燃烧时，均可确保至少两周的灰烬储存。

ZMP 1、ZMP2和ZMP3储罐均配备完整的装载系统：

- 装料系统；
- 除尘装置；
- 卸料系统；
- 储存灰烬再循环系统。

4号和5号灰渣储存罐的卸料装置可同时为两个铁路罐车（四球罐）、一个公路罐车和一个自卸车进行装载。向汽车装载灰渣可采用“干法”（罐车）和“湿法”（敞开式自卸车）两种方式。

3.2.2.13. 除渣系统

炉渣是煤炭燃烧过程中产生的主要废物之一。燃烧产生的炉渣从除渣器经双向滑槽输送至破碎系统，或紧急转移至轮式运输设备。每台锅炉均配备两套破碎系统，一套运行中，一套备用。每个系统均由预破碎机和主破碎机组成。破碎系统及接收炉渣的输送机的处理能力为50吨/小时，比除渣机的处理能力高出20%。随后，破碎后的渣料通过抓斗输送机输送到带式输送机系统（备用）。带式输送机系统由5号和6号机组共用。

通过皮带输送机，炉渣被运送到可提供30天储存的仓库。炉渣的卸载由门式抓斗完成，该设备沿整个仓库长度运行，并与单条皮带输送机协同工作。从仓库出发，通过皮带输送机将炉渣运送到卡车装载站。

炉渣运输和储存系统的控制系统位于靠近飞灰卸料站的共同控制室。卡车装载控制由位于炉渣装载大楼内的独立控制室进行。

3.2.2.14. 石膏运输和储存系统

在湿法脱硫装置中生产的石膏通过皮带输送系统从离心机中取出，并输送至现有的公共石膏仓库。每条离心机生产线脱水的石膏由专用皮带输送机接收。离心机下方安装有两条皮带输送机，每条生产线各一条。上述输送机将石膏通过滑槽输送至两条转运输送机。然后，转运输送机通过滑槽将脱水石膏输送到两个现有的GIA和GIB输送机（视其可用性而定），将石膏输送到仓库。所有石膏输送机均按两倍于单个生产单元流量的设计标准进行设计，即两个生产单元石膏产量的总和。这样一来，输送系统便拥有100%的冗余容量。这样，运输系统拥有100%的备用容量。

3.2.2.15. 柴油发电机组

5号和6号机组各配有一台柴油发电机，每台发电机功率为1.6 MVA，以柴油为燃料。此外，冷却水和消防水泵房还安装了4台消防泵，由柴油发动机驱动，每台热功率（燃料）为0.295 MWt。柴油机房和水泵都会向空气中排放少量气体和粉尘。

3.2.2.16. 油品管理

位于奥波莱发电厂东南部的石油经济设施为1-6号机组共用。

5号和6号机组共用的燃料油储存和分配系统由螺杆输送泵（3×100%）组成，这些泵将油从储油罐（2×1000 m³）输送至锅炉。³）。油分配系统将油以适当压力输送至锅炉的二级油泵，油由此分配至燃油燃烧器。多余的油被送回储油罐。2 x 1000 m³的储油罐可使用卸油螺杆泵（3 x 100%）从铁路油罐车和卡车油罐车中注油。

3.3. 技术装置的整体拆除工作范围

该项目的设计理念是，在对燃煤锅炉进行第四代反应堆改造时，保留现有运行系统的涡轮岛及所有配套基础设施。

第四代反应堆计划建在现有燃煤锅炉的位置。所有锅炉附属系统、加煤系统、一次和二次空气输送系统以及废气净化和排放系统也可能被列入拆除范围（因为需要腾出空间建造反应堆）。6号机组锅炉系统的拆除资格将很大程度上取决于其与5号机组的相互关联性。下图标注了6号燃煤机组的基础设施区域，该区域可分为两类设施：被列为拆除对象的设施，以及将被利用或改造以整合至KP-FHR第四代核反应堆系统的设施。

可用于奥波莱电厂脱碳投资的设施和设备包括所有与燃煤无关的设备和基础设施。该类别包括：

- 蒸汽轮机及发电机
- 电气设备、变压器、配电室
- 冷凝器冷却系统及烟囱冷却塔
- 道路及铁路运输基础设施
- 停车场
- 主设备及辅助建筑

6号机组（905MW）需拆除及/或腾出建设用地的设施：

- 6号机组锅炉房
- SCR脱硝装置
- 湿法脱硫装置，包括：
 - 带辅助风扇的废气通道系统。
 - 石灰浆制备系统。
 - 吸收器。
 - 石膏脱水系统。
 - 废气净化过程中废水净化系统。
- 废气排放系统（电除尘器、废气管道）。
- 6号机组配套的加煤系统（连接5号和6号机组机房上方加煤廊道与6号机组锅炉房的加煤廊道——配备犁的输送带，为6号机组供煤）。

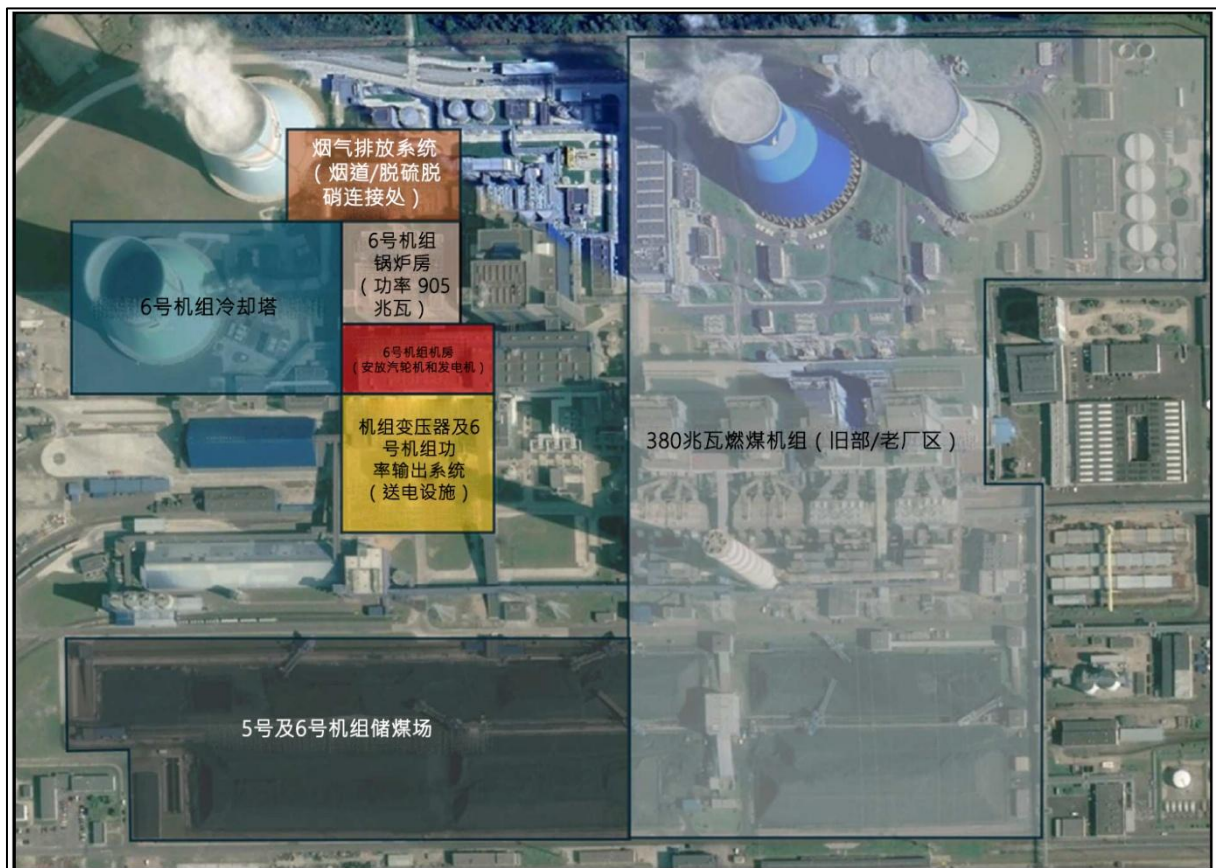


图15 奥波莱电厂主要设施位置图

5号和6号机组共用的技术系统/设施，需予以保留：

- 给煤系统
 - 煤场及卸煤系统（翻车机）。
 - 从煤场向5号和6号机组供煤的主供煤廊道。
 - 机房上方的给煤廊道（为5号和6号机组供煤的反向输送机）。
- 除灰系统
 - 共同 管道/天桥 管道 运输 气动 5号和g号机组电除尘器产生的灰烬至2、4、5号灰烬储存罐以及ZMP1、ZMP2和ZMP3储存罐。
 - 2、4、5号储灰罐。
 - ZMP1、ZMP2和ZMP3储存罐。
- 除渣系统
 - 5号和6号机组共用的渣带式输送机架，用于将渣运往渣门式仓库。
 - 带装载系统的渣滓门式仓库。
- 石膏运输和储存系统
 - 石膏输送机的共同天桥，从离心机通往石膏仓库。
 - 石膏仓库（1-6号机组共用）配有汽车或火车装载系统。
- 油料系统
 - 位于奥波莱电厂东南部的油品管理设施为1-6号机组共用。
 - 2个1000立方米的储油罐及卸油系统。

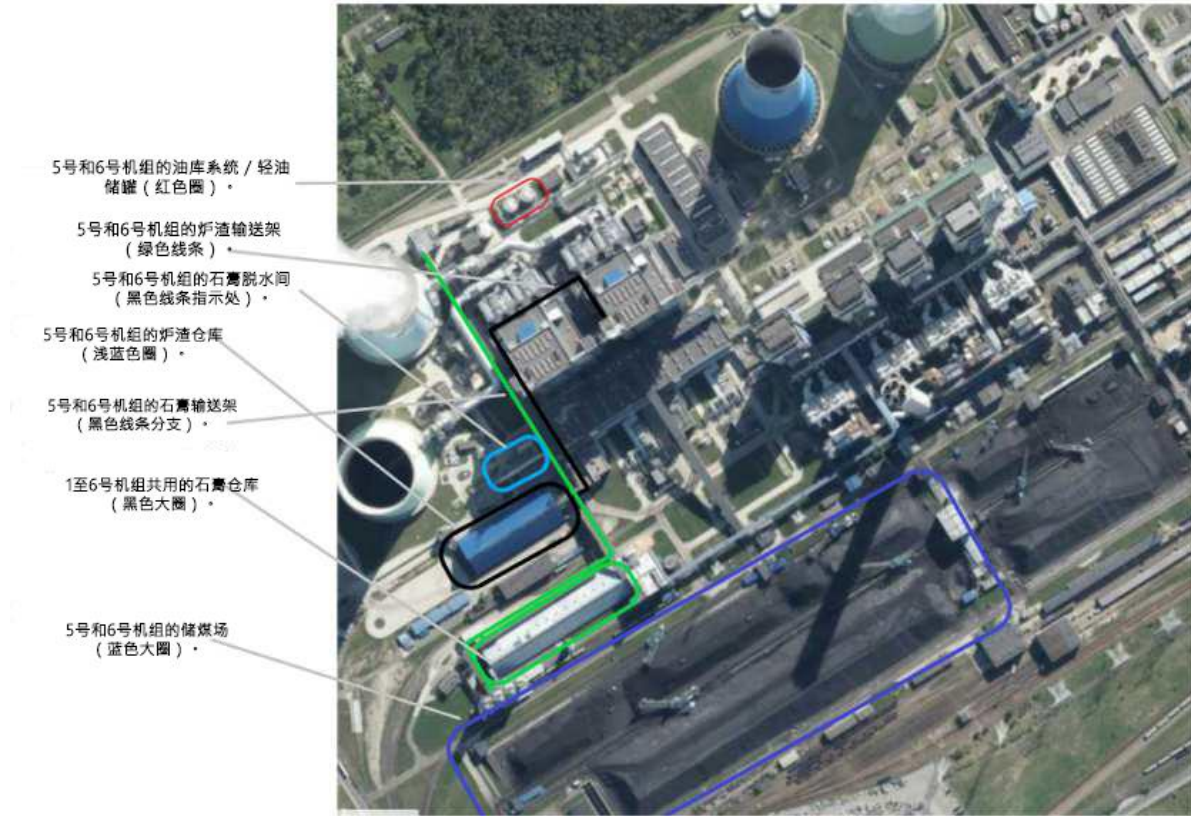


图16 第5和6号机组共用的工艺系统/设施，需予以保留

现有机组中主要被列入拆除（或改造）范围的建筑物是6号锅炉房，这源于项目最初的设计方案，即对燃煤机组进行改造，用第四代核反应堆或核反应堆系统取代锅炉岛。

3.4. 奥波莱 电厂电气系统

3.4.1. 发电厂的设施部分

奥波莱发电厂建于1993-1997年，由四（4）台发电机组组成，每台功率<400兆瓦（1-4号机组），随后在2019年扩建了两台机组（5-6号机组），总功率为2×900兆瓦。

表7 奥波莱电厂机组总体特征

编号	1号机组	2号机组	3号机组	4号机组	5号区块	6号楼
竣工年份：	1993	1994	1996	1996	2019	2019
功率 [MW]	386	383	383	380	900	900
电压等级 [kV]	110	110	400	400	400	400

1-4号机组的电力系统目前已有约三十（30）年历史，在“煤转核”项目实施的时间框架内，预计无法在新运营模式下继续使用这些系统进行未来数十年的运行。

5-6号机组的技术基础设施由于使用年限较短（到2040年将达到21年），有可能成为实施电力输出系统和满足“煤转核”项目自身及整体供电需求的基石。

5-6号机组的主电气系统由以下部分组成：

- 两台（2）功率约为1230 MVA、电压约为27 kV的发电机，每台均配备发电机断路器；
- 两套（2）单相机组变压器（每台机组三（3）台），每台功率约450 MVA，以及一台备用机组
- 两台（2）采用GIS技术的400千伏机组断路器，位于机组变压器前沿的专用建筑内。
- 两条（2）400千伏架空线路，连接发电厂与400千伏Dobrzeń变电站，
- 四台（4）分接变压器——每组（2）台为三绕组变压器，容量
~90/45/45 MVA，
- 10千伏自用及通用配电室
- 两台（2）变压器 供电 备用 —— 三绕组， 功率
~90/45/45 MVA，电压为110/10/6 kV，为5-6号机组和1-4号机组提供6 kV电压的备用电源。

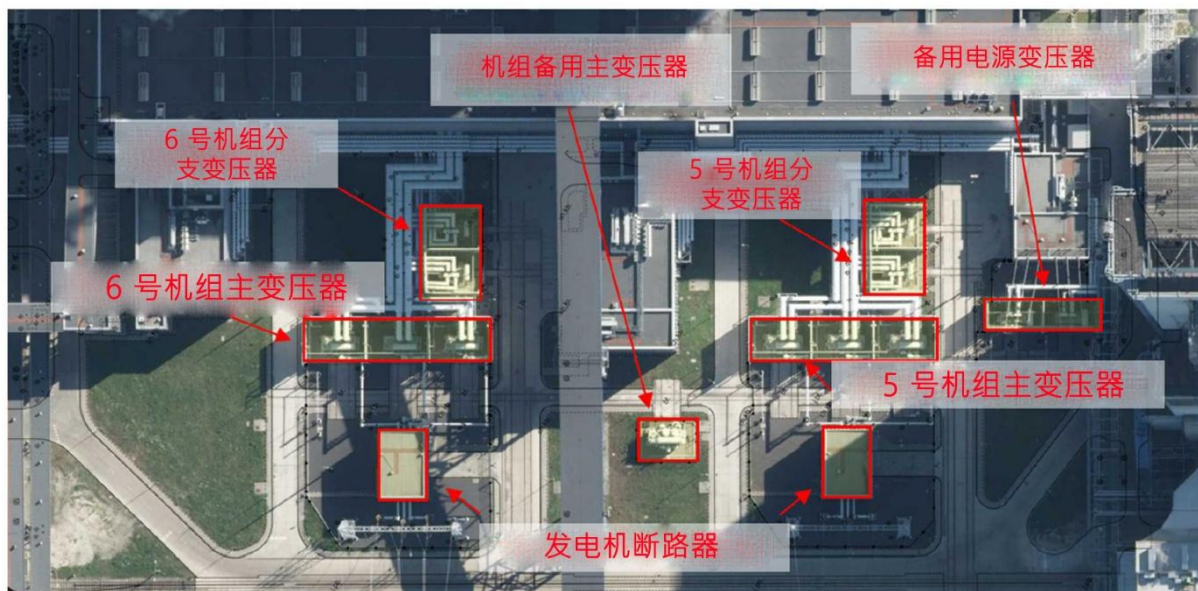


图16 奥波莱电厂5、6号机组输电线路航拍图。（来源：geoportal.gov.pl）

3.4.2. 线性部分

电力线路，特别是高压和超高压线路，其使用寿命超过50年，在正常操作条件下，其使用寿命还可以大大延长。鉴于此，我们认为在“煤炭转核能”项目中，完全有可能利用奥波莱电厂现有的所有高压和超高压线路基础设施。

在现有发电机组停运后，可识别线路可用性：

- 1号机组110千伏架空线路，
- 2号机组110kV架空线路，
- 3号机组400kV架空线路，
- 4号机组400kV架空线路，
- 5号机组400千伏架空线路，
- 6号机组400千伏架空线路，
- 1号、2号机组110千伏架空备用电源线路
- 3、4号机组110千伏架空备用电源线路
- 5、6号机组110千伏架空电缆备用电源线路

由于奥波莱电厂的技术布局，1-4号机组的电力输出端位于与多布热恩变电站相对的位置。这导致必须绕过/跨越电厂建筑物。机组线路沿锅炉房右侧（背对SE Dobrzeń变电站）延伸，进入门架后越过机组电除尘器系统，在煤场前的电杆处进入，随后线路进入煤场后方（轨道后方）的电杆，继续延伸至SE Dobrzeń前方的电杆，最终抵达专用的110和400千伏配电场。

由于建造时间的原因，1至4号机组的输电线路可能不符合当前架空线路设计规范的要求。

5号和6号机组的电力输出从Dobrzeń变电站侧实现，因此无需在电厂锅炉房/机房上方架设线路。线路从煤场上方经过，然后通往Dobrzeń变电站专用的400千伏开关场。

110千伏备用电源通过位于电厂东南部的110千伏开关站实现，该开关站是通往多布热恩110千伏开关站的110千伏架空线路的终点。

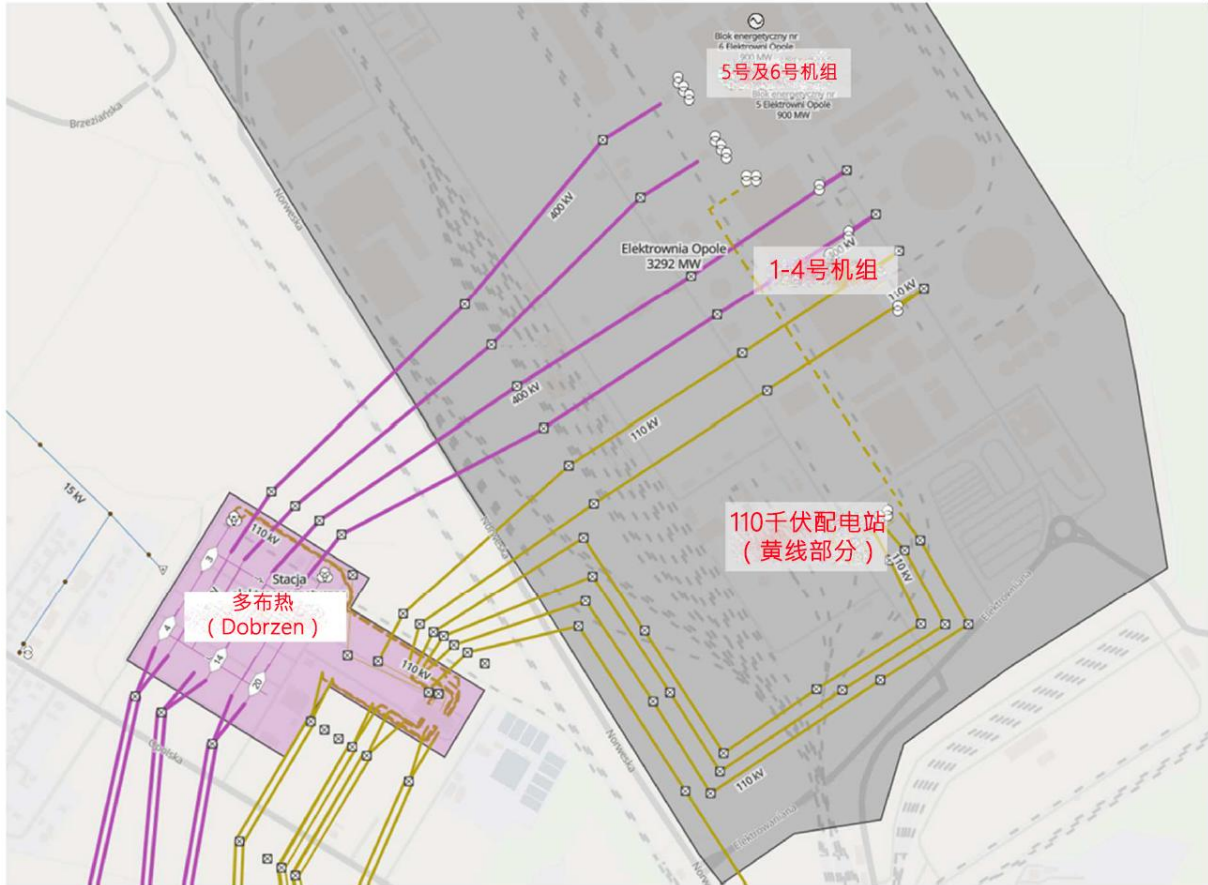


图17 奥波莱电厂的电力输出和备用电源输电线路。

(来源：开放基础设施地图)

3.4.3. 奥波莱电厂与国家电网的连接点——Dobrzeń变电站

SE Dobrzeń变电站位于奥波莱省奥波莱市以北的Dobrzeń镇，毗邻奥波莱发电厂，是国家电力系统（KSE）的重要组成部分之一。

该变电站由400千伏开关站和110千伏开关站组成，归波兰电网公司（PSE S.A.）所有（输电系统运营商）。400千伏开关站采用3/2断路器配置的架空式结构。110千伏开关站为室内GIS开关站。

多布热尼变电站400千伏开关室（根据《2025-2034年满足当前及未来电力需求发展规划》——PSE）将通过8条400千伏线路与国家电网连接，其中两条向南通往新建的Wrzoski变电站，两条向东南通往Blachownia变电站（Kędzierzyn Koźle），两条向西延伸至Lewin变电站，以及两条向北延伸至Pasikowice和Ostrów Wielkopolski变电站。

该电站与电力系统的紧密连接，一方面确保了通过该节点传输大量电力的良好潜力，另一方面，由于计划在该国北部进行大规模发电（与南部放弃常规能源相关），北南向的“宏观”电力流动限制了该电站向系统注入额外发电能力的潜力。（这与南部传统能源的淘汰有关）。



图18 多布热恩变电站

近年来，110千伏开关站已完成现代化改造，由架空绝缘开关柜（AIS）改建为室内气体绝缘开关柜（GIS），并符合运营商的现行标准。

400千伏开关站已进行现代化改造，并符合运营商的现行标准，该改造是在连接奥波莱电厂5号和6号机组时进行的，包括更换400千伏开关站已报废的原始设备，并新建了二次和辅助电路。

未来几年内，计划将总功率为350兆瓦的光伏电站接入多布热恩变电站，并安装新的400/110千伏自耦变压器，这将涉及对变电站进行现代化改造/扩建，增加额外的400千伏场区。

3.4.4. 的其他电力系统

奥波莱发电厂与国家电网运营商 PSE 的系统建立了电信连接。这些系统可用于“煤炭转核能”项目框架内现代化发电厂的建设。

3.5. 水务基础设施（非技术）

供水与污水处理基础设施水务与污水处理（除技术）在水厂奥波莱区域 特别是在厂区内部构建了以下网络和设施：

- 饮用水和消防用水；
- 雨水和工业污水管道系统，包括机械化学污水处理厂和一条将所有污水排入奥得河的共同出口（水设备）；
- 生活污水系统，包括机械生物污水处理厂及所有污水汇入奥得河的共同排放口（水处理设备）。

3.6. 建筑基础设施

3.6.1. 现有道路基础设施布局描述

通往奥波莱发电厂的区域有两个入口大门。其示意性位置如图所示

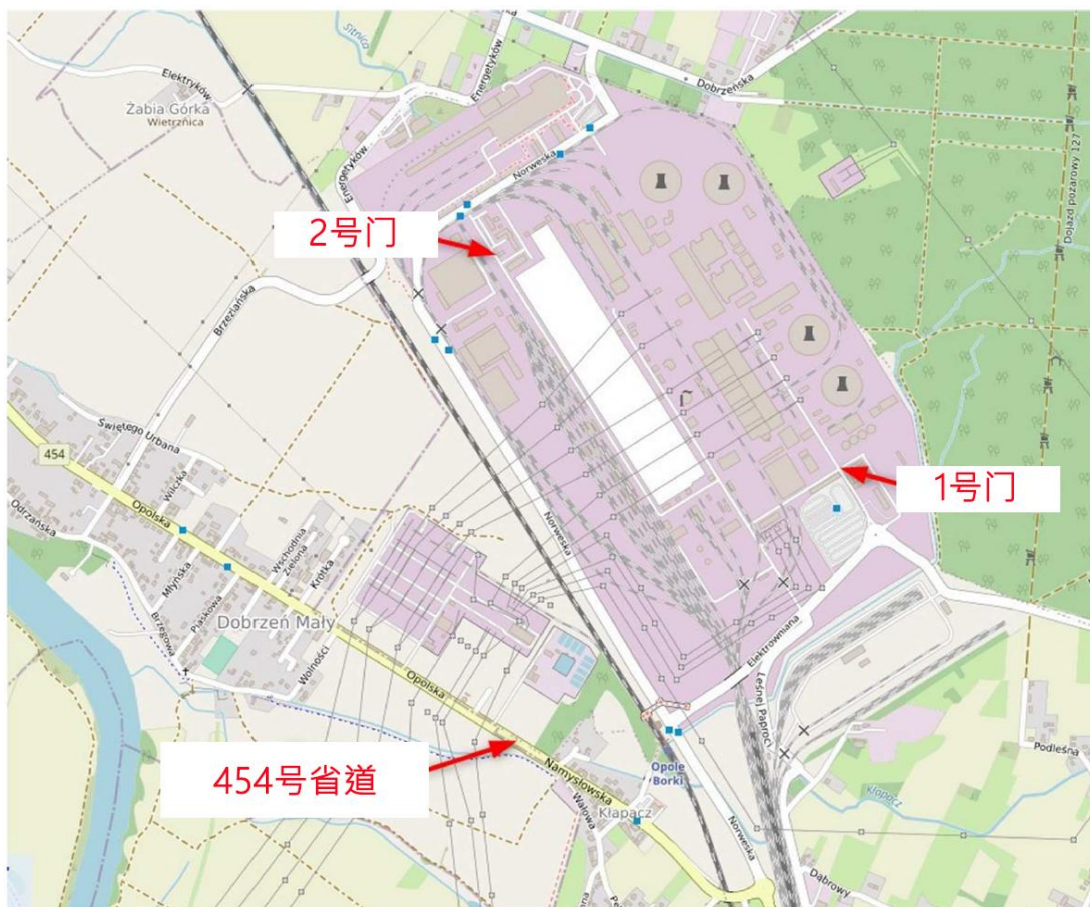


图19 奥波莱发电厂入口布局

7 <https://www.geoportal.gov.pl/>

电厂内设有厂内道路系统，包括人行道、停车场和堆放场。⁸

奥波莱发电厂周边分布着公共道路网络，包括：国道和省道：

- 省道454号
- 45号国道
- 46号国道
- 94号国道
- A4高速公路

道路网络如图所示

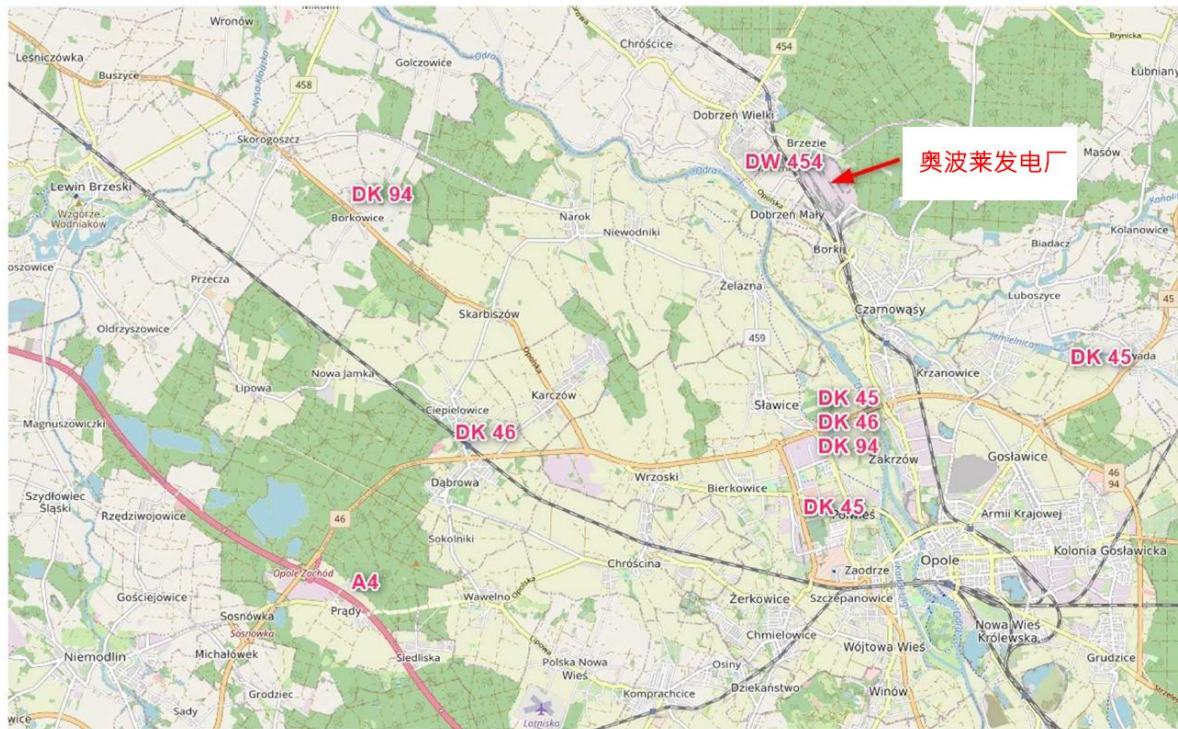


图20 下奥波莱发电厂区域道路布局

3.6.2. 现有 铁路系统描述

公共铁路线

277号铁路线——电气化、单轨和双轨、连接奥波莱格罗绍维采与弗罗茨瓦夫布罗霍夫车站的一级铁路线。该线路穿越下西里西亚省和奥波莱省，以及弗罗茨瓦夫县、奥拉瓦县、布热斯克县和奥波莱县。该线路供货运列车和客运列车使用。被列为国家重要线路⁹

⁸ <https://www.geoportal.gov.pl/>

⁹ https://pl.wikipedia.org/wiki/Linia_kolejowa_nr_277

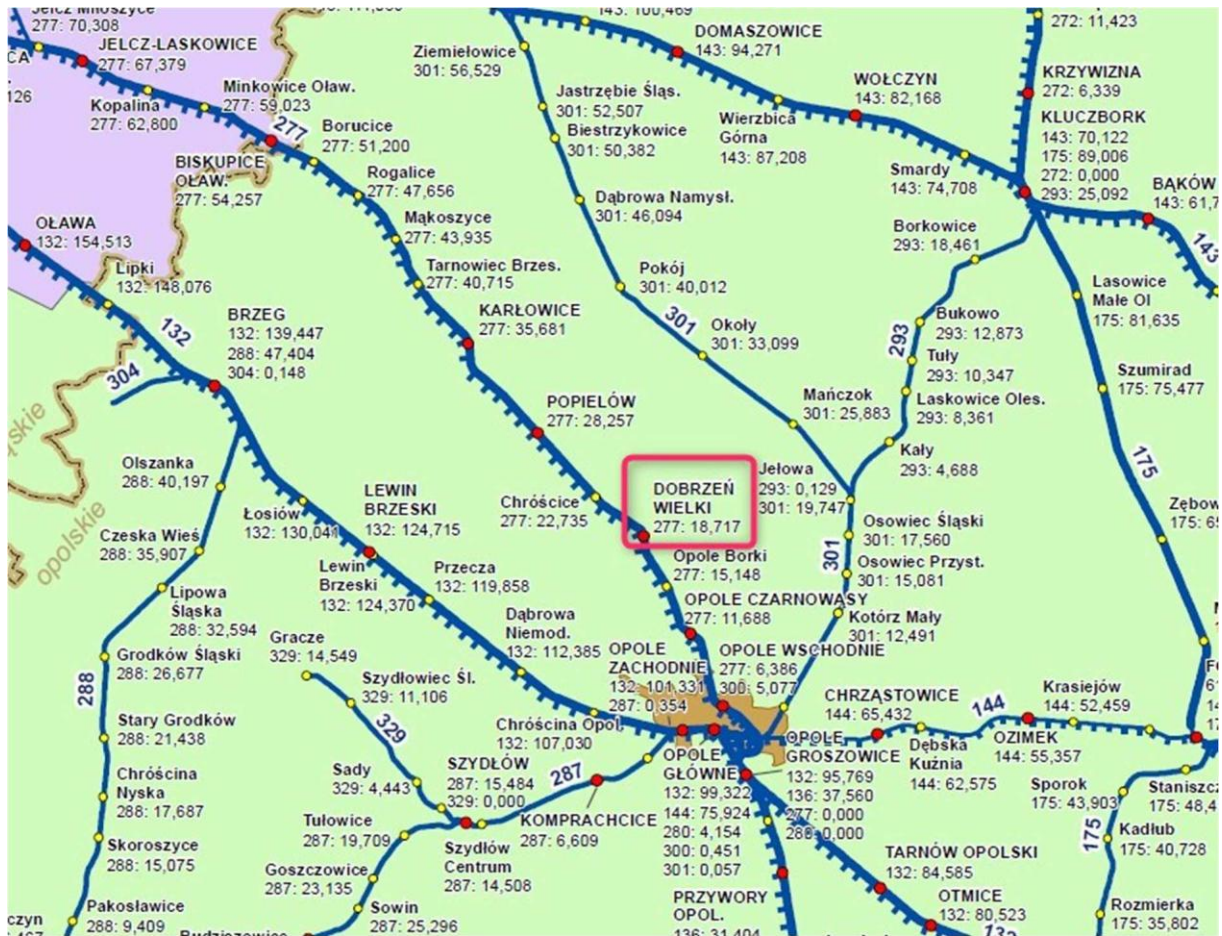


图21 奥波*发电厂区域国家铁路线示意图10

厂内铁路线

电厂内设有铁路轨道系统，通过277号线路与波兰铁路系统相连

10 <http://mapa.plk-sa.pl/>

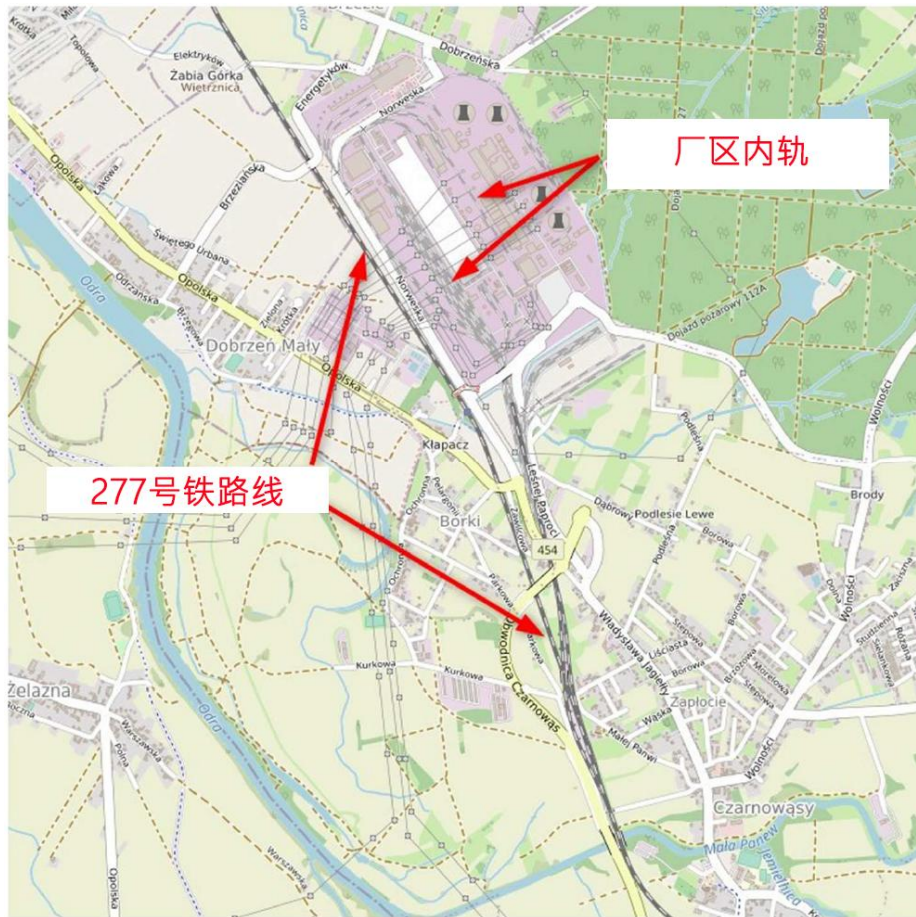


图22 奥波莱发电厂铁路线路示意图¹¹

3.6.3. 地质条件与水文条件描述

地质条件

地质条件基于公开资料进行描述。¹²

该区域位于前苏台德褶皱带及奥波莱盆地东北部。在古生代地层中分布着三叠纪和上白垩纪地层，更深处则有二叠纪砂岩、下石炭纪灰岩与页岩以及寒武纪-前寒武纪片麻岩。

从地层学角度来看，这里存在从前寒武纪到第四纪的岩层：

- 前寒武纪-寒武纪：深层片麻岩（如Wrzoski）；
- 石炭纪：含植物印痕的页岩和砂岩（如Astero calamites），
- 二叠纪：砂岩、砾岩、凝灰岩和凝灰岩（流纹岩凝灰岩），
- 三叠纪：斑驳砂岩、白云岩、石灰岩和石膏岩（下三叠纪），贝壳石灰岩（中三叠纪），以及凯普泥岩（上三叠纪），
- 上白垩纪：富含动物化石的泥灰岩和石灰岩（森诺曼期-孔亚克期），

¹¹ <https://www.geoportal.gov.pl/>

¹² <https://geologia.pgi.gov.pl>

- 新生代：主要为含褐煤夹层的粘土、砂砾、砾石
- 第四纪：主要为河流、冰川和风成沉积物，形成奥得河及其支流的河谷阶地。

该地区受到冰川作用和河流活动的影响，地形变化显著。这里有沟壑、沙丘、阶地以及人类活动遗迹（采石场、粘土场、路堤）。

水文条件

该地区拥有发达的水系网络。奥得河是主要河流，其河谷占据了该地区西北部的大部分区域。奥得河有众多支流汇入，包括小帕涅夫河、布里尼察河、普罗什科夫溪和马利纳河。历史上，奥得河曾形成庞大的内陆三角洲，其支流环绕着白垩纪遗留的孤立岩体。如今仅存主支流，其余支流已形成淤积河道，部分蓄水或改作养殖池塘。该区域还包含人工开凿的运河（如乌尔加运河），这些运河为防洪和航运而建。河流阶地，特别是洪泛区和洪泛区外缘，起着天然过滤走廊的作用。地下水主要存在于第四纪砂砾沉积物中。更深的含水层位于三叠纪地层（白云岩和石灰岩）以及二叠纪和石炭纪砂岩中。其厚度和质量取决于岩性与地壳构造。某些区域的水体呈承压或自流状态。河谷地区的地下水位较浅，常出现沼泽化现象。黏土和粘土台地区域的含水量较低。沙质地区地下水位波动较大。该地区水文条件重要，设有若干取水口。水文条件的多样性源于地质构造以及冰川和河流的活动。水文地质研究表明，存在充满含水沉积物的沟槽结构。



图23 基岩勘探点位置3

地基具有分层结构，成分多样。既有压实砂，也有硬塑性粘土、塑性粘土、粉砂岩和软岩（泥灰岩）。

13 <https://geologia.pgi.gov.pl>

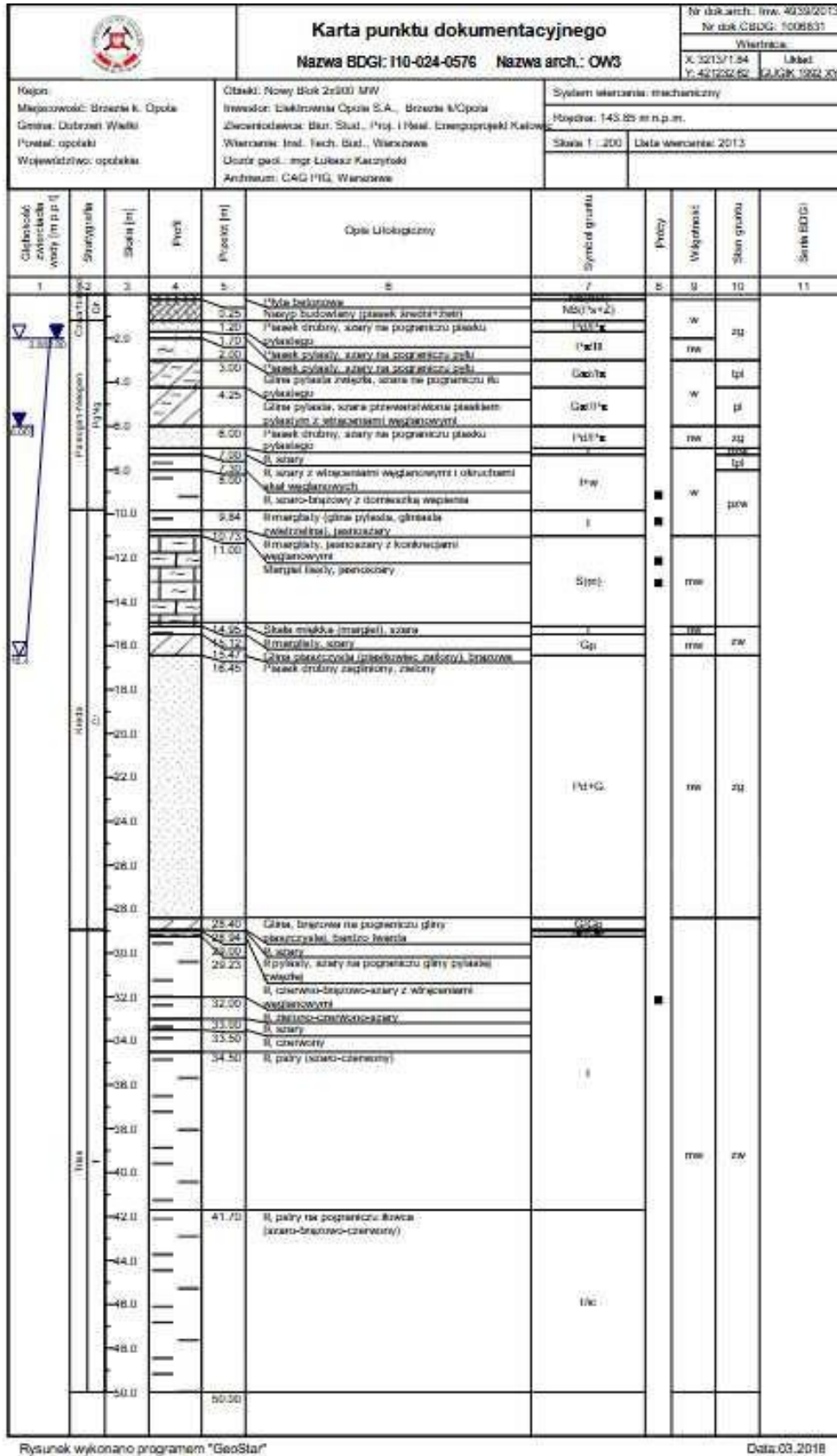


图24 奥波莱发电厂现有建筑区域地基勘探示例卡¹⁴

¹⁴ <https://geologia.pgi.gov.pl>

3.6.4. 洪水风险识别

奥波莱电厂所在区域位于洪水风险区之外（Q1%，即百年一遇）。

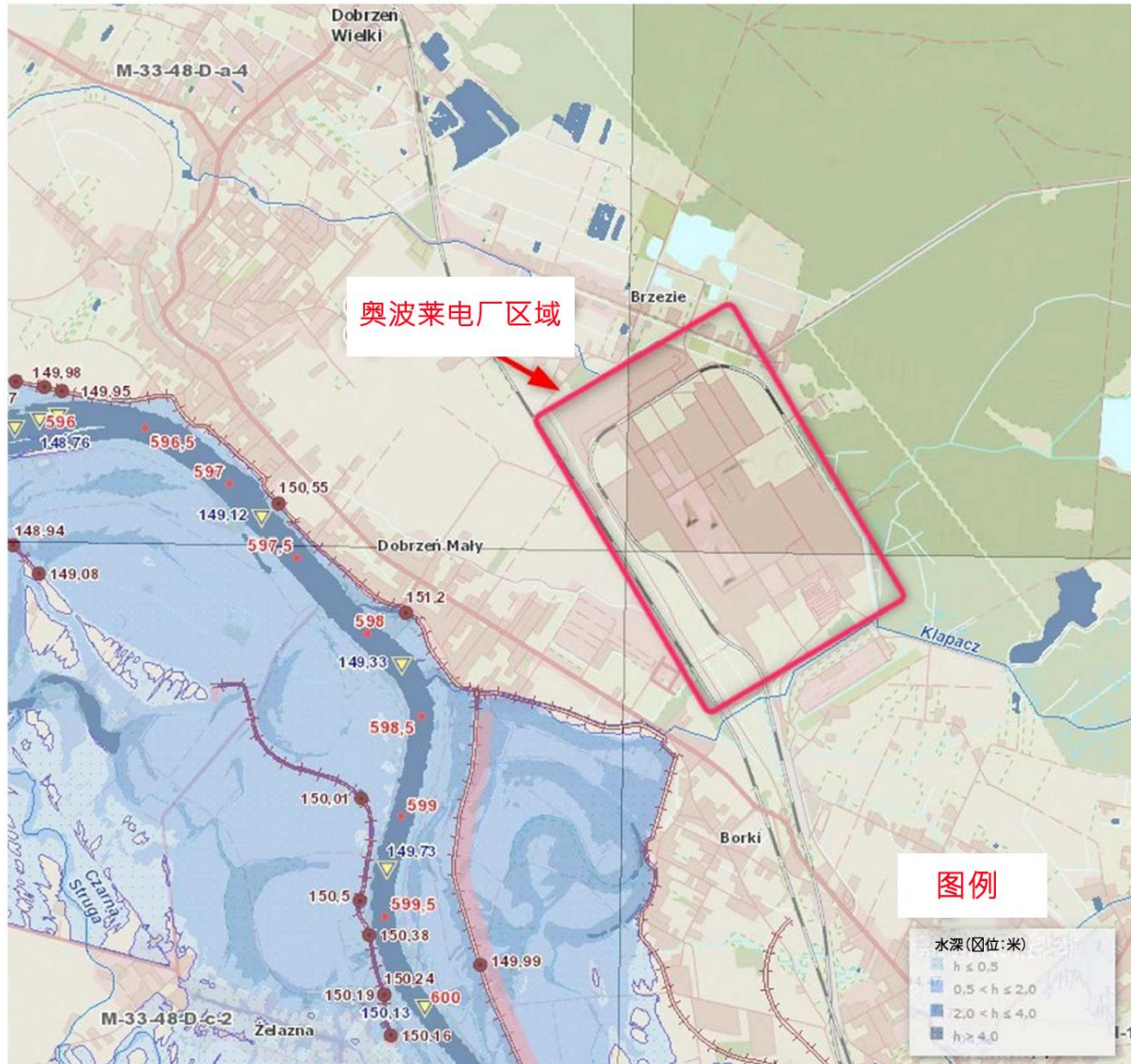


图25 洪水风险区域¹⁵

¹⁵ <https://wody.isok.gov.pl/>

3.7. 对现有设施利用可能性的诊断——总结

建筑行业

在对现有建筑物进行详细评估以确定其技术状况和适应新功能的可能性后，应考虑利用这些建筑物。目前，如果功能和技术状况允许，可以考虑将这些建筑物用于SMR的配套基础设施。

奥波莱发电厂内拥有完善的道路和铁路基础设施，用于服务现有建筑物和正在运营的燃煤电厂的构筑物。根据新建或改建建筑物的最终配置，道路和铁路布局将需要调整以满足新的功能要求。预计现有基础设施将能被大量利用，任何改动都将控制在最小范围内。

地基条件允许规划与核基础设施相关的建筑物建设。对于建造重型且易受沉降影响的建筑物（如反应堆建筑）时，应考虑加固地基。

奥波莱核电站区域位于洪水风险区之外。

技术行业

在对奥波莱电厂6号机组现有基础设施的技术状态进行分析后，从技术角度确认，该机组的部分基础设施可用于采用小型模块化核反应堆KP-FHR对热源进行改造升级。主要适合改造为新型热源的设备包括涡轮机及其所有相关装置（启动装置、泄压装置等）。此外，由冷却塔、泵站、冷凝器和冷却水管道组成的封闭冷却系统在使用上未发现限制。该系统还将使用水处理站，因为该系统不会因核反应堆的运行而产生额外的更严格的要求。选定的反应堆将基于熔融氟化物冷却剂循环运行，而非像第三代核反应堆那样使用水。

上述设备的可用性将极大程度上取决于其使用时间。投资项目启动得越晚，拟继续使用的设备技术状态就越差。在判定设备是否可继续使用前，需进行详细的诊断检测（例如材料疲劳、强度降低、效率下降等），并实施现代化改造以提升系统关键运行参数。

奥波莱电厂其余机组基础设施的使用情况未纳入本可行性研究的分析范围。

电力行业

鉴于现有基础设施的年龄和质量特征各不相同，对其用于核电项目实施的诊断按发电机组进行了划分。

1-4号机组——无法利用现有的厂区电力基础设施。现有的电力输出系统，包括机组变压器站、分接变压器站以及机组自用电源系统，都将被拆除并拆除。

鉴于现有线路采用过时标准建造且架设方式不利于现有电厂，且线路穿越现有电厂上方，因此不存在利用现有机组线路及高架结构、电杆、门架的潜力。

5、6号机组——存在潜在可能性（取决于发电机功率和自用电力需求），可用于（第四代反应堆）：

- 功率约1230 MVA的发电机，
- 发电机开关，
- 从发电机到块状变压器/分接变压器的母线桥系统
- 单相块状变压器，
- 三绕组分接变压器，
- 架空输电线路系统
- 110千伏备用电源系统，包括1-4号机组备用电源线路，
- 5号和6号机组与PSE的电信连接系统。

利用5号和6号机组现有电力基础设施的潜力取决于所采用核技术及其功率能否与现有机组参数相匹配。需要指出的是，5号和6号机组是国内较新的燃煤发电设施，在现代化改造期间停运并改用核反应堆，可能因国家电力系统平衡问题而无法实现，且从经济角度来看也不合理，因为这将导致现有可用的、功能完备的燃煤发电基础设施闲置。

安装行业

考虑到仅涉及锅炉部分设备更换的计划方案，预计现有网络和设施（生活用水、消防用水和污水系统）仍可继续使用。预计上述用途的用水量不会超过当前水平。

在后续设计阶段，当用水需求和污水排放的所有精确数量和质量参数均已明确后，可考虑对现有取水系统、水处理站、现有污水处理厂以及污水排放口进行优化利用。特别考虑到这些设备迄今已运行多年，未来几年可能需要进行现代化改造。

此外，在后续设计阶段，当明确需要释放的土地范围后，可能需要调整上述现有地下基础设施和内部管线的布局。预计可能需要拆除某些路段，进行管线迁移或新建部分管网和设施，以确保其持续运行，并继续为电厂现有及新规划的土地开发项目提供服务。

4. 投资过程中所需对部分第四代反应堆技术的分析

4.1. 小型模块化反应堆选定技术的分析

第四代核反应堆的商业化应用为现有燃煤机组蒸汽轮机的优化改造提供了更有利的条件，从而实现其脱碳目标。从将燃煤机组升级至超临界参数的角度来看，目前正在研发的SMR反应堆（其主要冷却剂为气体、液态金属或熔融盐）能提供最佳的参数匹配。对于温度反应堆，蒸汽涡轮机的工质甚至可加热至600°C。鉴于技术差异，反应堆的热量接收可在不同反应堆系统中进行。蒸汽轮机的循环蒸汽可直接从反应堆的初级冷却剂或次级冷却剂（在间接传热系统中）获取热量。考虑到计划中反应堆的热功率范围广泛，SMR技术的发展也有助于供热系统的改造和化学工业的发展。

目前，许多国家正在致力于开发高温小型模块化反应堆（SMR）。SMR技术主要基于低功率反应堆（通常不超过300兆瓦）和模块化设计概念，这意味着大部分反应堆装置将在制造商工厂内建造。目前，大多数SMR设计仍处于概念或初步基本设计阶段。

SMR反应堆正在第三代和第四代反应堆组中开发，涵盖所有可用的反应堆技术：

- 高温气冷反应堆，例如HTR-PM、Xe-100
- 熔盐冷却反应堆：IMSR400、KP-FHR
- 水冷反应堆：BWRX-300、VOYGR™、CANDU SMR™
- 液态金属冷却增殖反应堆：ARC-100、SEALER-55
- 微型反应堆：Energy Well、MoveLuX、Xe-Mobile等

4.2. 基于商业运行的 HTR-PM反应堆的气体冷却小型模块化反应堆（GCR）特性

HTR-PM是中国研发的小型模块化核反应堆。该反应堆属于第四代高温气冷堆，采用砾石床冷却技术，由HTR-10原型机演变而来。首座此类电站装机容量为210兆瓦，于2021年12月开始发电，并于2023年底投入商业运营。

HTR-PM是首个采用模块化设计的项目，这意味着两个名为NSSS（核蒸汽供应系统）的反应堆，每个热功率为250Mwt，被连接到一台蒸汽涡轮机上，以产生210MWe的电力。

反应堆的主要冷却剂是氦气，其压力为7.0兆帕，额定质量流量为96千克/秒。氦冷却剂以250°C的入口温度流入反应堆储罐底部。随后，氦气在反应堆活性堆芯中加热，混合至750°C的平均出口温度，然后流入蒸汽发生器。每个反应堆都连接到一个单独的蒸汽发生器，该蒸汽发生器向涡轮机输送温度为560°C、压力为13 MPa的蒸汽。初级循环中的氦气不会被输送到任何工业流程中。

气冷高温反应堆的主要特点是其固有安全性，这使得此类反应堆能够建在工业区和人口密集区附近。HTGR反应堆具有自动调节反应堆功率的特性，这得益于堆芯温度与反应性之间强烈的负反馈作用。这种调节机制的表现为：即使堆芯温度仅轻微上升，也会立即导致反应性降低，从而使反应堆功率立即稳定或下降。同样，堆芯温度的轻微下降也会导致反应性立即略微增加，其结果是反应堆功率增加，从而使反应堆恢复到稳定运行状态。因此，在HTGR中不会出现可能导致堆芯毁坏或熔毁的无限功率增长。

HTGR的另一项安全特性在于，当失去冷却剂（LOCA故障）时，能够自动从反应堆堆芯吸收堆芯热量，此处冷却剂为氦气。该过程基于热传导的自然机制，通过包裹加热燃料棒的石墨块（具有高热容量特性）实现（具有高热容量）。储存在石墨元件中的热量通过反应堆外壳以热辐射的方式散发到环境中。HTGR反应堆的第三个重要安全特征是TRISO（三结构各向同性）燃料，其包含多层保护涂层，即所谓的套管。包裹燃料的套管由热解碳和碳化硅构成，这些耐高温材料可防止放射性物质从燃料球体中逸出。反应堆堆芯由堆叠的TRISO球形燃料元件构成，铀元素封装在多层颗粒内部。

[..\Opole\SMR Book 2022.pdf](#)

5. 投资过程中所需技术供应商的市场分析

全球约有十二个基于熔盐反应堆（MSR）先进技术的SMR反应堆项目正在开发中。熔盐反应堆具有诸多优势，包括：盐的特性提高了安全性；低压单相冷却系统无需大型安全壳；高温系统确保了高效率 and 灵活的燃料循环。

MSR反应堆（即KP-FHR）的基本设计理念是将三结构各向同性微粒燃料（TRISO）与熔融氟化物盐作为冷却剂相结合。这种组合造就了具有坚固被动安全系统的高温低压反应堆。除固有安全性外，该设计还降低了对昂贵核级部件和结构的依赖，并采用常规技术以降低资本成本。

熔盐冷却反应堆采用固体燃料，主要由包覆燃料颗粒构成，这些颗粒嵌入或包覆在由氟化物盐冷却的石墨减速剂中。与气冷高温反应堆类似，燃料颗粒可分散在石墨砾石床中，集中于密封板内，或被石墨块包围。包覆燃料颗粒技术早在1957年就被提出用于高温反应堆。早期氟盐冷却高温反应堆（FHR）的设计基于含有TRISO燃料的棱柱状燃料块。这种方案很快被摒弃，因为燃料块的平均密度会低于盐的密度，这会导致燃料块漂浮，并使某些操作（如燃料装卸）变得极其困难。取而代之的是，采用砾状（球形）燃料的设计逐渐流行起来。

凯罗斯电力反应堆采用熔融氟化物盐“FLiBe”作为冷却剂。熔融氟化物盐具有卓越的化学稳定性，在高温下具备极强的热传导能力，同时能有效捕获裂变产物。美国多项反应堆研究证实，熔融氟化物盐与传统高温结构材料（如不锈钢）具有兼容性，因此该技术因其可靠性和寿命而具有商业吸引力。

Kairos Power反应堆同样采用TRISO燃料，该燃料即使在极端高温下也能保持结构完整性。该燃料在远高于传统反应堆燃料熔点的温度下也不会损坏。由于采用散装（砾石状）燃料，Kairos Power反应堆可在运行过程中补充燃料，从而确保卓越的可靠性和可用性。

5.1. 技术描述

在以更换燃煤锅炉为目的的现代化改造中，采用KP-FHR反应堆系统时，必须使用蒸汽发生器，其中向蒸汽轮机工作介质传递热量的介质是NaNO₃/KNO₃混合盐溶液。该技术采用两个封闭式热交换回路，将反应堆的热量传递至蒸汽轮机循环系统：

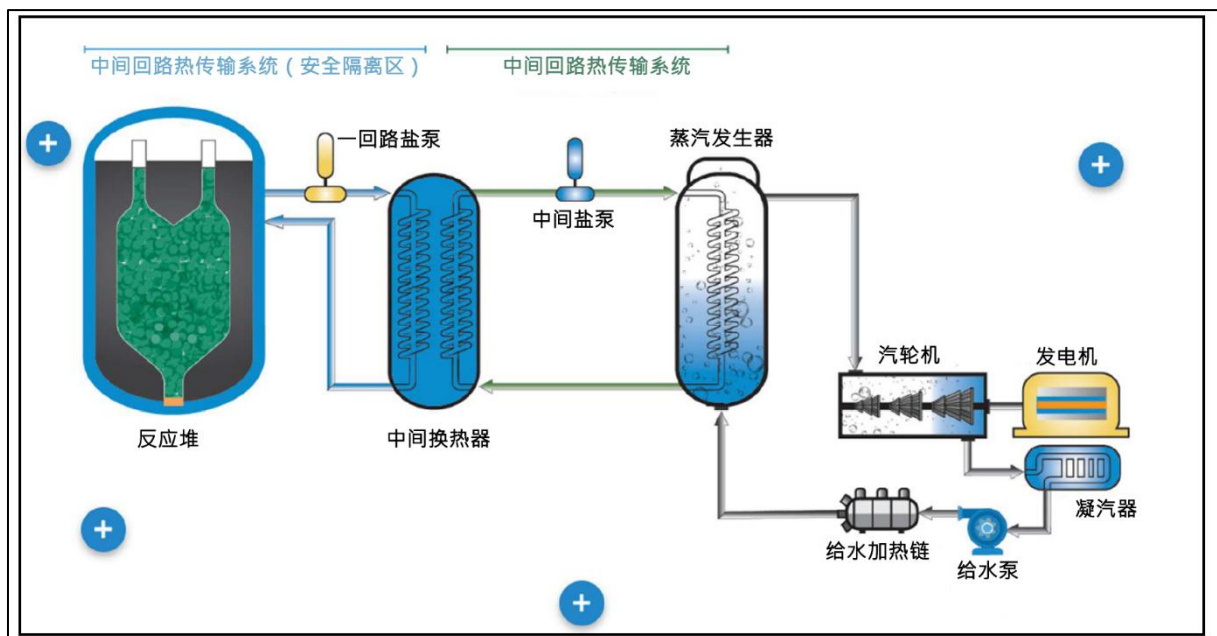


图26 KP-FHR反应堆系统及介质流动示意图

在原始的热量传输系统中，由循环泵输送的氟化锂/氟化硼盐溶液“FLiBe”吸收反应堆产生的热量。随后，热量通过间接热交换器传递给第二循环回路的盐，该盐同样由泵在封闭回路中循环，并被输送到蒸汽发生器。第二循环回路的NaNO₃/KNO₃盐将热量传递给蒸汽发生器中蒸汽轮机的工质。

从下图的概念示意图中可以看出，反应堆制造商设想了两个换热器的协同工作：其中一个从第一回路中吸收反应堆冷却盐的热量，另一个则将热量传递给第二个中间冷却回路。现有数据还表明，蒸汽发生器不会作为反应堆模块的一部分；它将作为需要专门设计以配合特定蒸汽轮机组运行的组件。

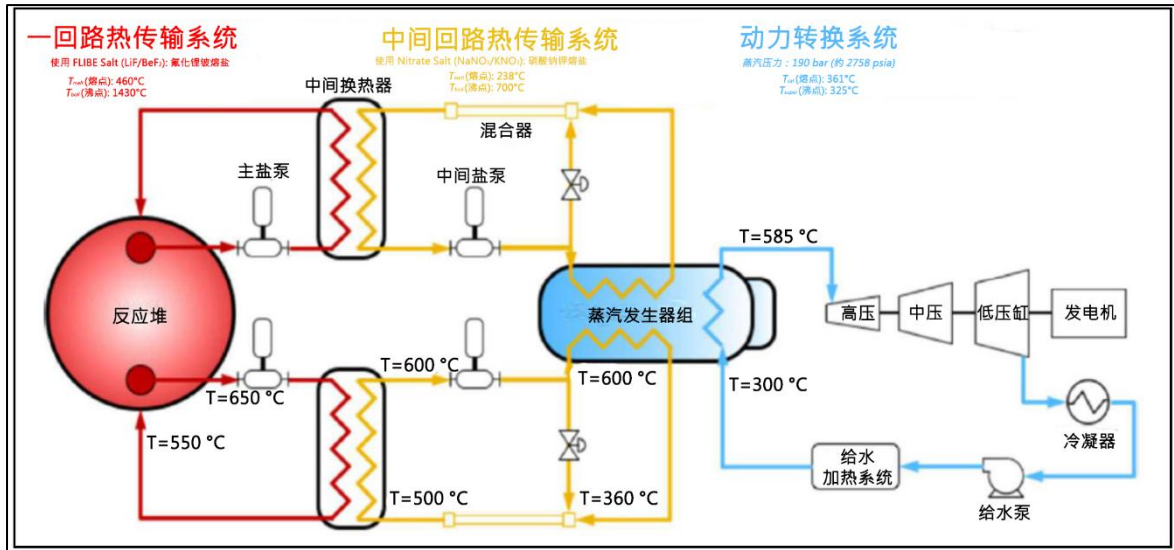


图27 原理图——工作介质基本参数

KP-FHR核反应堆的基本预期参数：

表8 核反应堆KP-FHR的基本设计参数

参数	参考值
反应堆类型	氟化盐冷却高温反应堆（FHR）
基本反应堆配置	松散/砾石堆芯，石墨减速剂/反射器高品质低浓缩HALEU燃料 熔融氟化物冷却剂冷却
热功率	320 Mwt
反应堆工作压力	<2 barg
反应堆	
盐入口温度	550°C
FLIBE至堆芯	
盐出口温度	650°C
FLIBE从核心流出	
净热效率	45
冷却剂流量	1200-1400 kg/s (~0.11-0.15 m/s)
反应堆冷却剂	
换料间隔	无，在正常工作期间持续更换烧毁元件
燃料	正常运行期间
反应堆容器尺寸	直径——3.9米，高度——6.1米，采用薄壁结构 316H不锈钢薄壁结构

5.2. KP-FHR反应堆的安全特性

KP-FHR反应堆安全运行的主要设计理念是采用被动保护原则。这意味着Kairos Power反应堆无需电力即可从堆芯中移除停堆后余热。

KP-FHR反应堆基于特定的燃料与冷却剂组合，具有极高的安全裕度，这使得应急冷却系统能够完全依靠自然力量（如重力或对流）驱动，而非机械或电气系统。Kairos Power反应堆无需补充冷却剂（因为冷却剂不会蒸发），且燃料对极端高温的耐受性使其在紧急情况下相比水冷反应堆具有更强的冷却能力。高温燃料和冷却剂大大简化了所有可能故障情况下的应急冷却。

为了确保反应度控制，反应堆的设计将包含针对燃料反应度、慢化剂反应度以及冷却剂温度的负反馈回路。反应堆运行期间及正常工况下的反应度控制，由位于包围球床堆芯的石墨反射层中的调节元件提供。事故工况下的反应度控制，则由直接位于球床中的停堆元件提供。停堆元件由重力驱动，并通过反应堆安全系统启动。断路元件和调节元件均由中子吸收材料复合结构组成，该结构由惰性气体中的天然碳化硼（B4C）制成，并带有SS316H不锈钢外壳。在断电情况下，停堆和调节元件均设有故障保护措施。停堆元件的数量和布置将经过精心设计，以确保在零功率时具有足够的安全裕度，并在反应堆满功率运行时具有足够的反应性以实现堆芯停堆。

- 反应堆容器结构——反应堆容器的设计是天然且基本的防护系统，确保密封性并防止泄漏。反应堆系统包括一个砾石床堆芯，该堆芯由石墨反射器包围，置于不锈钢圆柱形反应堆容器内。
- 衰变热去除系统——在正常运行和非事故事件期间，衰变热的散发由正常停堆冷却系统提供，该系统直接连接至主热输送系统，即采用熔融盐的反应堆初级热回收回路。
- 应急堆芯冷却系统——燃料结构与冷却剂的合理选择及其相互匹配，使得仅依靠自然物理过程（如对流）即可实现反应堆应急冷却，无需使用泵送等主动系统。
- 安全壳——KP-FHR反应堆采用独特的放射性物质密封技术，该技术依托于TRISO燃料特性及氟化物盐Flibe——正是这种燃料结构负责将裂变产物封存于燃料层中。TRISO颗粒上的碳化硅（SiC）涂层是裂变产物的首要屏障，而热解碳层和基体则作为次级屏障，阻止或阻碍裂变产物的迁移，保护SiC层的完整性——从而保障公众和工作人员的健康与安全。额外的反应堆外壳提供了所谓的深度防御。
- 化学冷却剂控制系统——CCS（化学控制系统）监测盐基冷却剂以检测污染物，确保其保持在规定的工作状态范围内。
- 乏燃料冷却安全系统——KP-FHR燃料采用全陶瓷结构，简化了乏燃料冷却要求，也便于在罐/容器中储存。

结合耐极端高温燃料与低压单相化学稳定冷却剂的反应堆设计，消除了大多数潜在的燃料损坏情景，极大简化了设计并减少了安全系统数量。反应堆及其相关管道中的低压环境，结合TRISO燃料提供的功能性保护，提高了安全性并消除了对高压安全结构的需求。

5.3. 燃料特性TRISO

TRISO燃料是一种三结构各向同性颗粒燃料，呈含铀球体形态。燃料球体表面覆盖着特殊陶瓷层，其设计类似小型压力容器。这些陶瓷层内部封存裂变产物，并在辐照及温度变化过程中确保机械与化学稳定性。

该燃料的设计使其能够在高温下保持不熔化，从而增强先进核反应堆的安全性能。其耐高温不熔化的特性不仅带来安全优势，还提升了反应堆的整体效率、经济性和运行性能。该燃料具有极高的耐用性。

基本燃料元件由直径500-700微米的可裂变材料颗粒（如二氧化铀 UO_2 ）构成，表面覆盖四层结构。第一层为多孔的热解碳缓冲层，其功能是收集裂变产生的气体产物。第二层由致密、耐高温且具有高机械强度的材料构成。硅碳化物外层具有类似的屏蔽功能，可确保燃料的高密封性，无论裂变产物形态如何，均能将其完全封存。高密度的热解碳外层对整个TRISO基本燃料元件提供机械保护，形成“深度防御机制”。TRISO球体与石墨基体烧结后，可塑造成符合核心设计理念的大型元件。这些元件可为直径约6厘米的大型球体。[1]GOSPOSTRATEG-HTR项目：项目成果

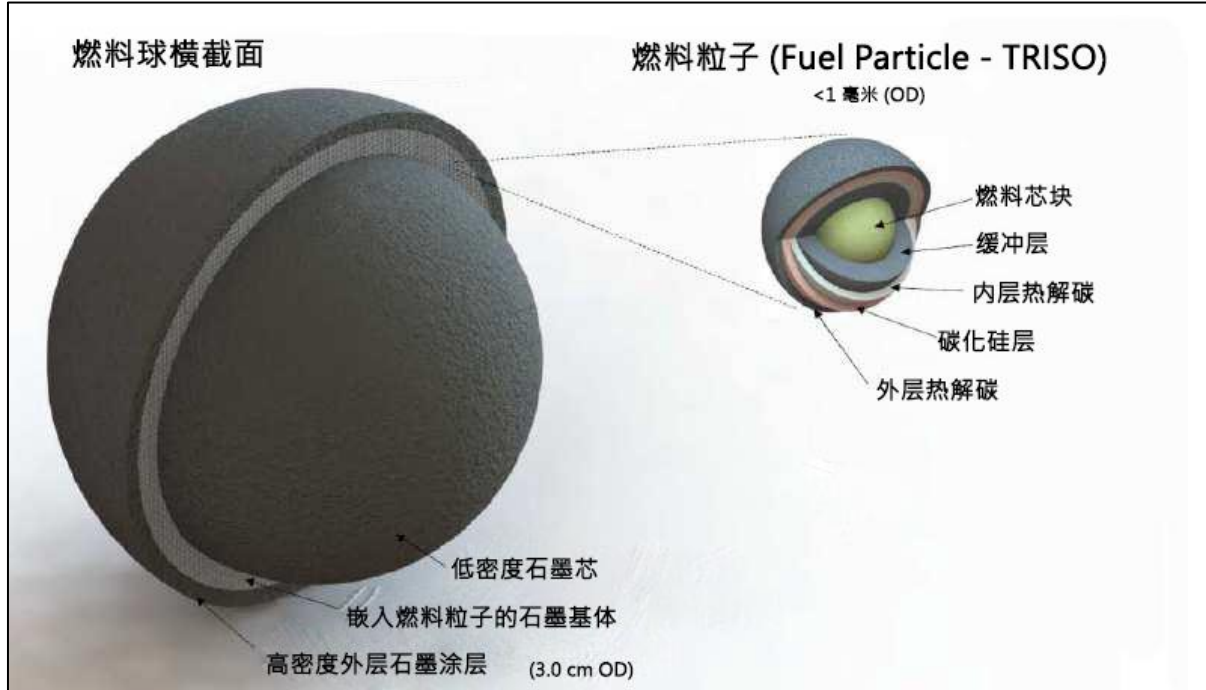


图28 TRISO燃料结构

TRISO颗粒燃料与传统燃料截然不同，传统燃料是厘米级的二氧化铀颗粒，封装在4米长的锆合金管中。TRISO微粒燃料的核心理念是为每毫米核燃料提供独立的容器和压力容器，这大大增强了燃料在极端高温和中子轰击条件下捕获裂变产物的能力——在这些条件下，传统燃料会熔化。

TRISO燃料的主要缺点在于其处理难度，这源于其复杂的结构设计——该设计确保了运行过程中的完全密封性。另一个缺点是由于大量受辐射石墨的存在，处理乏燃料成为难题。燃料结构也对其回收利用构成重大挑战，因为需要将可裂变成分离出来以供再利用。

与普通燃料元件相比，TRISO颗粒所含的裂变物质质量减少了500万倍。将核燃料分割成小型自给自足的燃料包，消除了压力容器或燃料包壳发生单点故障的风险。通常情况下，反应堆主钢制压力容器的单点故障将导致核事故。

即使传统燃料包壳发生单次故障，也会导致裂变产物泄漏到冷却剂和储罐中，从而可能引发计划外停机或严重事故。对于TRISO燃料，单次故障发生的概率极低；即使发生，也只会导致少量辐射释放到燃料基体中，且很可能被其截留。

6. 解决方案描述

6.1. 设计理念

初步可行性研究的主要设想是投资改造燃煤机组，即将锅炉岛（现有的6号燃煤机组锅炉）替换为第四代核反应堆或核反应堆系统。将第四代反应堆添加到现有涡轮岛的概念，首先需要将蒸汽发生器中产生的新鲜蒸汽和二次蒸汽参数与机组参数相匹配。所有为使反应堆适应蒸汽涡轮参数所需的改动，均计划在涡轮循环侧进行。

6.2. 区建设用地

根据目前对第四代KP-FHR反应堆的了解，可以认为6号锅炉原址的面积足以容纳6台完整的反应堆及所需配套设施。下图展示了在奥波莱电厂6号燃煤锅炉原址建造六台KP-FHR反应堆的方案。

下图及绿色轮廓线展示了将燃煤锅炉替换为KP-FHR反应堆组的改造方案。

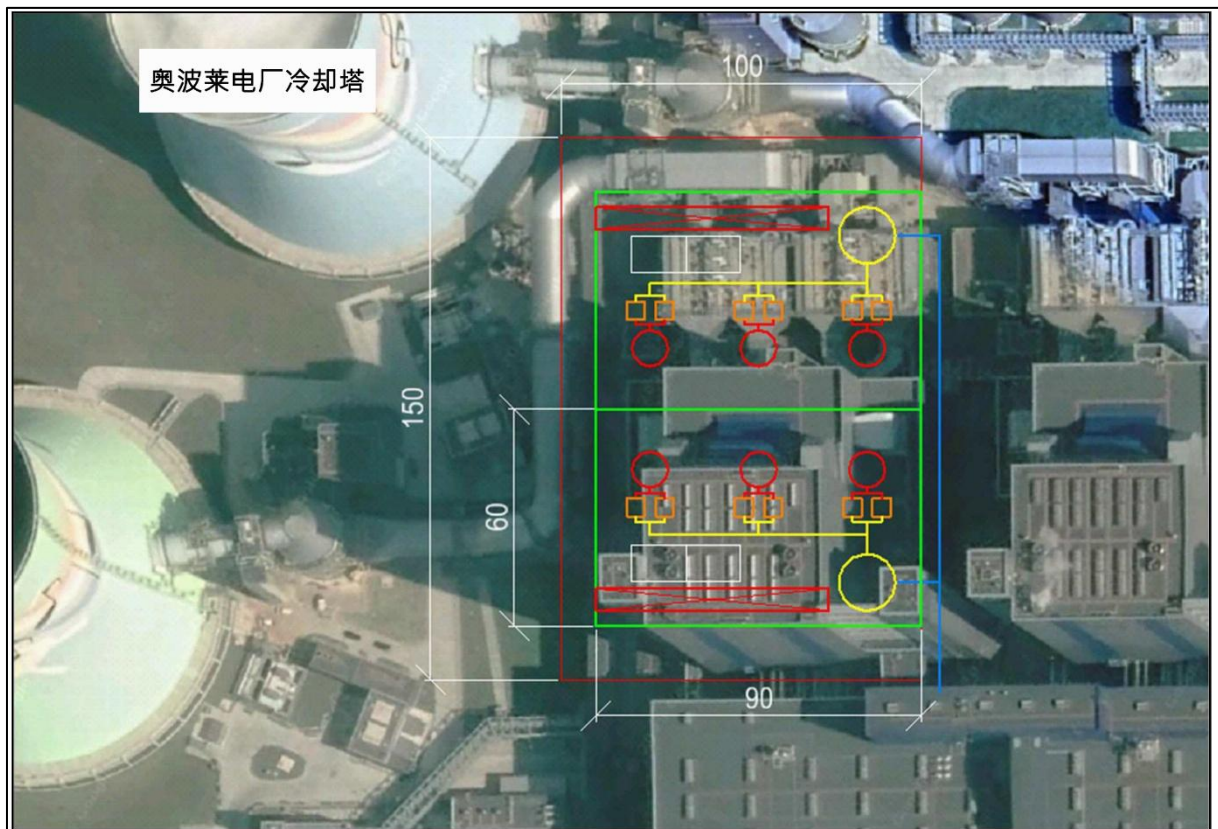


图29 Kairos Power公司KP-FHR反应堆系统在奥波莱电厂（6号机组）的初步选址

未来几年，KP-FHR反应堆技术预计将快速发展，数据也将不断更新和完善，这可能会影响上述设想的必要性。如果KP-FHR反应堆的安装空间需求大幅增加，可以考虑在目前360MW机组占用的区域进行投资。

6.3. 将KP-FHR模块化核反应堆整合为热源

鉴于缺乏关于KP-FHR原型参考反应堆的基本数据，在将反应堆组合成包含更多反应堆的模块时，假设这种组合是可行的，以实现足够的热源功率，满足现有蒸汽涡轮机的要求。

现有资料表明，在反应堆并联运行且为单台汽轮机组生产蒸汽的情况下，可采用一台较大的蒸汽发生器为三台KP-FHR反应堆供汽。为替换奥波莱电厂的6号燃煤锅炉，需整合六台设备。

(6) KP-FHR反应堆，以获得约1920MW_t的热功率。计划将使用的反应堆分为两个模块，每个模块包含三个反应堆。每个模块将通过整合各反应堆的NaNO₃/KNO₃二次冷却盐回路，与一台蒸汽发生器相连。

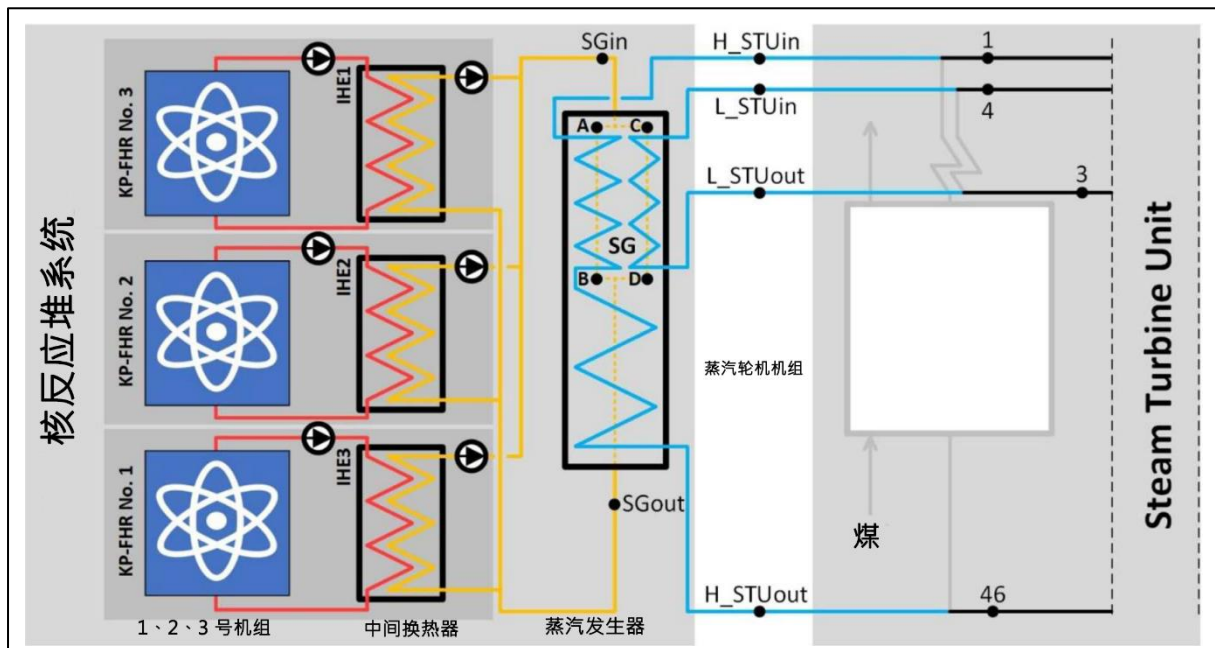


图30 三台KP-FHR反应堆与一台蒸汽发生器连接的示意图

6.4. 将技术适配至机组蒸汽轮机系统以满足超临界参数

要求。基于西里西亚理工大学针对指定现代化改造机组中用第四代反应堆替代燃煤锅炉所进行的技术平衡与经济性分析，确定了其与HTR-PM、IMSR400、KP-FHR和Xe-100反应堆的可能性。分析表明，有必要降低新鲜蒸汽和二次蒸汽的参数，并提高给水温度。

分析中考虑了多种给水加热方案，例如：

- 新鲜蒸汽调节、
- 二次蒸汽调节、
- 泄压蒸汽调节

新鲜蒸汽调节方案被证明是最有利的，因为该方案允许在整个负荷范围内将给水温度调节至蒸汽发生器的要求。考虑到该反应堆与机组蒸汽-水循环的温度匹配最佳，美国Kairos Power LLC公司的KP-FHR反应堆被选作进一步分析对象。对于其余反应堆，即IMSR400、HTR-PM和Xe-100，根据分析结果，发现它们要适应现有燃煤机组的涡轮循环（奥波莱电厂5号或6号机组的循环），需要进行大幅度的结构改造，这会降低C2N方案的吸引力，而且它们在所需热功率方面也不匹配。

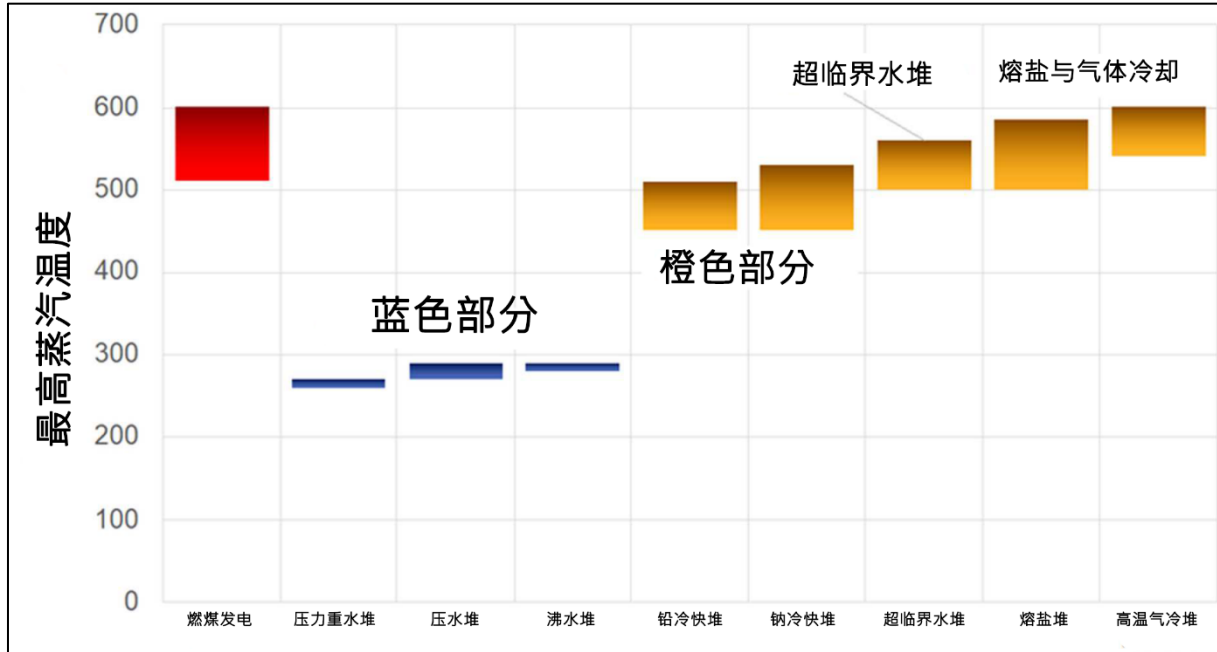


图31 核电站与燃煤电厂新鲜蒸汽峰值温度对比

如上图所示，在目前正在开发和商业化的各种核反应堆类型中，熔盐冷却反应堆和气体冷却反应堆最有可能在最小改动的情况下成功将水蒸汽循环与现有燃煤电厂设备整合。

6.5. 技术平衡

选定用于该项目的KP-FHR反应器已在前文各小节中介绍。根据现有知识和公开数据，该反应器应能产生符合下表参数的蒸汽。

表9 KP-FHR反应堆可产生的蒸汽参数

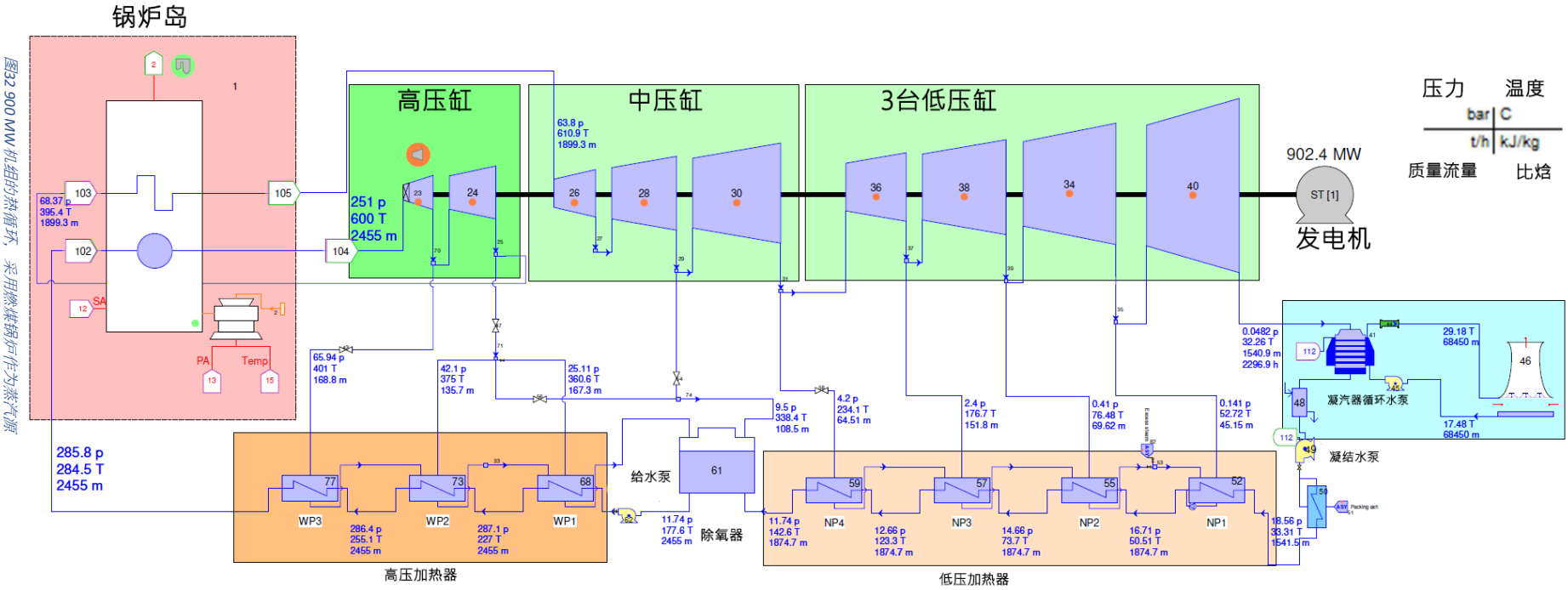
参数	单位	数值
热功率	MW	~320
新鲜蒸汽压力	MPa	19
锅炉新鲜蒸汽温度	°C	585/585
给水温度	°C	300

本项目计划在6号机组内，将现有的BP-2455型燃煤锅炉拆除，改建为6台反应堆。由于项目方未收到被研究设施所有者的任何数据，因此所有信息均来源于关于奥波莱5号和6号机组的公开资料。据此，假设被研究机组的主要设备参数符合下表所示。

表10 奥波莱6号机组参数

参数	单位	数值
锅炉产量（新鲜蒸汽流量）	吨/小时	2 455
锅炉热功率	MW	~1 900
锅炉新鲜蒸汽压力	兆帕	26.0
锅炉新鲜蒸汽温度	°C	603
二次过热压力	MPa	6.0
二次过热温度	°C	611
给水温度	°C	~285
涡轮机组的电功率	MWe	905
涡轮入口蒸汽压力	MPa	25.1
涡轮入口蒸汽温度	°C	600

针对上述参数，在Therflow程序中为燃煤机组建立了蒸汽-水系统的热模型。数据基础来源于公开信息以及DESIRE项目整体任务2的报告。



分析的下一步是将锅炉岛替换为6台反应堆，配备专用蒸汽发生器，其压力参数与燃煤机组蒸汽轮机的额定参数相匹配。此外，蒸汽回路进行了修正，增加了用于加热给水以达到300 °C温度的再生式换热器。换热器的热源采用新鲜蒸汽，因为它能在全负荷范围内将给水温度调节至蒸汽发生器所需的温度。虽然也分析了其他加热水的方法，但这种方法最为有利。下表汇总了实施新热源以及改变新鲜蒸汽和给水温度后机组的参数。

表11 与核反应堆配合工作的6号机组参数。

参数	单位	值
新鲜蒸汽流量	吨/小时	2 455
反应器热功率	MW	~1 920
涡轮机组电力输出（总功率）	MWe	~881
机组净电功率	MWe	~816
汽轮机入口蒸汽压力	MPa	25.1/4
涡轮入口蒸汽温度	°C	585/585
给水温度	°C	300
补充去离子水	吨/小时	17.6
工艺水补充	吨/小时	1 264

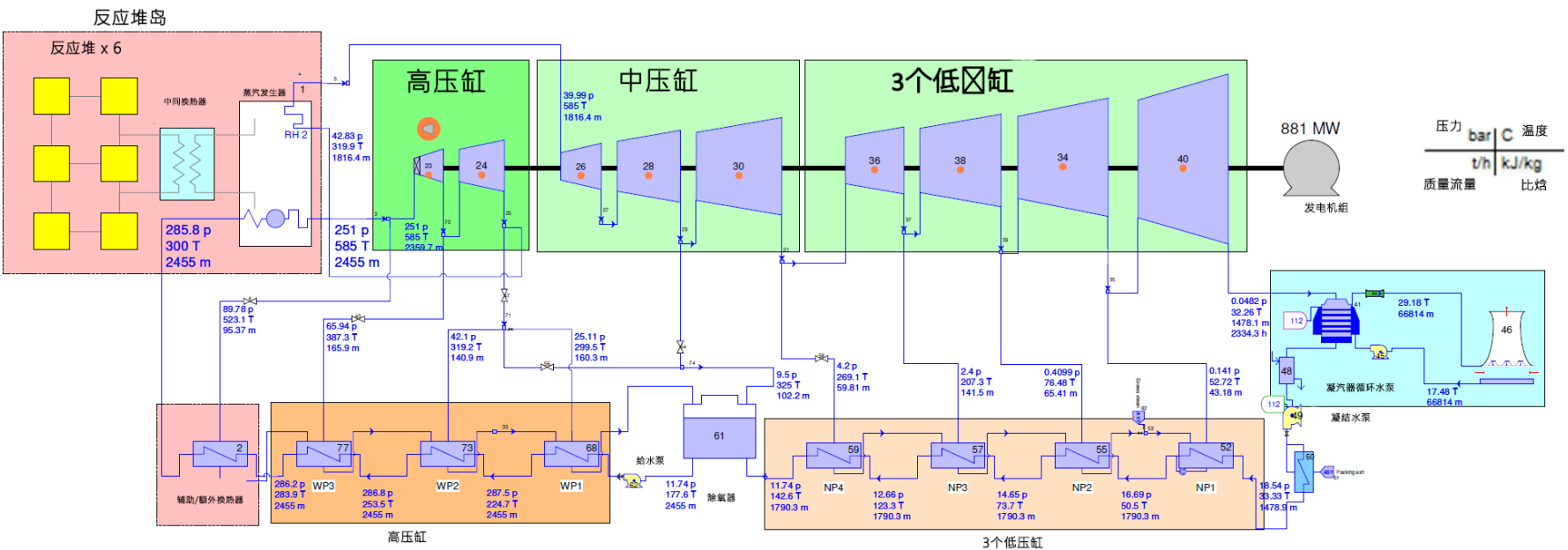


图3 900兆瓦机组的热循环，采用核反应堆作为蒸汽源

该机组的年度预测产量和消耗量是基于84.2%的可用率计算得出的。该可用率数据源自《波兰核能计划》。该水平接近欧洲平均值（82.5%），近年来捷克（83.9%）和瑞士（83.4%）等核反应堆数量相对较少的国家（分别为6座和4座）也报告了类似的可用率指标。



图34 2021-2023年欧洲核电站可用率指标（根据国际原子能机构数据）¹⁶

表12 采用核反应堆的900兆瓦机组年发电量预测值。

参数	单位	数值
可用性	%	84.2%
电力生产	千兆瓦时	6 498
电力销售	千兆瓦时	6 019
冷却系统补水	千吨/年	9 324
补充去离子水	千吨/年	130

上述数值将作为对所述项目经济效益分析的基础，该分析将在本报告的下一部分中进行介绍。

¹⁶ <https://pris.iaea.org/PRIS/WorldStatistics/ThreeYrsEnergyAvailabilityFactor.aspx>

6.6. 型核电系统

本“煤转核”项目的设想是在奥波莱发电厂6号机组运行约20年后，用核反应堆取代燃煤发电，并计划在未来几十年继续运行。

从技术角度来看，这种操作在理论上是可行的，但由于技术供应商采用的标准（包括安全评估和核设施使用许可方面），其可行性可能受到限制或在程序上存在障碍，从而在经济上（可能）缺乏合理性。

除设施标准与认证方面的风险外，该项目实施面临的另一风险在于基础设施的技术状态及其在整个项目周期内的持续使用可能性。

下图展示了大型发电机组的典型供电系统，该系统符合核电机组的需求，其设计理念与奥波莱电厂6号机组的现有解决方案一致。

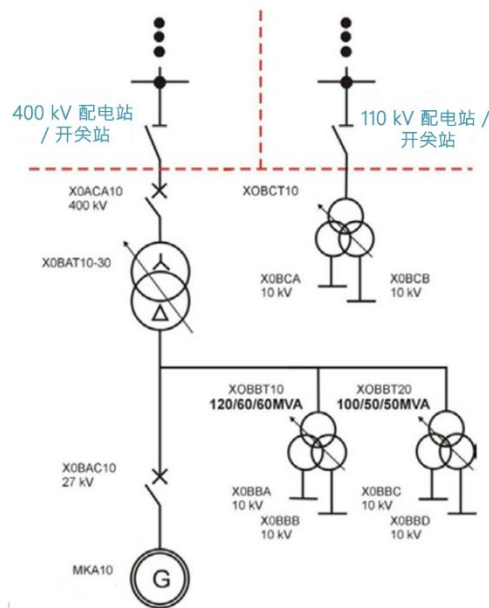


图35 波兰大型发电机组概念性电路图。

6.6.1. 发电机

奥波莱电厂现有6号机组发电机符合此类基础设施的现行技术标准。在调整新核机组的功率及其技术参数，以确保与涡轮机组驱动装置的机械功率相近后，6号机组发电机（从电气特性角度来看）可潜在用于“煤转核”项目。

6号机组发电机功率约为1230 MVA，额定电压约为27 kV。

要使发电机在技术参数匹配新项目之外也能投入使用，必须确保设备的技术状态允许这样做。因此，必须对6号机组进行维护，以确保其更长的使用寿命。

计划仅使用发电机，同时假定将完全更换附件、变压器、测量系统和励磁系统，并根据项目实施期间对发电机/发电设施与电力系统协同运行的要求进行调整。

在技术状态允许的情况下，允许继续使用现有的发电机断路器。

6.6.2. 母线

预计可利用现有的中压母线，前提是重建控制和测量设备，包括加压空气系统。

母线参数已根据发电机参数调整，在保持机组功率的前提下，足以满足项目实施需求。

6.6.3. 自有需求变压器

预计可利用现有自用变压器，其功率为

~90/45/45 MVA用于“煤转核”项目，前提是其在项目启动时的技术状态允许继续运行至少20年。

根据国内能源行业的经验，正确使用的变压器单元能够无故障运行超过50年，而当前的故障风险评估方法，在确保定期检测的前提下，能够在故障发生前发现潜在故障。

在项目实施过程中，计划更换变压器附件，包括冷却系统元件、技术保护装置、除湿器、电流互感器等。

6.6.4. 自有配电室

鉴于配电柜在项目启动时预计的使用年限（>20年）及其可能无法满足未来能源需求的情况，计划采用新的自用配电柜，其配置将符合新设施的需求以及电源储备要求。

6.6.5. 块式变压器

预计可在“煤转核”项目中利用现有单相块式变压器，每台容量约450 MVA。在确保设备正常运行和监控的前提下，预计这些变压器可实现超过50年的无故障运行。

现有5号和6号机组的能量转换系统的优势在于配备了两套相同的单相变压器组和一台备用机组。利用目前可用的变压器故障评估手段，该系统可将技术状态较差的设备替换为备用设备，并在不影响电厂运行前提下对故障设备进行检修。

在奥波莱电厂5号和6号机组中采用的解决方案，鉴于机组的功率规模，从经济性和实用性角度来看是最佳方案¹⁷。

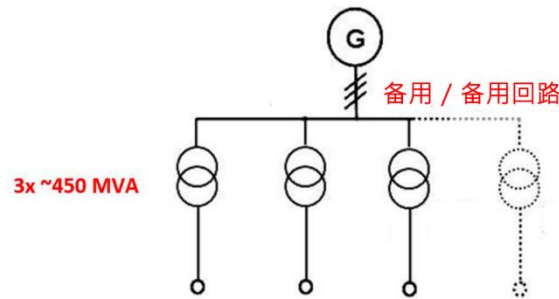


图36 使用3台单相机组变压器和1台备用变压器（与另一台同型机组共享）的功率输出示意图。

目前在奥波莱电厂运行的三台单相机组（每台机组一台）和一台备用机组，与三相备用机组相比，投资成本较低，但可靠性相当。

单相机组变压器的基本（采用）技术参数：

- 额定功率：450MVA
- 变比：425/√3 / 27 kV
- 额定电流：1834 / 16 667 A
- GN绝缘等级：Li 1300 / AC 570 kV
- 绝缘等级 DN：Li 170 / AC 70 kV
- 连接组：YNd11（适用于3个单元）。
- 冷却类型：ODAF（强制油循环散热器）

6.6.6. 块式开关（块式变压器前场）

预计可在“煤转核”项目中利用现有的400千伏块式开关，前提是其技术状态允许。现有的块式变压器前场采用室内型GIS（气体绝缘开关设备）绝缘场形式。此类解决方案的使用寿命可达50年左右。

该项目实施过程中，该区域应进行彻底翻修。此外，鉴于该GIS场属于故障停机时间较长的类型（更换设备需要大量时间），建议在场内储备基本备件，以减少故障情况下机组停机时间。

6.6.7. 备用电源变压器（自用）和（通用）

预计现有备用电源变压器既可在“煤转核”项目实施期间为反应堆施工现场供电，又可在运行期间提供备用电源。

¹⁷ ABB 研究，亚历山大古尔《ABB为1.0吉瓦级核电站机组提供现代电力输出解决方案》

6.6.8. 备用电源开关柜

预计可利用现有的备用电源配电室，在现代化机组运行期间即可实现便捷的更换。备用配电室在电厂正常运行期间不直接参与供电，因此其劣化速度较慢（工作温度较低，开关操作较少）。

6.6.9. 功率输出的输电线路

预计可利用现有的400千伏架空线路，连接至多布热尼变电站的400千伏开关站，为“煤电转核电”项目输送电力。架空输电线路在确保足够高的运行质量（包括高架结构的防腐保护）的前提下，可稳定运行50年以上且无故障。

在实施“煤转核”项目过程中，计划对线路进行全面检修，并更换线路的EAZ自动化系统，使其符合项目实施时国家电网运营商的最新要求。

6.6.10. 设施110千伏备用电源系统

奥波莱发电厂拥有3条110千伏架空备用电源线路。假设在项目启动时，1-4号机组将被拆除，但110千伏开关站和整个110千伏供电系统将保留，包括为5号和6号机组提供当前备用电源的110千伏电缆线路。

为提高核设施备用电源的安全性，建议在拆除1-4号机组后，利用其中一条腾出的110千伏线路为备用电源变压器之一提供额外供电，从而在最终运行中保留两条（2）110千伏线路。

6.6.11. 国家电网接入点

奥波莱电厂与电力系统的连接点为多布热恩变电站。该变电站目前无需改造。

在保留现有电力输出系统和备用电源系统的情况下，变电站的现代化改造范围仅需将设备区域调整至项目实施年度的运营商标准，并可能更换部分设备，包括但不限于电流互感器、电压互感器和过电压限制器。EAZ自动化系统也将进行更换。

电力基础设施，包括电压等级不超过400千伏的变电站和配电站，其技术方案已非常成熟，且各类技术解决方案的供应商市场十分广泛。对于此类基础设施，很难指出存在阻碍扩建的技术限制，而可能存在的限制主要体现在成本和建设周期方面。就本研究报告所涉及的项目而言，核反应堆的建设周期在投资方面远长于典型变电站现代化改造项目的建设周期。鉴于此，预计不存在因变电站无法扩建而产生的风险。

6.6.12. 的法律条件

尽管奥波莱电厂5号和6号机组在现行法规下属于现有设施，但实施“燃煤转核电”项目将对其进行重大改造，这将导致必须使其符合当前的技术和规范要求。

根据现行（截至本技术说明编制之日）《能源法》（Journal of Laws 2024.0.266），申请并网的实体必须向能源企业提交申请，以确定并网条件（以下简称“并网条件”），该申请应提交至拟接入的电网所属能源企业，并附上相关文件及预付接入费，金额为申请书中规定的接入功率每千瓦30兹罗提。预付款金额不得高于预计的电网连接费，且不得超过3,000,000兹罗提。就本项目而言，由于其实施基于现有连接点，且连接工程范围较小，因此可能无需预付款。

鉴于设施规模及接入点位置，运营商将确保完成接入评估，研究发电设施（电站）现代化改造对电力系统的影响。在此情况下，将新项目作为一次能源来源变更而非新设施实施更为有利。

接入条件将明确各方的投资义务，包括技术参数、产权边界以及电力结算方案等。

新核发电机组将被归类为同步发电模块D型（功率超过75兆瓦且接入电压超过110千伏），并须满足电网规范要求，包括《发电网络规范要求》（NC RfG）及其波兰实施细则（依据欧盟委员会2016年4月14日颁布的第2016/631号条例制定）。- NC RfG）及其在波兰的实施细则（根据2016年4月14日欧盟委员会第2016/631号条例制定的发电机并网要求网络规范）。

7. 投资支出估计

7.1. 资本支出的结构

在国际术语中，资本支出（CAPEX）按复杂程度分为以下等级：

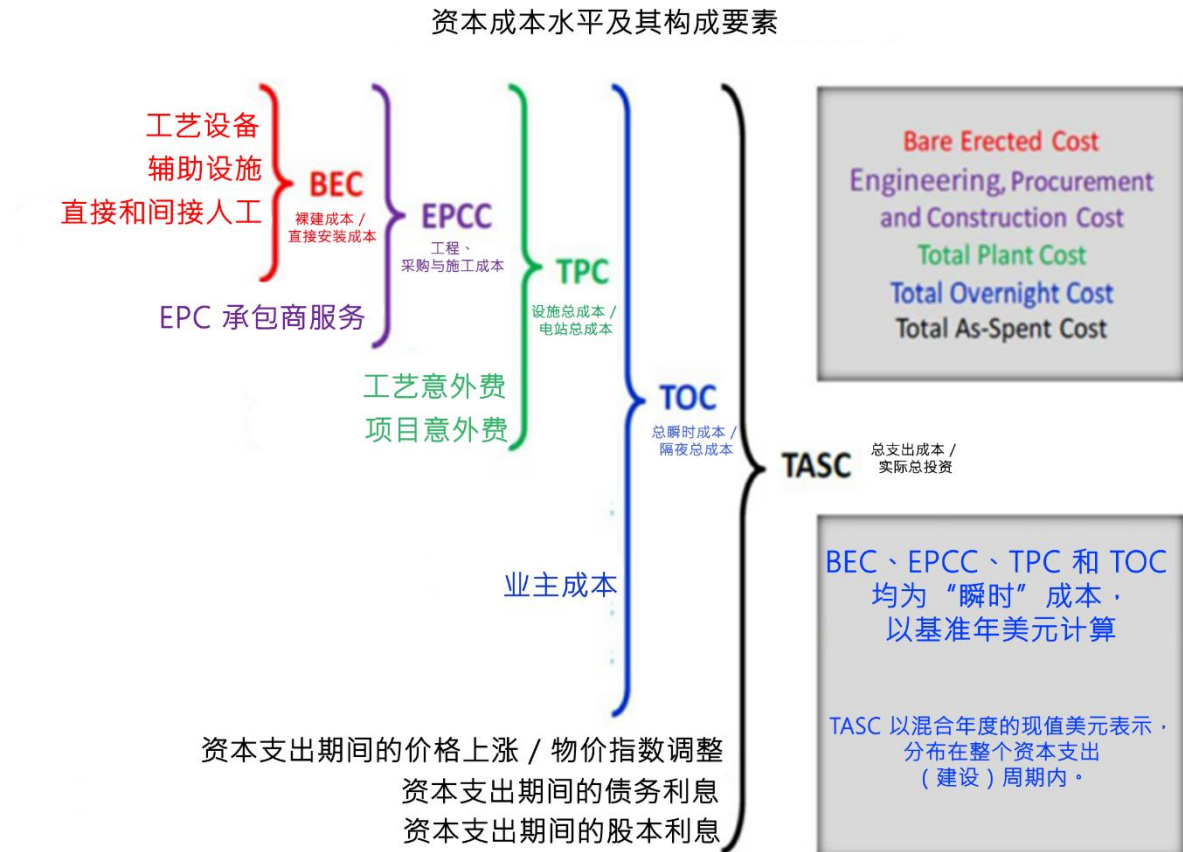


图37 CAPEX结构

数据来源：NETL，2011年4月。能源系统研究质量指南：NETL评估发电厂性能的成本估算方法。美国能源部

能源部，国家能源技术中心，宾夕法尼亚州匹兹堡（报告编号 DOE/NETL-2011/1455）

- BEC——即所谓的“硬成本、直接成本”，涵盖材料和设备交付、人力成本及设备成本。
- EPCC——这些成本包括BEC和EPC总承包商的间接成本（例如项目协调与管理、认证和验收机构的认证与验收、施工后勤准备与维护、安装期间的公用设施、培训、保险、调试等）。

- TPC——该费用包含EPC、承包商风险成本及项目财务储备金。
- TOC——这些成本包括TPC和投资者的成本（例如：投资者的实施团队、合同工程师服务、保修测量、费用、专家评估、咨询、保险等）。

注意：上述所有资本支出成本均以固定价格表示。

- TASC——这些成本包括TOC，并按投资期间（从设施建设到交付使用期间）的可变价格计算，包括资本成本、利息和合同指数化。

本节对TOC成本组的投资支出水平进行了估算。

7.2. 方法论

为确定在奥波莱电厂建设六座新型MS-SMR Kairos Power 150 MWe机组的成本，采取了以下步骤：

- 根据行业研究报告，确定了各资本支出项目的成本百分比分配；
- 根据行业研究报告，计算出采用绿地模式建造Kairos Power 150 MW MS-SMR机组的单位成本；
- 已估算在现有电厂内安装Kairos Power 150 MW型MS-SMR新机组的其余成本，并考虑了由此产生的节省；
- 估算了在奥波莱发电厂内建造六台Kairos Power 150 MWe型MS-SMR机组的资本支出。

7.3. 确定 投资支出的百分比分布

下表基于科罗拉多州立大学2023年发布的《先进小型模块化核反应堆技术经济分析》报告，按绿地模式计算了Kairos Power 150 MWe模块化小型反应堆（MS-SMR）各成本组别的资本支出可能分布。百分比分布依据图表"Figure 1.图1"绘制而成。

表13 MS-SMR机组预计投资额的百分比分配

序号	TOC成本明细 (1台 Kairos Power 150 MWe MS-SMR机组) 绿地模式	占比 在投资资本中
1	建筑物和构筑物	9.3%
2	机房设备	17.2%
3	反应堆设备	23.3%
4	电气设备	5.2%
5	其他设备	2.8%

序号	TOC成本明细 (1台MS-SMR Kairos Power 150 MWe机组) 绿地项目	占投资资本的百分比 占投资资本
6	散热系统	2.0%
7	业主和承包商的间接总成本	40.2
8	投资资本总份额	100.0%
9	直接成本 (第1-6项) % TOC	59.8%
10	间接成本 (第7项) % TOC	40.2%

数据来源：基于《先进小型模块化核反应堆的技术经济分析》文件的估算；科罗拉多州立大学；2023年。

7.4. 根据行业研究报告，确定Kairos Power 150 MWe MS-SMR机组的单位建设成本指标

在《先进小型模块化核反应堆的技术经济分析》报告中，核电机组的单位总建设成本（TOC）如下：

- PWR12 – 4,599美元/kWe
- LW-SMR – 4,844美元/kWe
- MS-SMR – 3,985美元/kWe

基于上述数值，决定采用LW-SMR与MS-SMR之间成本的百分比关系。该关系表明，MS-SMR机组的单位TOC成本约占LW-SMR机组建设成本的82.2%。

上述单位成本在本研究中并未直接采用，因为目前已证实这些成本被严重低估。例如，PWR12级机组的成本应至少达到10,000美元/千瓦，正如DESIRE针对科济涅茨和下奥得河地区的研究报告中所示。

近年来，LW-SMR模块的预计成本急剧攀升。这主要归因于疫情影响、地缘政治紧张局势，以及随着该技术方案的不断完善，其成本也在持续上升，从而推翻了此前对资本支出的乐观预测。

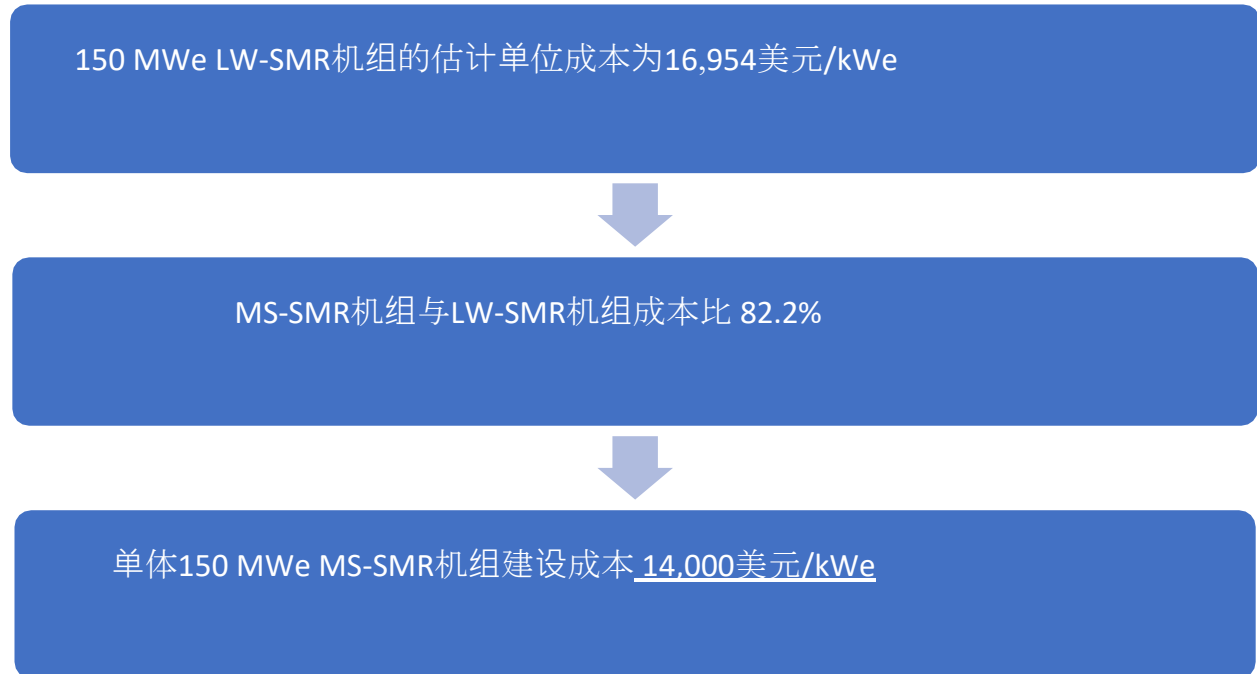
MS-SMR技术处于比LW-SMR更早的技术和市场发展阶段，因此可以假设，随着时间的推移和技术解决方案的完善，预计的资本支出也将大幅增加。

在能源经济与金融分析研究所2024年发布的最新行业研究报告《小型模块化反应堆：依然过于昂贵、缓慢且风险过高》中，对LW-SMR机组的最新单位成本预测如下：

- NuScale (77 MWe) ——21,561美元/kWe
- BWRX-300 (300 MWe) ——12,347美元/kWe

由于Kairos Power的MS-SMR机组发电量为150 MWe，因此决定将150 MWe假设型LW-SMR机组的成本估算值设定为NuScale与BWRX-300成本的平均值。该值为16,954美元/kWe。

如上所述并已采纳，MS-SMR机组成本可能达到LW-SMR机组成本的82.2%，因此Kairos Power 150 MWe MS-SMR机组的估算单位建设成本按以下方式确定：



$$16,954 \times 0.822 = 13,936 \text{ 美元/千瓦} \approx \underline{\underline{14,000 \text{ 美元/千瓦}}} \text{ (绿地公式)}$$

7.5. 确定与计划投资地点相关的额外成本和节省

以下列出了因投资选址于奥波莱电厂而产生的额外成本（增加资本支出）、节省（降低资本支出）和潜在避免成本。

➤ 额外成本

在奥波莱发电厂实施投资项目需承担以下额外费用

- 现有设施与核岛对接的改造费用。

这些费用约占总投资额的7.4%。其范围包括以下费用：

- 将6台反应堆的蒸汽系统连接至现有涡轮机组
- 将核岛连接至现有散热系统
- 场地清理费用
- 难以在初步可行性研究阶段估算的意外工程费用。

这些成本估计为净额25.45亿波兰兹罗提。

电气部分、控制与测量设备及其他系统和装置的扩建成本已作为成本与节省的平衡计入其他资本支出项目。

➤ **节约**

- 利用现有机组机房技术系统（涡轮机组和辅助装置）产生的节约。

该节省金额估计为净额86.69亿波兰兹罗提。

- 利用现有建筑和构筑物产生的节约（机房建筑及其他建筑和构筑物）。

这些节省估计为净额23.43亿波兰兹罗提。

- 利用现有散热系统（冷却塔和冷却水管道）实现的节约

这些节省估计为10.08亿波兰兹罗提净值。

- 部分利用现有电气设备、控制与测量设备、其他设施设备以及利用电力输出系统所产生的节省。

这些节省估计为20.16亿波兰兹罗提净值。

➤ **潜在避免成本**（不属于核电机组建设指标范围的项目）

下表列出了在奥波莱核电站选址与未连接现有能源物流基础设施的选址相比所避免的成本。潜在的避免成本基于研究者根据其他核电机组选址（其选址条件各不相同）所作的假设。因此，本计算采用的是平均假设估算值。

- 从前沿区域至PSE变电站的输电线路建设成本，按1公里线路计算。预计净节省1000万波兰兹罗提。
- 河流取水口建设成本——按1公里取水口计算。预计净节省4000万波兰兹罗提。
- 通道建设成本——按25公里计算。预计净节省1.25亿波兰兹罗提。
- 单轨铁路线成本——规划25公里。预计净节省6.25亿波兰兹罗提。
- 若项目选址远离现有变电站，则需由电力网络运营商估算运营商变电站的建设成本；根据双方签订的协议，投资者可分担部分费用。此类变电站的净成本约为7000万波兰兹罗提。

7.6. 资本支出 (CAPEX) 的确定

➤ 假设

- 以下所有金额均不含增值税，并按2025年固定价格列示。
- 根据本研究第7.4和7.3节所述的行业出版物，将成本按百分比划分为不同类别，并估算了Kairos Power 150 MWe小型模块化反应堆机组的单位投资成本为14,000美元净值/千瓦。
- 随后，根据投资项目选址于奥波莱电厂的特点，计算了额外成本和节省费用，其中包含超出MS-SMR机组建设单位指标范围的节省部分。具体细节详见本报告第7.5节。
- MS-SMR级模块化反应堆建造单价指标范围外的要素、附加成本及节省金额，均基于公开市场上的工程与投资项价格公告（如Bistyp、Sekocenbud等出版物）以及B.S.P.i R价格指数进行估算。“Energoprojekt - Katowice” S.A.公司多年积累的设计经验及成本估算数据，这些数据涉及规模和技术参数相似的设备。
- 货币转换采用以下汇率：1美元=4波兰兹罗提。
- 用于计算的MS-SMR Kairos Power机组功率：150 MWe（总功率）
- 本研究处于初步可行性研究阶段。根据 AACE 国际推荐实践分类系统，估值范围的预期准确度如下表所示：

表 14 根据 AACE 国际推荐实践对 CAPEX 估算精度的分类

估算级别	主要特征		次要特征	
	主要特征：项目定义交付物的成熟度 (以完成定义的 % 表示)	次要特征：最终用途 (典型的估算目的)	次要特征：方法论 (典型的估算方法)	次要特征：预期准确度范围 (低值与高值的典型波动范围)
5 级	0% 至 2%	概念筛选	产能系数法、参数模型、判断或类比法	L: -20% 至 -50% H: +30% 至 +100%
4 级	1% 至 15%	方案研究或可行性研究	设备系数法或参数模型	L: -15% 至 -30% H: +20% 至 +50%
3 级	10% 至 40%	预算授权或控制	带有组件级清单的半详细单价法	L: -10% 至 -20% H: +10% 至 +30%
2 级	30% 至 75%	控制或投标/标书	带有强制详细工程量清单的详细单价法	L: -5% 至 -15% H: +5% 至 +20%
1 级	65% 至 100%	校验估算或投标/标书	带有详细工程量清单的详细单价法	L: -3% 至 -10% H: +3% 至 +15%

流程工业成本估算分类矩阵

由此可得出概念阶段与正式可行性研究阶段之间的估值范围精度。

➤ 计算

Kairos Power 150MWe 六台 MS-SMR 机组的总成本按以下方式计算：

1400万美元/兆瓦电×150兆瓦电×6个机组=14×150×6=126亿美元净值

根据波兰国家银行数据，2024年和2025年美元汇率约为4.0波兰兹罗提。为便于计算，本报告采用该统一汇率值。

将上述金额按1美元=4.0波兰兹罗提的汇率换算后，得出：250亿美元×4.0波兰兹罗提/美元

=504亿波兰兹罗提净值

随后，根据上述要点中基于行业信息制定的假设，将上述成本按各项组成部分进行分配，同时考虑了与设施位于奥波莱发电厂区域相关的额外成本和节省。

计算结果见下表。

表15 奥波莱电厂六座MS-SMR 150MWe级机组建设成本估算

序号	TOC成本明细 (6台MS-SMR Kairos Power 150 MWe机组) 棕地	净值[百万波兰兹罗提]
1	建筑物和构筑物	2 344
2	机房设备	0
3	反应器设备	11 743
4	电气设备	1 310
5	其他设备	706
6	散热系统	0
7	现有设施改造费用	2 545
8	业主和承包商的间接费用总额	16 297
8	投资资本总份额	34 945
10	直接成本 (第1-8项)	18 648
11	间接成本 (第9项)	16 297
	单位指标美元 (1美元=4波兰兹罗提)	9 707 美元/千瓦时

数据来源：自主计算

上述计算未包含避免成本，因为这些成本不会影响资本支出，无需承担，且不属于核电机组建设指标范围，因此不会降低上述成本。

然而，鉴于投资位于奥波莱电厂内，避免的成本构成了附加价值。其水平因核电站潜在选址的不同而差异显著

。因此，无法确定其确切的节约额，因为此类计算只能针对其他具体选址进行。

下表列出了基于平均假设估算值的避免成本：

表16 基于假设的工程量清单数据计算的潜在避免成本

序号	在奥波莱核电站区域投资选址可能避免的额外成本	价值（百万波兰兹罗提） 净值
1.	从前沿区域至PSE变电站的输电线路建设成本，绿地项目按1×1公里计算	10
2.	从河流取水口建设成本 - 假设取水口长度为1公里	40
3.	通道道路成本 - 设想25公里	125
4.	单线铁路成本 - 假设25公里	625
5.	总计潜在避免成本	800

数据来源：自主计算

7.7. 绿地项目与棕地项目对比

对奥波莱地区与绿地项目中建造6座Kairos Power 150 MWe中型小型模块化反应堆（MS-SMR）机组的成本进行了比较。结果如下表所示：

表17 6台Kairos Power 150 MWe机组建设成本估算——Brownfield与Greenfield对比

序号	工程明细 (6台Kairos Power 150 MWe机组) (总计900 MWe)	棕地项目 净值 (百万波兰兹罗 提)	绿地项目净值 净值 (百万波兰兹罗 提)
1	建筑物和构筑物	2 344	4 687
2	机房设备	0	8 669
3	反应器设备	11 743	11 743
4	电气设备	1 310	2 621
5	其他设备	706	1 411
6	散热系统	0	1 008
7	现有设施改造费用 - 蒸汽系统改造 - 接入热排放系统 - 场地清理 - 其他	2 545	0
8	业主和承包商的间接费用总额	16 297	20 261
9	从前场到PSE变电站的输电线路建设成本，对于Greenfield项目， 假设为1x 1	0	10
10	河流取水口建设成本 - 规划取水口长度为1公里	0	40
11	通道道路成本 - 规划25公里	0	125
12	单线铁路成本 - 假设25公里	0	625
13	总投资额	34 945	51 200

如上表所示，Brownfield方案的估算成本比Greenfield方案低约32%。值得注意的是，选择奥波莱的Brownfield选址还具有社会效益（为当地居民提供发电厂就业机会）和基础设施优势（可利用能源和交通基础设施，若发电厂关闭则这些设施将闲置）。

Brownfield方案的间接成本按与Greenfield方案相同的百分比占总投资额的比例计算，但由于改造现有设施导致投资过程复杂化，该成本额外提高了30%。

上述比较基于以下假设：Brownfield方案采用一台现有涡轮机组，配合六台功率各为150 MWe的新型MS-SMR反应堆。

8. 针对既定目标的经济效益分析，扩展至投资风险分析（对法律经济环境变化的敏感性分析），

8.1. 分析的对象、方法和目的

针对该项目，采用FCFF（企业自由现金流）公式构建了DCF经济模型。分析中计算了LCOE指标，该指标确定了平衡特定类

型发电装置生产成本的最低电价。这也是使电力销售能够突破投资盈亏平衡点的最低价格。

未计算净现值（NPV）或内部收益率（IRR）等标准盈利指标，因为平准化度电成本（LCoE）指标能更便捷地比较不同技术，且无需对未来电价进行预测。在当前形势和市场变化下，对未来70-80年的能源价格进行预测存在较大的误差范围。

LCoE指标[PLN/MWh] 平准化能源成本——根据以下公式计算得出，指生产1 MWh电能的平均成本：

$$LCoE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{(I_t + M_t)}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

图38 LCoE的计算公式

其中：

I_t —t 年的资本支出（CAPEX）

M_t —t 年的运营支出（OPEX）

r—税前贴现率

E_t —t 年的热量产量

经济分析还包括对 LCoE 对经济核算关键变量的敏感性分析。

8.2. 假设

- 分析期为65年，包括：
 - 投资实施期：5年
 - 运营期：60年
- 计算以年度为单位，采用净价（不含增值税）和实际价格（不考虑通货膨胀）进行。
- 企业所得税税率——19%
- 残值（RV）按固定资产净值计算

8.2.1. 投资支出

投资支出详见第7章。下表列出了投资支出计划。

表18 投资支出时间表，净值单位：百万波兰兹罗提

投资支出 年份	合计	1	2	3	4	5
百万波兰兹罗提净额	34 945	8 736	6 989	6 989	6 989	5 242

8.2.2. 贴现率

税前WACC贴现率为**6.98%**

$$WACC_{nom} = K_W * k_W * + K_O * k_O * (1 - T_c)$$

K_W – 股权资本成本 (15.3%)

$$K_W = \text{无风险利率 (5.24\%¹⁸)} + \text{市场风险溢价 (5.15\%¹⁹)} + \text{项目风险溢价 (2\%)}$$

k_W – 权益资本比例 (30%)

K_O – 债务资本成本 (7.24%)

$$K_O = \text{无风险利率 (5.24\%)} + \text{债务溢价 (2\%)} \quad k_O - \text{债务资本比例 (70\%)}$$

T_c – 企业所得税率 (19%)

$$WACC_{realny} = \frac{WACC_{nom} + 1}{CPI + 1} - 1$$

CPI – 五年期通胀率 (假设为2.5%²⁰)

WACC计算详情见.xlsx模型

8.2.3. 汇率

欧元兑波兰兹罗提汇率基于波兰国家银行官网**nbp.pl**发布的“专业预测者宏观经济预测——波兰国家银行宏观经济调查结果 (2024年3月轮次)”数据确定，该数据为4.3，作为2024-2026年预测的中位数，并维持至计算期结束。

波兰国家银行 (NBP) 于2024年3月22日 (星期五) 将美元 (USD) 兑波兰兹罗提 (PLN) 汇率定为3.9928兹罗提，四舍五入至小数点后两位后为4.00 PLN/USD。根据彭博社等机构对未来几个季度的预测，欧元兑美元汇率将保持类似水平，因此分析认为该趋势将持续。

¹⁸ 能源监管局主席公告；2024年第三季度

¹⁹ Damodaran - 波兰股权风险溢价 2024年7月1日

²⁰ 波兰国家银行和货币政策委员会的通胀目标

表19 汇率预测

货币	单位	数值
美元	[PLN//USD]	4.0
欧元	[PLN/EUR]	4.3

8.3. 运营成本

$$OPEX = \text{variable OM cost} + \text{fixed OMcost per year}$$

$$OPEX = \text{年度可变运营成本} + \text{年度固定运营成本}$$

经济分析涵盖以下运营成本：

- 燃料成本
- 废物处理成本
- 补水成本（用于循环系统和DEMI）
- 维修和升级
- 财产保险
- 核损害民事责任保险
- 房产税
- 员工薪酬和福利费用
- 未来机组拆除费用（拆除基金）

8.3.1. 燃料成本

燃料成本根据以兆瓦时为单位计算的发电量计算。机组的年发电量是根据技术平衡表计算得出的6.5中的技术平衡数据确定，在假设的基本可用率下，该机组每年将生产**6 498 GWh**的电力。

在本分析中，最终将该项目（Brownfield）的LCOE与Greenfield投资进行了比较，因此需要估算两种方案的成本。假设Greenfield方案的机组容量为900兆瓦（6×150兆瓦），即高出十余兆瓦。假设机组可用性相似，因此绿地项目的最终发电量将达到**6638 GWh**。

根据不同来源的数据，核燃料的单位价格多年来变化情况如下图和下表所示。

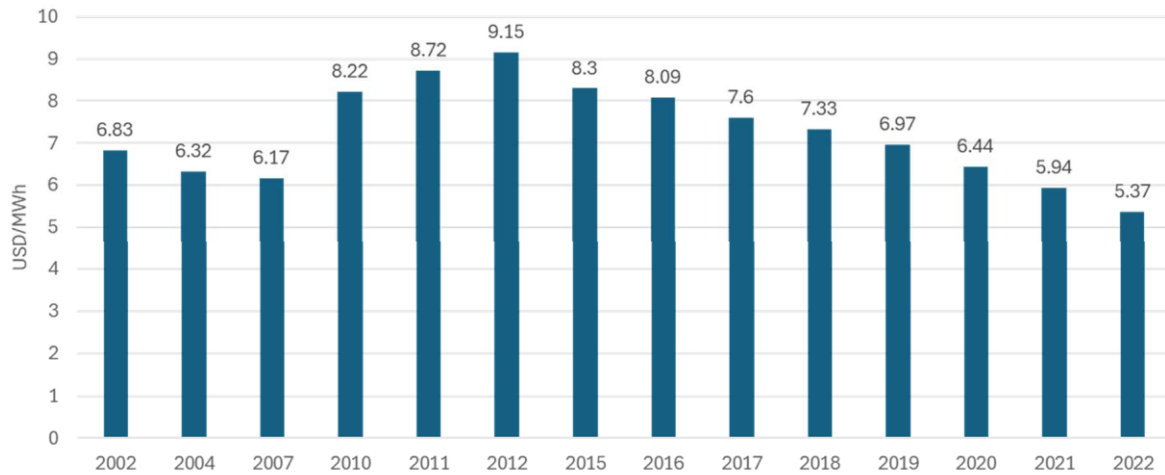


图39 历年核燃料成本

来源：NEI, 《核成本背景》，2023年

表20 核燃料价格来源

其他来源	数值	单位/年
国际原子能机构；核电站长期运营的经济评估 核电站的长期运行	7.00	美元2018/兆瓦时
麻省理工学院；下一代AP1000机组隔夜资本成本	6.15	美元2022/兆瓦时
麻省理工学院；2024年下一代AP1000总成本预测	6.25	USD2023/MWh

根据核能研究所²¹的研究，以美元/兆瓦时为单位计算的燃料单价为**5.37美元2022/兆瓦时**（考虑到美国通货膨胀率，燃料成本将为5.73美元/兆瓦时）。**最终，Brownfield项目的年度燃料成本约为1.49亿波兰兹罗提，Greenfield项目约为1.52亿波兰兹罗提。**

8.3.2. 核燃料废料处理成本

燃料利用成本也根据所生产的电力进行了计算。单位指标依据以下研究确定：

- A.Strupczewski, 《波兰不同能源来源的电力成本分析与评估》，NCBJ, 2015年。
- K.Kołacińska, R.Sasin, 《波兰核能实施成本效益分析》，能源市场, 2016年。

其中费率分别为2.33美元2015/MWh和2.17欧元2016/MWh。

分析采用**3.53美元/兆瓦时**的费率（经调整后的平均值）。该数值涵盖乏燃料的清除、储存和处置。按年值计算，燃料处置成本约为布朗菲尔德项目**9200万波兰兹罗提**，绿地项目**9400万波兰兹罗提**。

²¹ 下一代AP1000反应堆的隔夜资本成本；Koroush Shirvan；2022年3月

8.3.3. 补水成本

原水和去离子水消耗量已在第6.5点中确定。去离子水成本计算采用约10 PLN/吨的费率，该费率与KM4.1项目中涉及的设施所采用的费率相似。第三代反应堆初步可行性研究。

对于原水，假设用于补充冷却系统的原水将从河流中取用。根据波兰政府关于取水费率的条例²²，原水单价定为1.5波兰兹罗提²³，该价格也包含从河流取水的物理成本。年度成本如下：

表21 补水成本比较

成本	Brownfield, 百万波兰兹罗提	绿地项目, 百万波兰兹罗提
DEMI水	1.3	1.4
原水	14.0	14.3

8.3.4. 薪酬和员工福利成本

核电机组（1 GWe反应堆）的标准雇员人数为500至800名固定员工，负责日常运行和维护工作。²³ 而其他来源²⁴ 则指出该数字为600名员工，但对于AP-1000机组，在极端情况下，人员可减少至约400名。目前，奥波莱核电站雇佣了1300名员工²⁵，他们分别在1-4号机组（总计1532兆瓦）和5-6号机组（1810兆瓦）工作，按功率计算，相当于每兆瓦0.4个全职岗位。因此，每台905兆瓦机组约配备360名员工。最终分析中采用400名员工的配置方案。

1名员工的毛薪设定为每月15,000波兰兹罗提，该数值与该行业当前薪资水平相符。雇主承担的社会保险及其他福利费用比例设定为21%。

两种方案的年薪酬和员工福利成本均约为8500万波兰兹罗提。

8.3.5. 财产保险费用

Brownfield方案的财产保险费用是根据目标核电机组的估值计算的，即核部分的总投资额与现有可用状态的估值（不含锅炉房、供煤系统及废气排放与净化系统）之和，约为53亿波兰兹罗提。

最终，财产保险费用按目标核电机组总估值的0.35%/年计算，该估值约为404亿波兰兹罗提。每年保险费用约为1.41亿波兰兹罗提。保险费率是根据现有1000兆瓦级燃煤机组的数据确定的。

至于“绿地”方案，保险费是根据总投资额按相同的费率计算得出的，这导致年成本为1.79亿波兰兹罗提。

²² 前长理事会2023年10月26日关于水务服务单项收费标准的条例

²³ <https://info.westinghousenuclear.com/poland/news-and-insights/kariera-w-przemysle-jadrowym>.

²⁴ 下一代AP1000反应堆的隔夜资本成本；Koroush Shirvan；2022年3月

²⁵ <https://nto.pl/jubileusz-30lecia-elektrowni-opole-zapewnia-ona-8-procent-krajowej-produkcji-pradu-w-polsce/ar/c317830699#:~:text=奥波莱核电站是波兰最重要的核电站之一,波兰核>

电公司总裁

8.3.6. 核损害民事责任保险

民事责任保险费用是根据设定的核损害最高保险金额及该金额的固定百分比计算得出，该费用在运营期间按年支付。最高保险金额为13.5亿波兰兹罗提（即根据原子能法规定的3亿特别提款权），年度保险费率（作为最高保险金额的百分比）为0.25%。在SDR=5.28波兰兹罗提的汇率下，两种方案的最终保险金额均为约**400万波兰兹罗提**。

8.3.7. 房地产税

房地产税按建筑物价值的百分比计算，该价值约占目标核电站评估价值的10%（核电站部分的投资支出加上现有可用状态的评估价值）。根据现行法规，建筑物税率为建筑物价值的2%/年。最终，Brownfield的年度税费约为**8000万波兰兹罗提**，而Greenfield的计算基准为**1.02亿波兰兹罗提**的总投资额。

8.3.8. 维修费用（号楼维护）

改造后机组的维护成本依据《采用KP-FHR小型模块化反应堆实现燃煤机组脱碳改造的技术经济评估》^[26]一文确定，该文本作分析与本可行性研究相似。该文章使用KP-FHR反应堆替代了拉吉什电厂的热源。该研究将固定机组维护成本（Fixed O&M costs）按涡轮岛和核岛进行划分。总单位成本为100欧元/千瓦/年，其中核岛成本为84欧元/千瓦/年，涡轮岛成本为16欧元/千瓦/年。

所列出的固定运营维护成本以及煤炭燃烧的燃料外和排放外可变运营维护成本水平适用于绿地投资项目。由于涡轮机组的老化，涡轮部分的成本在分析的运营期内增加了30%。

最终，分析采用的指数化费率为：Brownfield方案为1₂₆ €2024/kW/年，Greenfield方案为120 €2024/kW/年。该指标考虑了所有定期维修和机组固定维护成本，按年计算，Brownfield项目约为**4.77亿兹罗提**，Greenfield项目约为**4.64亿兹罗提**。

除固定维护成本外，该方案还包含与汽轮机相关的可变成本，包括但不限于：根据运行时间（产生的MWh）计算的蒸汽轮机系统维护及正常运行所需的各类材料与服务。对于绿地项目方案，可变成本系数为1.2。

€2021/MWh，而Brownfield项目为1.5 €2021/MWh。经指数化调整后，相应指标分别为1.4和1.8 €2024/MWh，结合预期产量计算得出**41和5000万波兰兹罗提**。

26 《采用KP-FHR小型模块化反应堆对燃煤发电机组进行脱碳改造的技术经济评估》；Ł. Bartela, P. Gladysz, Ch. Andreades, S. Qvist, J. Zdeb

8.3.9. 未来拆除 设施的成本

根据国际原子能机构²⁷的研究报告，核电站退役成本已获批准。该设施的退役工作将在机组运行结束后启动，并持续六年。为此，计划在每个运行年度按等额分期方式预留资金，该金额将覆盖未来核设施退役所需的全部成本。总成本可能达到Brownfield方案总投资额的15%左右。两种方案中，每台机组每年维修基金的折旧额约为**8900万兹罗提**。

总计年度运营成本**计算**为Brownfield项目11.84亿波兰兹罗提，Greenfield项目12.28亿波兰兹罗提。下表详细列出了各项成本的金额及占比。

表22 Brownfield 与Greenfield 方案成本对比

成本	Brownfield		绿地	
	百万波兰兹罗提	占总成本的百分比	百万波兰兹罗提	占总量的百分比
核燃料	148.9	12.58	152.2	12.39
废物处理	91.8	7.75%	93.7	7.63%
水费	15.3	1.29%	15.7	1.27%
员工成本	87.1	7.36%	87.1	7.09%
保险	144.8	12.22%	183.2	14.91%
地方税	80.5	6.79%	102.4	8.34%
维护区块	527.0	44.50%	505.2	41.13%
清算基金	88.8	7.50%	88.8	7.23%
总计 百万波兰兹罗提/年	1 184		1 228	

8.4. 的LCoE结果

针对上述投资支出和运营成本，在假设发电量前提下，计算了Brownfield和Greenfield方案的LCoE指标。下文按主要构成部分列出了LCoE的结构。

²⁷ 《核电站长期运行的经济评估：方法与经验》；国际原子能机构核能系列

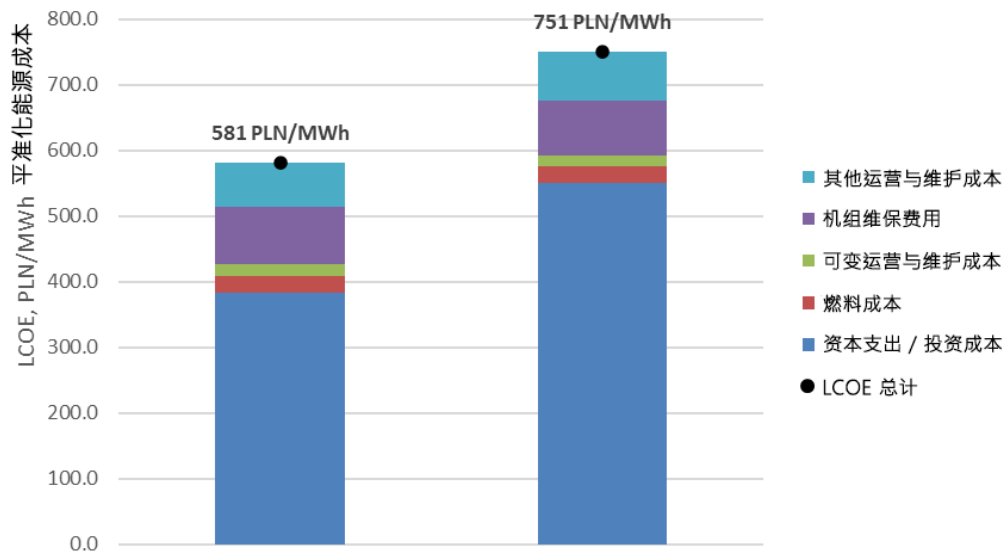


图40 棕地与绿地项目的LCOE比较

绿地项目的LCOE约为751 PLN/MWh，而棕地项目（本研究分析的对象）的LCOE则低约170 PLN。投资成本对LCOE水平的影响最大，在绿地项目的LCOE成本中，其占比几乎相当于棕地项目的总LCOE，如图所示。

8.5. 敏感性分析

敏感性分析仅针对Brownfield方案及以下关键变量进行，其强度范围为±50%（前两项）或可能值区间（后两项）：

- 投资支出、
- 核燃料价格、
- 机组运行/可用率指标（GCF）。
- 加权平均资本成本（WACC）

假设在特定时刻只有一个变量发生变化。其余变量保持在相同基准水平。

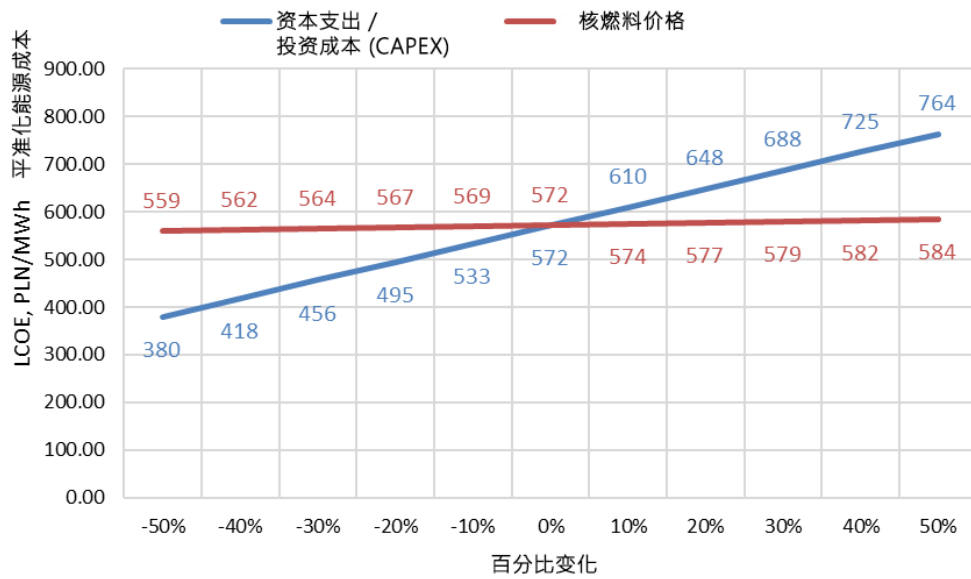


图41 分析方案的LCoE结构

投资支出对LCoE的影响更大，而燃料成本的变化对电力生产成本的影响微乎其微。

基于额定容量利用率（GCF）在20%至95%范围内的变化，进行了生产变化敏感性分析。GCF=100%时，机组很可能无法运行，因此运行率的最大值为95%——即机组的最大可用性。

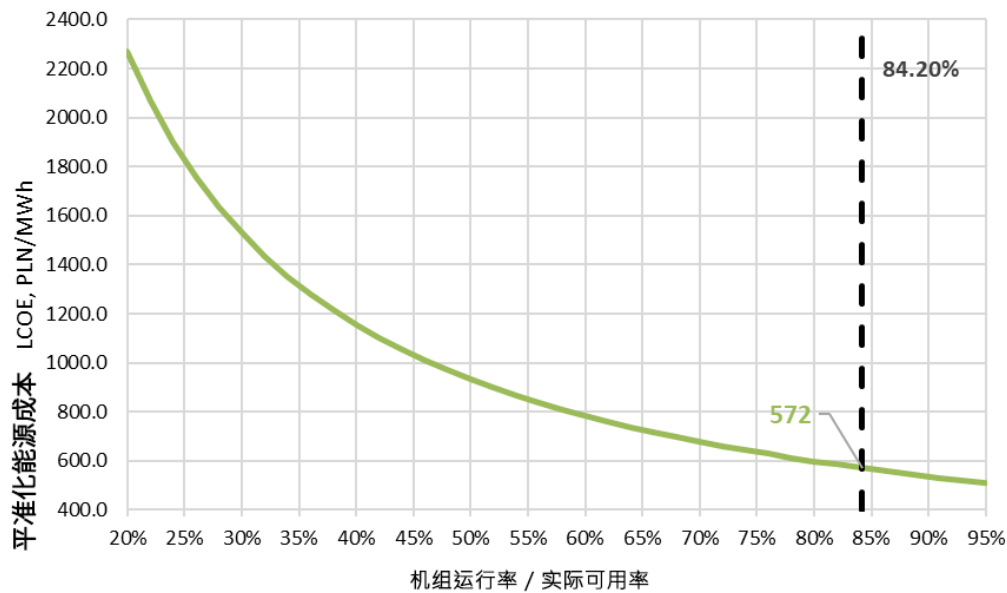


图42 敏感性分析结果——机组可用性

所示关系表明，在可用性/发电量极低的情况下，LCOE指标对发电量的依赖程度极高，发电成本甚至会超过2000 PLN/MWh。

此外，还对4%-10%范围内的WACC折现率进行了敏感性分析。图中标注的假设WACC率为6.98%。

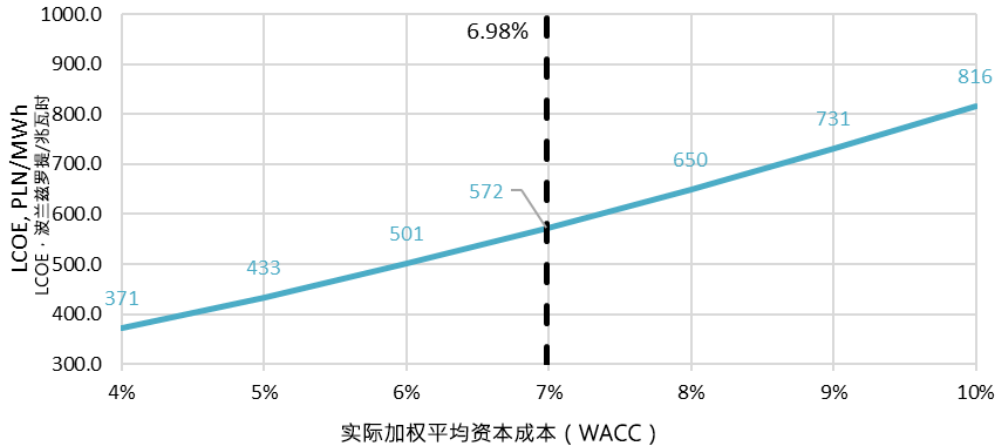


图43 折现率变量敏感性分析结果

WACC的变化对LCOE影响很大，但实际上其变化并不简单，取决于该国的许多宏观和微观经济因素。

8.6. 经济分析总结

- 根据建模假设，所选方案（Brownfield）的LCOE成本约为581波兰兹罗提/兆瓦时。
- 利用现有基础设施可显著降低度电成本（LCOE），而绿地项目因投资额大幅增加，其度电成本将高出约170波兰兹罗提。
- LCOE结构显示，资本成本是主要成本构成部分——约占67%，而在绿地项目中，该比例约为73%。
- 敏感性分析表明，该项目对投资支出的变化最为敏感。折现率（WACC）也是一个重要参数。核燃料价格对盈利指标的影响微乎其微。
- 确保机组在市场上的适当生产率至关重要，因为随着机组可用性的下降，发电成本将急剧上升。
- 在设定LCOE水平的情况下，此类投资的实施必须基于保证适当水平的收入，例如通过差价合约，以确保投资支出的回报。

9. 分析投资方案所涉核电机组管理与运营所需能力（基于 6 号研究任务所确定的能力要求基准）

从煤炭技术向核能技术（英语：coal to nuclear - C2N）的能源转型需要改变技术和工程人员的结构。在此过程中，通过利用煤炭发电厂员工在核电站的技能，也可为经济和社会创造附加值。

合理实施的发电厂转型过程可能带来以下积极效果：

- 无需裁减大量员工；
- 无需招聘大量新员工；
- 部分员工无需搬迁住所。

C2N 转型对燃煤电厂员工的主要负面影响和风险包括：

- 转型过渡期内失业；
- 需要接受再培训；
- 需要获得新资质。

燃煤电厂向核电厂的转型还导致某些专业人才需求减少，同时需要招聘具备新专业技能的人才。

因此，合理规划 C2N 转型方案时，还应考虑如何利用燃煤电厂的技术工程人员队伍。

确定工程技术人员所需能力扩展或获取程序时，可首先明确现有规划中的发电厂及机组人员结构。发电厂或核电站的雇佣结构决定了目标人力资源及其能力配置。相关文献提供了员工职业列表及各类职位所占比例²⁸。结合总雇员人数，这些数据有助于确定各类职业的目标雇佣结构。同样，对于燃煤电厂，也可以获得职业列表及其所占比例。通过直接比较特定地点的数据，可以评估直接转岗的可能性，通常只需略微拓展技能即可实现。

为制定扩充或获取现代化发电厂及发电机组工程技术人员所需能力的程序，本文列举了若干案例研究，其核心在于确定需要全新资质或需接受再培训的岗位及岗位数量。同样，也确定了煤炭发电厂中那些因需要完全转岗而无法在新发电厂或核电机组中找到职位的员工的岗位和职位数量。

基于这些分析，可以更详细地考察核电站关键岗位的职权范围，并确定培训或转岗的可能性。

²⁸ 汉森 J.、詹森 W.、沃贝尔 A.、斯托夫 N.、比格勒 K.、金 T.、贝尔斯 R.、奥米塔奥姆 F.：《研究将退役燃煤电厂改建为核电站的益处与挑战》。系统分析与整合；修订版 2 为美国能源部准备 2022 年 9 月 13 日；INL/RPT-22-67964

在此方面，也可提出继续培训或转岗培训的建议路径。

9.1. 扩充或获取现代化发电厂和能源单元所需工程技术人员能力的程序中最重要要素

在核电站或核反应堆中利用电厂或燃煤机组工程技术人员的资质，可带来诸多经济和社会效益。通过合理制定新电厂所需资质的扩展或获取程序，即可实现这些效益。

在设计流程时需要考虑的最重要问题包括：

- 确定新电厂或机组所需岗位；
- 确定新电厂或机组各岗位的职业数量；
- 确定即将关闭的发电厂或机组的岗位；
- 确定即将关闭的发电厂或机组中各个岗位的职业数量；
- 确定新建机组或电厂岗位及职位的建立时间表；
- 确定电厂或燃煤机组岗位及职位的撤销时间表。

基于上述信息，可确定被撤销和新建单位的岗位与职位矩阵。该矩阵有助于确定以下类型的岗位与职位：

- 需要少量或完全不需要 需要扩大员工能力范围；
- 可在相对较短的时间内进行转岗培训或获得新能力；
- 必须进行全面转岗培训的岗位。

核电站或发电厂的退役与投运时间表可为该流程提供补充，例如在建造新发电厂或机组期间，为员工指明可能的职业发展路径及提升专业能力的途径。

9.2. 核电站雇员最多的岗位汇总

雇员最多的岗位汇总可确定关键岗位的需求。分析首先确定了核电站十个岗位（雇员数量最多的岗位）的职业数量。装机容量为1GW（表21）。数据基于[9]编制。该来源指出，一座基于10个小型模块化反应堆（SMR）建造的现代化核电站可提供341个直接就业岗位。该数据与同样为1GW的燃煤电厂将裁减的职位数量进行了对比。在此情况下，假设直接职位总数为145个。

表23 核电站最常见职位汇总

燃煤发电厂				核能发电厂		
雇员比例	1GW的 职位数 量	职位百分比递 增 o	职位名称	雇员比例	职位数 量 1GW	职位比例累积 o
0.31	-0.45	0.31	核工程师	13.07	44.64	13.07
0.31	-0.45	0.62	核反应堆运营商 核反应堆	10.96	37.44	24.03
0.52	-0.75	1.14	安全警卫 安全	10.96	37.44	34.98
0.62	-0.9	1.75	核技术人员	7.17	24.48	42.15
4.33	-6.3	6.09	一线生产和运营管理人员 运营人员	5.06	17.28	47.21
5.37	-7.8	11.46	电气和电子设备维修工、发电 厂、变电站和 继电器	3.06	10.44	50.26
0.52	-0.75	11.97	培训与发展专员 发展	2.85	9.72	53.11
4.64	-6.75	16.62	电气工程师	2.85	9.72	55.95
0.83	-1.2	17.44	建筑与工程经理 建筑与工程	2.74	9.36	58.69
3.20	-4.6	20.64	机械维修工 工业	2.74	9.36	61.43

通过数据分析可以发现，上述十个岗位占核电站总岗位数的61%。而相同岗位在燃煤电厂仅占约21%。这些岗位包括：核工程师、核反应堆操作员、安全警卫、核技术员、培训与发展专家；建筑与工程经理，而在燃煤电厂中，这些职位的比例不到1%。可以推测，这些职位几乎全部需要从核电站外部招聘人员，或者从燃煤电厂招聘经过全面培训的人员。

由于核电站总岗位数量较多，部分岗位可将燃煤电厂的全部岗位转移至核电站。具体岗位包括：生产和运营一线经理；电气和电子设备维修工、发电厂、变电站和继电器维修工；电气工程师；工业机械维修工。

9.3. 燃煤电厂雇员最多的岗位汇总

为确定工程技术人员的使用程序，汇总燃煤电厂雇佣人数最多的岗位也有助益。与前文类似，通过核电厂需求对比，可以确定哪些职位在核电站无法就业，或者需要完全或部分培训。分析中列出了十四个职位，这些职位的职位数量最多（表24）。研究数据基于²⁹

表24 燃煤电厂最常见的工作岗位汇总

燃煤发电厂			职位名称	核电站		
雇员比例	职位数量 1GW	全职员工比例 累计		雇员比例	职位数量 1GW	累计百分比
17.44	25.4	17.44	发电厂运营商	0.63	2.2	0.63
7.02	10.2	24.46	电力线路安装工和维修工 电力线路	0.74	2.5	1.37
5.37	7.8	29.82	电气和电子设备维修工、发 电厂、变电站和 继电器	3.06	10.4	4.43
4.64	6.8	34.47	电气工程师	2.85	9.7	7.27
4.33	6.3	38.80	一线生产和运营管理人员 运营人员	5.06	17.3	12.33
3.61	5.3	42.41	服务代表 客户	0	0	12.33
3.20	4.7	45.61	机械师 工业	2.74	9.4	15.07
3.10	4.5	48.71	一线经理 机械师、安装工	2.53	8.6	17.60
2.37	3.4	51.08	控制系统和阀门安装工及维修工 ，不包括机械门 机械门	0.21	0.7	17.81
2.06	3	53.15	电气工程师	1.69	5.8	19.49
2.06	3	55.21	电力分销商和 电力调度员	0.32	1.1	19.81
1.86	2.7	57.07	总经理和 运营经理	0.74	2.5	20.55
1.75	2.55	58.82	项目管理专员和业务运营专员， 所有其他人员	2.11	7.2	22.66
1.44	2.1	60.27	管理分析师	0.63	2.2	23.29

在燃煤电厂中，14个岗位占总岗位数的60%。这些岗位约占核电站雇员总数的23%。尽管该职业组别中某些岗位在核电站所占比例较小，但由于其重要性，

²⁹ 汉森J、詹森W、沃贝尔A、施陶夫N、比格尔K、金T、贝尔斯R、奥米塔奥穆F：《研究将退役燃煤电厂改建为核电站的效益与挑战》。系统分析与集成；修订版2 为美国能源部准备 2022年9月13

日；INL/RPT-22-67964

核电站与燃煤电厂员工之间的差异，其中仅部分人员无法在核电站获得对应岗位。这尤其涉及：发电厂操作员、电力线路安装和维修人员 客户服务代表 控制系统和阀门安装与维修人员（机械门除外） 电力分销商和调度员

9.4. 核电站最缺岗位与燃煤电厂 最剩岗位对照表

通过比较燃煤电厂和核电厂各岗位的职业数量，可以确定其缺口和冗余。列出燃煤电厂职位过剩最严重的岗位以及核电厂职位短缺最严重的岗位，有助于评估部分员工转岗到新电厂工作的可能性。表25列出了1GW核电站和燃煤电厂最重要的岗位及其职业数量。

表25 燃煤电厂与核电厂主要岗位缺员与超员情况汇总

核电站	短缺	过剩	燃煤电厂
核工程师	44.19	23.19	发电厂操作员
核反应堆操作员	36.99	7.68	电力线路安装与维修人员 电力
保安人员	36.69	5.25	客户服务代表
核技术人员	23.58	2.73	控制系统和阀门安装与维修人员（机械门除外） 机械门
一线生产和操作员工主管 运营人员	10.98	1.92	电力分销商和调度员
培训与发展专员	8.97	1.8	运营工程师及其他建筑工人操作员 设备
建筑与工程经理 工程	8.16	1.05	水处理和污水处理厂及系统操作员 水和污水
工业机械维修工	4.71	0.9	固定工程师和锅炉操作员 锅炉
项目管理专家和业务运营专家 业务运营专家，所有其他人员	4.65	0.78	焊工、切割工、钎焊工和钎焊工
各类一线经理、 保安人员	4.53	0.75	燃气站操作员
一线机械师、安装工和 维修人员	4.14	0.6	会计、审计和审计人员
工业工程师	4.02	0.6	巴士和卡车机械师 以及柴油发动机专家
职业安全与健康专家	3.57	0.6	校准技术员和工程师，以及工程技术人员和工程师， 除制图员外的所有其他人员

个人服务经理，所有其他；娱乐和休闲经理，除赌博和经理外，所有其他	3.42	0.6	建筑业经理
电气工程师	2.97	0.6	卡车和拖拉机操作员 工业
办公室职员，一般	2.91	0.6	计量表读数员，公用事业
电工	2.76	0.6	移动重型设备机械师 机械师，不包括发动机
生产经理	2.76	0.6	液压工、管道安装工和 蒸汽设备安装工
生产、计划和运输官员	2.76	0.45	调度员（不包括警察、消防员和急救人员） 急救
电气和电子设备维修工、 发电厂、变电站和继电器	2.64	0.45	电气和电子制图员
培训与发展经理	2.37	0.45	助理——安装、 维护和维修
化学师	2.07	0.45	律师
化学技术员	1.92	0.45	维护人员，机械
机械工程师	1.86	0.45	设备与系统操作员
行政服务经理 及设施	1.83		
行政秘书和行政助理 行政助理	1.62		
工程师，所有其他	1.56		
技术作者	1.44		
合规专家	1.41		
安全分析师 信息	1.35		
工业工程师、技术员和 技术员	1.29		
检验员、测试员、分拣员、 取样员和称重员	1.14		
化学工程师	1.08		
危机管理总监 危机	1.08		
环境与安全科学技术人员 保护技术员，包括卫生服务	1.08		

根据所列数据可以看出，在燃煤电厂中，与核电厂没有对应职位的最大群体是电厂操作员（负责对发电设备及辅助系统的监控、控制和操作）。在这些岗位上，从业人员具备与各类机器、设备和装置相关的专业技术知识和技能，而核电站中要么完全没有此类设备，要么数量极少。

鉴于其技术背景及相对充足的岗位数量，可考虑让他们接受补充培训，完成实习后即可胜任与反应堆操作相关的技术及工程岗位。这种转岗途径耗时较长，且可能伴随薪资暂时降低（再教育和实习期间），因此更适合年轻员工。在燃煤电厂转型为核电厂的过程中，往往存在一段较长的过渡期：燃煤电厂已停止运行，而核电厂尚未投入运营。一方面，这为部分员工的转岗提供了时间；另一方面，由于期间缺乏生活来源（培训期间就业可能困难），这种过渡期可能难以接受。

分析还揭示了另一类人群——电力线路安装工，该岗位的职业数量相对于燃煤电厂而言存在过剩。这些岗位通常由受过电气培训的人员担任，他们可以获得电工、电气和电子设备维修工或电气工程师等职位，而这些职位可能存在人员短缺。

9.5. 核电站部分岗位信息汇总

在文献中可以找到大量关于核电站和核工业领域职位的信息汇总。

在³⁰中，列出了包含职业分类特征的文献综述，其中可找到与核能领域相关的职业分类。该综述特别列举了若干主要在核能领域具有重要意义的国家所编写的报告。这些列表在职位名称及其特征方面存在显著差异，这可能是由于不同国家往往基于自身在该领域的经验而制定的。

在³¹中列出了与核能领域相关的工作岗位，包括核电站运营岗位。选定岗位按初始资质、能力（按知识技能和责任范围划分）、额外培训和发展进行描述。在上述领域中，技术、运营、业务和人事问题被进一步区分开来。

根据³²，可以得出结论：就职位数量和培训需求而言，重要的职位包括核工程师和核反应堆操作员。这些职位将在后续子章节中进行更详细的描述。

9.6. 核工程师

根据标准职业分类（SOC）³³——该分类是职位与岗位矩阵分析的基础——该职位主要从事核工程项目研究，或将核科学原理与理论应用于核能释放、控制与利用以及核废料储存相关问题。

³⁰ ERIKSSON, A. and ERIKSEN, B. 《核能领域的职位分类与分类法》，欧洲委员会，佩滕，JRC132572

³¹ C. Chenel Ramos, 《核能岗位分类法》最终报告，EUR 29126 EN，欧盟出版办公室，卢森堡，2018年，ISBN 978-92-79-73842-5，doi 10.2760/090414，JRC110868

³² Hansen J., Jenson W., Wrobel A., Stauff N., Biegel K., Kim T., Belles R., Omiloomu F.: 《研究将退役燃煤电厂改造为核电站的益处与挑战》。系统分析与整合；修订版2 为美国能源部准备 2022年9月13日；INL/RPT-22-67964

³³ 标准职业分类手册 总统行政办公室；管理与预算办公室；美国，2018年

根据³⁴，该职位可从职能、知识和技能方面进行描述。

职能：

- 负责在严格遵守核安全法规的前提下，对所有涉及新燃料和乏燃料的操作进行堆芯计算。
- 计算核反应堆堆芯和乏燃料池。
- 根据授权或许可的燃料运行限值确定反应堆运行限值。符合新燃料的燃料规格要求。新燃料的验收与检查。运行期间对反应堆堆芯状态进行监测与数据采集。
- 进行计算以确保安全（核心/反应堆冷却系统在许可限值内的运行条件）和效率（中子通量分布、核心燃料消耗速率）。
- 确保反应堆堆芯操作符合规范。
- 燃料装载设计（燃料运动、燃料组件在反应堆堆芯/乏燃料池中的定位）。
- 在运行条件变化时对反应堆堆芯行为进行建模和预测。
- 监督燃料补充操作期间与核燃料相关的活动。
- 编制反应堆启动所需的工作文件（程序、计划、说明）。
- 准备并评估启动前的反应堆堆芯测试。
- 收集数据并监测反应堆堆芯和压力容器的辐射损伤情况。
- 核材料（即燃料组件、堆芯监测仪器）及其他与堆芯相关的设备（如燃料源、燃料接口、调节棒）的监测、数据采集与控制

职位要求 知识（认知能力） 欧盟资格框架（EQF） 级别（1-8）

反应堆物理理论 7 核安全原则与要求 6 安全文化 6 工程制图、图纸与示意图 6 辐射防护 6 核物理 6 核安全法规 6 核工程 6
堆芯内外核设备（裂变室、中子通量监测） 6 反应堆设计数值方法 6 热水力设计与分析 6 核燃料（热限制、运行限制等）
6 启动前堆芯测试 6 反应堆堆芯运行、限制和设定点 6 核电站：反应堆基础、反应堆和电站工艺系统、辅助工艺系统、电
离辐射、热量产生和消除系统、蒸汽供应系统、核化学、测量与控制系统、电气系统 5 国内与国际规范及标准 5 工业安全
5 运行经验 5 基本测量仪器与程序 5 目视检查 5 材料学与辐射损伤 5 工作安全与个人防护措施 4

³⁴ C. Chenel Ramos, 《核能职业分类法》最终报告, EUR 29126 EN, 欧盟出版办公室, 卢森堡, 2018年, ISBN 978-92-79-73842-5, doi 10.2760/090414, JRC110868

质量保证与控制 4 项目管理、规划方法与工具 4 信息技术知识 4 技术文本写作 4 核安全 4

技能（技术和职能能力） EQF 等级（1-8）

利用工程数据和技术文档并进行解读。7 规划、协调、实施和监控项目活动。6 确保工程规范和标准的实施。6 识别可能与其他相关学科产生的影响和交互作用。6 进行反应堆堆芯分析和燃料配置设计。6 绘制堆芯和乏燃料池中燃料组件的位置图。6 计算中子分布通量图。6 计算临界性和中子学。6 收集数据并监测堆芯工作状态。6 确定反应堆工作极限。6 监测核燃料安全运行参数。6 监测反应堆堆芯性能。6 预测/模拟/分析反应堆堆芯行为。6 设计反应堆堆芯操作程序。6 制定堆芯操作程序。6 接收并检查新燃料。6 制定/验证新燃料接收和检查程序。6 协助制定新燃料的技术规范。6 解读堆芯监测仪器的读数。6 使用并更新反应堆燃料组件、连接件、调节棒、源等数据库。6 设计反应堆堆芯测试程序，分析并监控结果。6 确保符合法定法规和QSE组织要求。5 制定并提交要求规范、技术规范、程序和报告。5 识别安全要求。5 使用计算机辅助技术收集技术信息。4 监控并维护安全的工作环境。4 进行工作分析、分解活动并分配任务。4 评估绩效，确定改进或纠正绩效的措施和指标。4 维护核材料

9.7. 核反应堆操作员

根据标准职业分类（SOC）³⁵的分类，该职位的主要职责包括操作或控制核反应堆；移动控制棒；启动和停止设备，监控和调节控制元件，并在日志中记录数据；必要时实施应急程序；能够应对异常情况，确定原因并建议纠正措施。该职位也被称为：核控制室操作员、核反应堆操作员、核电站操作员。

该职位可从职能、知识和技能三个方面进行描述。

职能：

- 负责反应堆设施安全运行的所有方面
- 确保并控制反应堆设施按照技术规范要求安全、无故障地运行（辐射状况、化学环境、技术限制和条件）
- 对反应堆装置及其辅助系统的所有运行活动进行全面监督，并直接操作设备和系统的控制元件
- 监测和控制可能影响反应性的核心、反应性和系统

35 《标准职业分类手册》 总统行政办公室；管理和预算办公室；美国，2018年

- 确保并控制所有与反应堆设施运行相关的活动严格遵守核安全和辐射防护要求
- 向单位值班经理报告反应堆设施的运行状态和/或发生的事件
- 协调维护和测试活动，并在维护后启动设备
- 在操作过程中监控指定设备的参数，对系统或设备异常作出响应，诊断原因，建议或实施纠正措施，并报告事件
- 负责记录并持续更新运行日志
- 在燃料供应中断期间，协调并监控受控区域内的活动
- 在异常或紧急情况下，严格遵循单元值班经理的指示，遵循应急操作规程和内部应急计划
- 在职责范围内与组织内其他部门合作
- 负责实施操作程序，如监控启动和关闭操作，包括定期测试相关设备

职位要求：知识（认知能力）欧洲资格框架（EQF）等级（1-8）核工程：反应堆物理学、核燃料热限制、核电站系统、反应堆热交换与流体流动 6 工作安全与个人防护措施 6 操作经验 6 核电站运行：反应堆系统运行：反应堆启动、正常运行、过渡运行、紧急运行、运行参数测量、电站动态与控制、反应堆堆芯运行、仪器与应用 6 核安全 6 物理与化学理论：热力学、流体力学 5 应用技术与工程：发电、能量转换、机械工程、电气工程、电力系统运行、电气设备、能量转换、传感器、测量、信号处理、仪表与控制、管道系统、泵和涡轮机、液压和气动装置 5 技术图纸和示意图 5 核安全文化 5 应急准备 5 核能科学 理解复杂的法规和程序 5 工厂化学 4 国家与国际法规、安全操作相关法规、准则和程序 4 辐射防护 4 防止人为错误的技术 4 公司程序 4 事故分析和事故建模 4 风险评估 3 材料科学 3

技能（技术和功能能力）欧洲资格框架（EQF）级别（1-8）

确保能源设备在安全且经济高效的条件下运行，符合技术规范 and 操作规程。6 识别发电厂运行中的异常状况并及时上报。6 监控设备及技术系统的运行状态。6 预测系统和组件的运行结果，并采取必要的纠正措施。6 确定系统绩效指标或指标，预测条件变化或操作将如何影响结果。6 使用安全有效的沟通技巧传达指令。6 执行操作和应急计划及程序。6 操作和监控计算机控制设备。6 利用记录仪和显示器信息调节工作参数。6 阅读和解读技术图纸及图表。5 编制技术报告和 操作记录。

- 5 使用测量和测试仪器检查设备状态。5 根据标准操作规程和收到的指示纠正异常状况。5 维护并更新维修日志、追踪系统和报告系统。4 为编制核安全文件提供数据。
- 4 监控并维持安全的工作环境。4 执行目视检查。4 遵守法定规定和组织安全要求。4 为需求规格说明书的制定提供意见。
- 4 使用指定软件操作计算机。4

根据³⁶条规定，该职位可描述为：

基本资格：工程或相关科学领域的学位和/或严格的核能培训课程以及丰富的经验。

职位描述

反应堆操作员负责操作电站控制装置、监控其运行状况、指挥设备直接操作，并在启动、停机、功率调整、紧急及事故情况以及特殊配置下执行许可操作。反应堆操作员主要在控制室操作电站控制装置。

能力要求（技术能力(T)、监管能力(R)、业务能力(B)、个人能力(P)）

反应堆操作员应能够：

- 根据厂规操作电站控制装置。(T, R)
- 将理论知识应用于实际情况。(T)
- 分析发电厂设备的运行状况，并根据工厂程序和可用信息，对正常和异常情况采取纠正措施。(T, R)
- 运用工厂规程和技术规范，在正常、异常和紧急情况下实施适当措施。(T, R)
- 在不确定或意外条件下保持发电厂的安全状态。(T, R)
- 有效控制和协调下属及其他人员的行动。(R, B)
- 作为控制室轮班团队的有效成员开展工作。(B, R)
- 履行支持应急计划实施的职责。(R, P)
- 对工厂运营采取保守态度。(R, P)
- 与其他团队合作解决问题。(P, B)

反应堆操作员应理解：

- 反应堆操作员在反应堆活性管理和堆芯安全方面的概念、理念及职责。(T, R)
- 高级技术基础、工厂设计、系统理论及相互关系，这些是操作员负责的内容。(T)

³⁶ 《标准职业分类手册》总统行政办公室；管理与预算办公室；美国，2018年

- 工厂内各部门之间的关系——质量保证、工程、维护、培训、辐射防护。(T, B)
- 工厂管理相关的行政程序与监管要求。(T, R)
- 概率安全评估概念及关键组件在减轻事故影响中的重要性。(T, R)
- 公司程序、计划、政策以及行业指南和最佳实践。(T, R)
- 错误预防技术与人类效能工具。(T, B)
- 如何开展术前和术后简报。(T, B)
- 如何做出保守决策，将保护人员和公众的健康与安全作为最高优先级。(P, T)

推荐培训/CPD：(技术类(T)、法规类(R)、商业类(B)、个人类(P))：

- 高级技术基础，例如工厂系统描述和反应堆操作员理论。(T)
- 辐射防护。(T)
- 反应堆热力学。(T)
- 运行许可证和技术规范。(T, R)
- 模拟器培训：综合正常厂运、诊断、应急程序、事故响应及过渡工况。(T, R)
- 概率安全评估。(T, R)
- 安全分析报告。(R)
- 瞬态状态和事故的高级分析。(T, R)
- 减轻堆芯损坏的影响。(T, R)
- 错误预防技术与人类效能工具。(T, B)
- 团队合作。(P)
- 保守决策。(T, B)
- 核安全与安全文化(T, R)
- 运行经验与应急计划。(T, R)工作相关政策与程序。(T, R, B)

10. 核反应堆发电机组现代化改造与运营的组织与安全风险分析（基于研究任务3的成果，该任务针对选定地点制定了核安全关键要求与建议）

10.1. 法律要求

10.1.1. 核电站选址的总体要求

波兰法律规定了核电站选址的一般要求，旨在确保公众和环境的安全。2000年11月29日颁布的《原子能法》中的关键要求涉及核电站选址的评估、规划和选择。

10.1.1.1. 辐射安全与公众健康保护

核电站的选址必须确保民众在潜在事故（包括放射性物质泄漏）中获得最大程度的安全保障。选址应考虑降低民众受辐射风险，并满足国家及国际法规规定的辐射防护要求。

10.1.1.2. 地震与地质风险分析

核能法要求核电站选址必须考虑所有可能的地质风险，如地震、山体滑坡、洪水或地表变形，这些都可能影响核设施的稳定性和安全性。必须进行详细的地质和地震评估，以最大限度地降低自然力量对设施运行和安全的影响风险。

10.1.1.3. 环境保护

核电站选址必须符合环境保护要求，这意味着必须进行全面的环境影响评估（EIA）。该评估将分析投资项目对空气、水、土壤、动植物群落的潜在影响。在环评过程中，还应考虑对可用于冷却反应堆的水资源以及当地气候和生态系统的影响。

10.1.1.4. 符合空间规划

核电站的选址必须符合当地的空间规划方案。规划过程需要与地方政府及相关公共行政机构合作，以确保投资项目符合当地条件。还应考虑对交通基础设施的影响、交通便利性及可能的疏散需求。

10.1.1.5. 与人口密集区和关键基础设施的距离

核电站选址应远离人口密集区和关键基础设施。限制事故对周边环境的影响是首要任务，因此选址必须符合关于与居民区和战略设施最小距离的特定标准和法规。

10.1.1.6. 技术基础设施的可用性

要求还涉及运营核电站所需的适当技术基础设施的可用性，包括电力连接、用于冷却反应堆的水源、交通基础设施（公路和铁路）以及应急和通信基础设施。

10.1.1.7. 确保适当的物理保护水平

发电厂的选址必须能够为设施提供适当的物理防护，以抵御外部威胁，包括破坏活动、恐怖主义或空中袭击。法规要求采用现代化的防护和安全系统，以最大限度地降低外部因素带来的风险。

10.1.1.8. 与当地社区的合作及公众咨询

需要开展公众咨询和宣传活动，以说明电厂选址对周边环境的影响，并收集居民和利益相关方的意见。此类活动旨在提高选址过程的透明度，并为项目争取公众支持。

10.1.1.9. 遵守国际法规和国际原子能机构（IAEA）的规定

作为国际原子能机构（IAEA）的成员国，波兰必须遵守关于核设施选址与安全的国际标准和指南。在此背景下，需考虑风险评估、应急管理和环境保护方面的最佳实践。

综上所述，根据《原子能法》的要求，波兰核电站选址需经过详细分析，以确保最高安全水平、最大限度减少环境影响，并保障公众健康与安全。

10.1.2. 核反应堆设计和核电站的总体要求

2012年8月31日部长理事会关于核安全与辐射防护要求的条例（2012年法律公报第1048号）规定了波兰境内核设施（包括核反应堆）的设计、建造及运营的具体要求。这些要求旨在为民众、工作人员和自然环境提供最高水平的核安全和辐射防护。

10.1.2.1. 核安全基本原则

- 向内防御原则：反应堆及整个核电站的设计必须遵循向内防御原则，即采用多重物理和组织屏障防止放射性物质释放。这要求建立预防、检测和缓解潜在事故影响的系统。
- 事故防护：设计必须最大限度降低事故发生风险，并确保事故后果得到控制和限制，以防止对公众和环境造成严重影响。

10.1.2.2. 安全系统设计

- 系统可靠性：所有安全系统，包括反应堆冷却系统，必须具备高可靠性。要求具备冗余性（关键部件的复制）和技术多样性，以防止因单点故障导致的事故。
- 被动与主动系统：安全系统必须能够以被动方式（无需电力供应）和主动方式运行，以确保最高安全水平。
- 安全停堆能力：设计必须考虑在紧急情况下能够安全、立即停堆，并确保停堆后长期散热。

10.1.2.3. 抵御外部和内部威胁的能力

- 抗外部因素能力：核设施的设计必须确保能够抵御各种外部因素的影响，例如地震、洪水、极端天气、火灾和飞机坠毁。
- 内部威胁：项目必须考虑防范内部威胁，例如系统故障、内部火灾、爆炸以及可能的人为失误。

10.1.2.4. 辐射防护

- 辐射暴露最小化：设计必须通过物理屏障、适当的辐射防护和监测系统，确保工作人员和公众的辐射暴露最小化。
- 通风系统：必须设计符合现行标准的通风系统，能够过滤空气污染物，并可控地将放射性物质释放到大气中。

10.1.2.5. 设施监测与控制

- 监测系统：电站设计必须考虑先进的反应堆运行参数监测和控制系统，包括故障和安全违规检测系统。
- 自动化控制系统：建议采用自动化控制系统，以便快速检测异常情况并采取相应的纠正或预防措施。

10.1.2.6. 物理安全与设施保护

- 物理防护：设施设计必须确保具备足够的防护能力，防止未经授权人员进入、蓄意破坏或外部攻击。
- 集成安全系统：包括监控、报警系统和访问控制，以防止可能危及设施安全的蓄意行为。

10.1.2.7. 事故与危机应对措施

- 应急处理方案：发电厂的设计必须包含详细的内部和外部应急处理方案，并预见到可能需要外部服务参与救援行动的情况。
- 人员疏散和安全系统：考虑疏散通道、人员保护程序以及其他确保将潜在事故影响降至最低的要素。

10.1.2.8. 放射性废物管理要求

- 废物安全储存：设计必须考虑安全收集、储存和管理发电厂运行过程中产生的放射性废物的系统。
- 废物量最小化：应努力减少放射性废物量，并按照规定进行适当的储存和处理。

10.1.2.9. 组件和材料的技术资质

- 符合规范与标准：所有部件和组件的设计与制造均须符合国际核安全规范与标准。
- 认证与测试：要求对所用材料和设备进行相应的测试、认证和质量验证。

2012年8月31日颁布的条例对核设施设计提出了广泛的技术要求，旨在确保最高水平的安全性、辐射防护以及对各种威胁的抗风险能力。每个项目都必须以综合方式进行设计，同时考虑技术特性、辐射安全、风险防护和危机管理。

10.2. 奥波莱核电站

在DEsire项目框架内，正考虑对奥波莱核电站的机组进行直接路径核能改造。这需要一个能够产生温度超过600°C的热载体的热源（核反应堆）。基准方案采用凯罗斯电力公司研发的熔盐冷却反应堆设计。

用凯罗斯电力公司的核反应堆替换奥波莱电厂某机组的燃煤锅炉是一项复杂工程，需要对安全方面进行深入分析。

Kairos Power 正在研发熔盐冷却反应堆 (FHR) 技术，该技术与传统的轻水反应堆有所不同。鉴于该技术尚处于研发阶段，其安全性分析面临巨大困难且结果尚不确定。

10.2.1. Kairos Power熔盐冷却反应堆 (FHR) 的技术安全性

FHR反应堆采用氟化盐作为冷却剂和减速剂，这使其区别于更传统的用水冷却的核反应堆。熔融盐具有高沸点和良好的导热性，从而降低了沸腾风险及相关事故（如压力骤升）的发生概率。Kairos Power的技术采用低压冷却系统，限制了冷却剂泄漏的可能性，降低了反应堆系统压力损坏的风险。这与水冷反应堆相比是一个重要的区别，后者可能具有更高的工作压力和相关的风险。FHR反应堆具有高热稳定性，能够承受温度的急剧变化，从而降低了因意外事件导致的热损坏风险。盐冷却还最大限度地降低了氢气爆炸的风险，而氢气爆炸是传统水反应堆面临的一项重大威胁。

10.2.2. 放射安全与核燃料管理

Kairos Power FHR反应堆采用TRISO（三结构各向同性）陶瓷包覆燃料，该燃料具有极高的耐温性及自含式放射性核素防护特性。即使发生严重事故，该燃料也能最大限度降低放射性物质释放风险。TRISO燃料涂层限制了放射性核素的释放，因此即使发生事故，放射性同位素的释放也会大大减少。与传统核燃料相比，这是其显著优势。但燃料和裂变产物在使用后仍需妥善储存。必须制定放射性废物管理系统，就凯罗斯电力技术而言，该系统不仅涵盖乏燃料，还包括冷却盐的处理。

10.2.3. 奥波莱发电厂现有基础设施改造

用核反应堆取代燃煤锅炉需要改造电厂基础设施，包括建造新的反应堆和冷却系统。还应考虑辐射防护系统和事故防护系统。

从煤炭技术转向核能技术需要引入新的防护程序，包括建立应急规划区，其中包括事故发生时疏散和保护民众。必须实施先进的辐射监测系统和反应堆运行过程控制系统。

10.2.4. 应对紧急情况

核反应堆的引入需要制定新的应急响应计划，以应对放射性排放和事故风险。Kairos Power作为一项现代技术，其放射性物质释放风险较低，但仍需制定完整的文件和民众保护计划。对电厂人员进行反应堆操作和安全程序培训至关重要，以最大限度降低事故风险。

10.2.5. 的安全性与环境影响

凯罗斯电力FHR核反应堆不直接产生温室气体排放，这可能是减少碳足迹的有利方案。用FHR反应堆替代燃煤机组有助于电力系统的脱碳进程。

10.2.6. 的社会政治安全性

在燃煤锅炉原址安装核反应堆可能会引发各种社会反应。关键是要开展关于凯罗斯电力技术、环境效益和安全水平的信息宣传和教育活动。在开工前，必须获得必要的许可并满足波兰关于核设施的法律标准，这可能耗时较长，但从安全角度来看是必要的。由于反应堆尚处于设计阶段，尚未开始许可审批流程，因此这方面存在最大的不确定性。

10.2.7. 的网络安全

Kairos Power反应堆与其他现代核设施一样，依赖于先进的控制系统，这需要相应的网络安全措施来防范可能影响设施运行安全的潜在攻击。

总而言之，用凯罗斯电力FHR反应堆取代奥波莱电厂某机组的燃煤锅炉具有诸多优势，这些优势源于其采用的现代化、安全的熔盐冷却技术和TRISO燃料。然而，这需要进行全面的风险分析、基础设施改造、实施相应的安全程序，并与监管机构充分合作，以确保人员和环境的安全。但要完成这些任务，需要详细的信息和数据，而这些信息和数据在现阶段尚不可得。

10.3. 结论

对三个考虑地点的核设施改造安全进行了法律、技术和组织层面的评估。

法律法规基本上规范了与反应堆设计相关的大多数问题，特别是所需的安全系统，因此在技术层面上某种程度上规定了安全评估标准。由于AP1000和EPR反应堆的设计已获得全球核监管机构的许可，且已在多个地点投入运行，因此它们必然符合所有法律要求。Kairos Power FHR反应堆目前处于设计阶段，但必须满足所有要求才能通过认证流程。

波兰的原子能法及其配套条例还规定了核设施选址的标准。从这个角度来看，三个候选地点均具备可行性。然而，在这些地点建设核反应堆需进行详细的环境评估、地质与水文条件核查，并确保符合空间规划要求。

组织方面包括详细设计流程、区域规划

安全和应急程序，当然还包括建设过程的准备和实施。在此还应考虑投资各个阶段的运输问题。安全评估的这一部分相当棘手，但应假定将采用国际原子能机构的建议和标准，并根据现有知识，按照最佳实践来规划该过程。

11. 对投资过程中法律及立法障碍的诊断

尽管具有潜在效益，但实施“煤转核”类投资（即用核能替代发电领域的煤炭能源）可能面临诸多法律和立法障碍。行政程序的复杂性，以及现行法规与这类项目要求的不匹配，可能会严重阻碍项目的实施。在“煤转核”投资的初步可行性研究中，关键是要了解获得建设许可所需的程序路径，并识别主要的法律和立法障碍。

11.1. 核设施建设许可的程序

路径说明核设施建设许可是启动和开展施工的关键文件。在提交申请前，投资者必须准备符合法律要求的项目文件，并获取一系列正式文件和行政决定。对于核设施，该流程既包括标准建筑程序，也包含满足核活动特殊要求的额外程序。

标准建筑程序基于1994年7月7日颁布的《建筑法》（《法律公报》2024年第725号），以下简称《建筑法》。该法律规范了建筑过程，包括投资准备、取得建筑许可、实施建筑工程、移交建筑物使用以及保持其良好技术状态。该法规定了投资流程参与者的权利和义务，指明了需要建筑/拆除许可或申报的项目，描述了获取许可的程序以及公共行政机构的运作原则。此外，该法还明确了设计文件要求及建筑过程中必要的行政手续。申请建筑许可所需的技术文件包含三个部分：两份建筑设计文件——土地开发设计和建筑设计。第三部分即技术设计，应在开工前准备好并存放在施工现场。所有建筑设计文件必须由具备相应资质的工程师根据文件范围签署。

核能程序路径及其附加要求与简化措施源自2000年11月29日颁布的《原子能法》（公报2024.1277号），以下简称《原子能法》，以及2011年6月29日颁布的《核能设施及配套设施投资准备与实施法》（法律公报2024号第1410条），以下简称《特别法》。

负责核能路径决策的机构是国家原子能局（PAA），由该局局长代表。

在核设施建设过程中，首要且最重要的决策之一是由能源主管部长根据投资者的申请颁发的**原则性决定**。该文件规定了核能设施建设项目的许可参数，也是申请后续行政许可（包括核能设施建设项目选址许可及其他设施筹建、运营和使用所需许可）的基础。基本决定旨在保障公共利益，特别是实现国家政策目标，如能源政策，并确保国家安全（《特别法》第3a条）。

基本决定使投资者能够提交**环境条件决定**（简称：DoŚU）的申请，该决定是获得核设施建设许可的必要环节。DoŚU适用于可能对环境产生重大影响的项目，以及可能对环境产生重大影响的项目。其颁发规则由2008年10月3日颁布的法律规定。关于环境信息公开、环境保护、公众参与环境保护及环境影响评估的法律（公报2024.1112）。环境影响评估旨在确保拟建项目对环境的负面影响最小化。如果投资项目可能对环境产生重大影响，在作出环境条件决定之前，将进行环境影响评估。评估依据是申请人编制的环境影响报告。该报告呈现投资项目对环境的影响数据，涵盖施工方法和运营阶段，并考虑噪音、排放及对居民的影响等因素。

对于属于第三类地质工程类别的能源设施（如核电站），还需编制**地质工程文件**（简称DGI），该文件将作为技术设计的一部分附于建筑设计方案中。编制DGI的必要性源于2011年6月9日颁布的《地质与采矿法》（法律公报2024号第1290条）及其配套法规，包括环境部长于2016年11月18日关于水文地质文件和地质工程文件的法规（官方公报2016年第2033号）以及交通、建设与海洋经济部部长2012年4月25日关于确定建筑物地基地质条件的条例（2012年法律公报第463号）。

地质工程文件（DGI）应独立于地质技术意见书、地基勘察文件及地质技术设计书的编制义务之外。根据《地质与采矿法》规定，DGI需经主管机关批准。该流程始于制定地质工程设计，该设计需经协商并以行政决定形式批准。批准后，在提交现场施工意向书后，将实施计划中的地质工作（最早在批准后两周内）、实验室测试以及编制DGI所需的分析。文件编制完成后，应提交审批申请。相关决定由县长（由县地质学家协助）或省长（由省地质学家协助）。

投资流程的下一步是获得由当地省长签发的**核能设施建设选址决定**。根据《特别法》第15条第6款，在缺乏现行《地方空间规划》的情况下，该决定可替代标准程序（针对非核能投资）中要求的建设条件决定。投资选址决定赋予了使用该项目实施所需土地的权利。该决定包括项目涉及的房地产标识、保护第三方利益的要求以及投资实施条件，如技术、环境、保护和消防要求。申请该决定时，必须附上《特别法》第5条所指其他机构的多项意见。

核能设施投资选址决定的必要条件是事先获得环境条件决定。值得注意的是，该决定可由投资者在核能设施投资选址决定的审批程序中提交。

除基本决定和选址决定外，投资者还应获得**从事涉及核设施建设风险活动许可**（以下简称核设施建设许可）。获得核设施建设许可的条件之一是满足核安全、辐射防护、实物保护和核材料安全方面的要求。此外，投资者必须确保有足够的资金来完成建设并维持核设施的安全（《原子能法》第38g条第1款）。该许可由原子能管理局局长在提交申请及所需文件之日起24个月内颁发。申请应包括初步安全报告、选址报告、核设施和核材料物理保护系统设计、环境条件决定、欧盟委员会根据《建立欧洲原子能共同体条约》第43条出具的意见，以及2021年8月30日部长理事会关于申请从事涉及电离辐射活动许可或申报从事此类活动所需文件的条例（Journal of Laws 2021.1667）中规定的其他文件。申请还应附上**水法许可**和**申报**，如果需要的话（2017年7月20日《水法》第388条第5款，公报2024.1087）。

PAA主席在收到核设施建设许可申请后，通过在公共信息公告上公布申请内容及简要安全报告，使公众能够参与该程序。所有相关方可提出意见和建议，并参与行政听证会（《原子能法》第39d条）。

根据《原子能法》第39e条，在审议许可申请期间，原子能管理局局长有权对申请所涉活动计划实施区域进行检查。为此，可委托授权实验室和专家机构提供服务，并要求进行研究或鉴定，以核实是否符合核安全和辐射防护条件。

根据《原子能法》第39f条规定，在颁发许可前，原子能管理局局长应向核安全与辐射防护委员会提交申请，请求就许可草案发表意见。获得该意见后，草案将转交申请人，申请人有一个月时间提出意见。在审议这些意见后，原子能管理局局长将就核设施建设许可作出决定。该决定连同申请内容和简要安全报告将予以公布。

核设施建设许可证规定了许可范围内活动的实施条件，包括设计要求、组织单位在核设施安全、设备、员工、公众和环境（包括辐射防护）方面的义务、应急计划和程序、核设施管理以及运行限制和条件（《原子能法》第39g条）。

获得核设施建设许可是颁发建筑许可的必要条件。该许可可由投资者在建筑许可审批程序中提交申请。该许可的内容，连同确定投资地点的决定，对签发建筑许可的省长具有约束力（《特别法》第15条第2款）。

核设施建设许可审批流程的最后阶段是提交**建设许可**申请，同时附上建设设计方案及所有必要的正式附件。整个材料将由主管行政机关进行合规性审查。审核流程的第一步是评估申请的完整性（形式审核），根据《建筑法》第33条第6款规定，主管部门有义务在申请提交后14天内完成此项审核。若申请存在形式缺陷，主管部门将要求申请人于指定期限内予以补正。若申请人无法在规定期限内补正，有权申请延长程序期限。在此情况下，行政机关可依据《行政程序法》第64条（公报2024.572）推迟程序。在申请人作出必要修正且行政机关认定申请符合要求后，该机关将通知相关方行政程序已启动。下一步是实质审查，期间将分析申请书及附件的内容。在此阶段，建筑与规划部门亦有权要求申请人修正申请书中的错误，并设定修正期限。申请人可补充文件资料，就所采用的解决方案提供补充说明，或要求主管机关说明其要求的法律依据。在项目修正/说明后，主管机关可作出决定结案。

在获得建筑许可后，将签发施工日志，任命施工经理，准备施工文件，随后即可开始施工，从准备工作开始，继而进入正式的建筑施工阶段。

除本章所述主要决策外，根据投资项目的范围和复杂程度，根据单独规定可能需要其他决策和协调（例如砍伐树木许可、当投资项目位于国道或省道旁时进入公共道路的许可等）。通常情况下，这些决策作为建筑许可申请的附件提交。

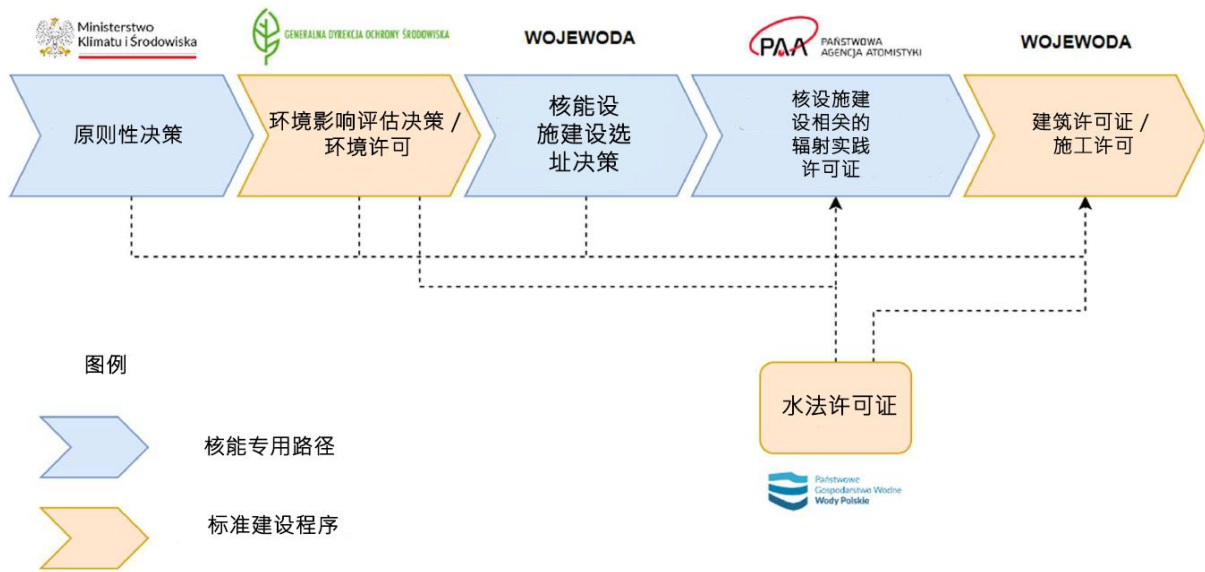


图44 简化示意图，展示核设施建筑许可的获取流程。

11.2. 投资过程中的法律和立法障碍

在波兰获得核电站建设许可是一个复杂的过程，面临着许多法律障碍。对《原子能法》、《建筑法》和《特别法》的分析表明存在以下障碍：

11.2.1. 分散且不精确的法规

核设施建设许可审批流程的相关法规分散于多部法律文件中，这使得法规的解读与执行变得困难。虽然《原子能法》和《特别法》在一定程度上简化了流程，但并未消除所有障碍。此外，现行法规中存在一些表述模糊、留有较大解释空间的条款。

11.2.2. 参与审批必要许可和许可的行政机关缺乏经验

在波兰获取核电站建设许可的一个重要障碍是行政机构缺乏经验。迄今为止，波兰尚未实施过此类投资项目，这导致负责项目评估的官员和机构缺乏处理此类项目特殊要求的实践经验。

核电站建设许可的审批流程极为复杂，需综合考量法律、技术、环境及建筑等多重因素。其中，严格执行核安全与辐射防护法规，以及满足国家技术与建筑规范尤为关键。

缺乏此类投资评估的先例经验可能导致决策过程延长及法规解释不明确。此外，行政机构为规避潜在失误可能采取过度谨慎的态度，从而导致额外要求增加及项目实施延误。

11.2.3. 核电站建设项目评估的两条独立路径，以及核设施缺乏单独的豁免路径

在波兰法律体系中，核电站的建设需接受两个独立机构的评估：波兰原子能管理局局长和省长。问题在于这两个机构采用不同的评估标准。PAA主席侧重核安全和辐射防护，允许采用基于国外规范和标准的解决方案，前提是这些方案获得国际认证。这种体系在项目审批方面具有一定灵活性，特别是对于基于全球成熟解决方案且可适应波兰国情的“标准厂房”项目。而省长则必须严格遵守波兰的技术和建筑法规。

实际上，这意味着“标准厂房”项目尽管基于公认的国际标准，仍需适应波兰建筑法规的要求。该特别法案并未规定可豁免遵守国内建筑技术法规的要求，这意味着“标准厂房”项目往往需要进行修改或申请豁免。在申请豁免的情况下，目前针对核设施尚无单独的审批程序，这导致波兰原子能管理局（PAA）局长不参与豁免许可的审批流程。结果可能出现这样的情况：某设计方案虽符合核安全要求，却因未满足当地建筑规范而未获省长批准；反之亦然。

11.2.4. 缺乏现有设施的改造路径

在实施核电站建设相关投资的过程中，一个重要的法律障碍是缺乏关于将现有设施、设备或基础设施改造以适应此类项目要求的法规。最初设计和用于其他目的的设施可能不符合核电站运行所需的技术和形式标准。

现行法规未规定专门的程序路径，允许将现有建筑物、设施或基础设施改造和适应，使其符合核能设施建设方面的辐射防护和核安全要求。此外，也缺乏指导方针来规定此类改造所需提交的技术文件的范围和类型，以证明符合核安全要求。

11.2.5. 建议：

- 制定并实施详细的法律法规，使最初为其他用途设计的设施能够按照核电站的要求进行改造。
- 制定详细指南，规定改造设施必须满足的技术标准，才能被纳入核电站基础设施使用范围。这些指南还应包括证明符合安全标准所需的技术文件的类型和范围。
- 引入一项程序，用于评估改造后的设施是否符合技术要求以及辐射防护和核安全要求。该过程可由监管机构（如国家原子能机构）负责实施。

12. 投资项目时间表

计划于2030至2044年期间在奥波莱建造配备第四代核反应堆的发电机组。该时间表详细列出了多阶段的正式程序、设计和施工流程，并明确标注了各阶段之间的关联性。该投资项目将于2030年启动可行性研究。这项耗时一年编制的文件旨在评估项目的技术和经济可行性，并为后续决策提供依据。2031年，投资者将决定是否实施该项目，由此启动为期五年的环境评估、选址评估、基本评估及初步安全分析流程。与此同时，最终安全报告的编制工作将于2034年启动。

2036年，该项目进入许可申请阶段。首先颁发了准备工作许可，同年也启动了建筑许可的申请流程。

建筑设计于2037至2038年间完成，并于2038年正式获得建筑许可。随着正式程序的完成，2038年开始实施施工设计和供应，持续到2043年。与此同时，施工也开始了。

2038至2041年间，将实施现有设施改造相关工作。同年，第四代反应堆的建设也将启动，该工程将持续至2042年。这一阶段对未来运营至关重要。自2042年起，将开展一系列技术和功能测试，测试工作将于2044年结束。

与此同时，自2041年起，投资者开始启动启动许可的申请流程，随后于2042年进行实际的技术启动，该阶段将于2044年完成。同年，在完成所有测试和启动后，将开始办理运营许可手续，该程序将于2044年结束。时间表还显示，计划于2037年关闭现有的燃煤机组。

13. SWOT分析

表26 SWOT分析

积极因素	负面
------	----

内部	<ul style="list-style-type: none"> • 提高能源安全 • 维持发电发电能力水平（约900兆瓦） • 能够利用当地人力资源和本地企业 • 降低排放强度 降低 • 可利用现有技术基础设施技术基础设施 • 无需释放现有燃煤机组和及其的全部用地外部 • Direct模型相较于Greenfield模型可降低投资成本 	<p>弱点</p> <ul style="list-style-type: none"> • 必须利用现有燃煤机组的基础设施 • 采用目前处于实验阶段的第四代解决方案建造机组 • 在继续运营燃煤机组的同时建设核电机组 • 现有（当前运营）设备需适应新需求 • 调整投资时间表以关闭燃煤机组 • 与其他技术相比投资额较高
外部	<p>机遇</p> <ul style="list-style-type: none"> • 根据煤炭转核电理念，实现波兰能源脱碳计划 • 地方发展——电厂保留在现有地点。 • 保留/增加就业岗位，减少对奥得河当地水环境的不利影响，这可能转化为与环保组织更紧密的合作 	<p>风险</p> <ul style="list-style-type: none"> • 在现有燃煤电厂内建造核反应堆，利用燃煤机组基础设施 • 融资——融资安排困难 • 调整法规以适应煤炭转核电的方针 • 核能投资在同一时间段内叠加 • 技术供应商无法保证整个机组的运行