

舟山绿色石化基地热电联产规划
(2021~2030 年) (修编)
(报批稿)

舟山绿色石化基地管理委员会
宁波国际投资咨询有限公司

2022 年 3 月

舟山绿色石化基地热电联产规划 (2021~2030 年) (修编)

编制人员

	姓名	专业	职称	签字
项目负责人	莫臻峰	能源工程	高级工程师	
报告编制人	莫臻峰	能源工程	高级工程师	
	邱子寅	能源工程	工程师	
	黄海鹏	化工工程	工程师	
报告校审人	李岳良	电气工程	工程师	
报告审核人	金科逸	动力工程	高级工程师	
报告审定人	胡永辉	轻工工程	研究员级 高级工程师	

目 录

第 1 章 总则.....	1
1.1 规划背景.....	1
1.2 规划范围与期限.....	3
1.3 规划依据.....	3
1.4 指导思想及目标.....	5
1.5 编制原则.....	6
1.6 原有规划概要.....	7
1.7 修编原因.....	8
1.8 规划主要修编内容.....	9
第 2 章 区域概况.....	11
2.1 舟山市经济社会发展概况.....	11
2.2 舟山绿色石化基地概况.....	14
2.3 舟山绿色石化基地总体规划.....	15
第 3 章 供热和供电现状.....	21
3.1 集中供热现状.....	21
3.2 分散供热现状.....	24
3.3 供电现状.....	25
第 4 章 规划热负荷.....	31
4.1 规划热负荷确定原则.....	31
4.2 基地热负荷特点.....	31
4.3 规划热负荷.....	32
第 5 章 规划电负荷.....	36

5.1 基地电负荷特点.....	36
5.2 近期电负荷情况.....	36
5.3 近远期电负荷汇总.....	40
第 6 章 热电联产规划.....	41
6.1 规划原则.....	41
6.2 近期规划.....	41
6.3 远期规划.....	50
6.4 天然气供应规划.....	50
第 7 章 供热系统规划.....	53
7.1 供热系统总体情况.....	53
7.2 供热管网布置原则.....	54
7.3 供热管网布局与干线走向.....	54
7.4 供热管网工艺技术要求.....	56
第 8 章 电网规划.....	58
8.1 舟山电网发展规划.....	58
8.2 舟山绿色石化基地供电规划.....	58
第 9 章 节能和环保.....	59
9.1 节能.....	59
9.2 环保.....	62
9.3 碳减排.....	65
第 10 章 主要结论和建议.....	66
10.1 主要结论.....	66
10.2 规划实施的建议.....	68

第 1 章 总则

1.1 规划背景

节约资源和保护环境是我国的基本国策。国家实施节约与开发并举、把节约放在首位的能源发展战略，同时实行严格的生态环境保护制度。集中供热是提高能源利用率、降低能源消耗和保护生态环境的有效途径。热电联产作为一项能源综合利用技术，具有能源利用效率高、环境友好等诸多优势，被认为是良好的集中供热热源。因此，发展热电联产、集中供热也是保障地方经济持续健康发展的重要手段。

《中华人民共和国节约能源法》《中华人民共和国大气污染防治法》《大气污染防治行动计划》（国发〔2013〕37号）《能源发展战略行动计划（2014-2020年）》（国办发〔2014〕31号）《关于印发<热电联产管理办法>的通知》（发改能源〔2016〕617号）等文件与法规都明确鼓励发展热电联产与集中供热。

为进一步推进节能减排，改善环境空气质量，自 2013 年以来，浙江省政府及主管部门先后出台了《浙江省大气污染防治行动计划》（浙政发〔2013〕59号）《浙江省地方燃煤热电联产行业综合改造升级行动计划》（浙经信电力〔2015〕371号）《浙江省建设国家清洁能源示范省行动计划（2018-2020年）》等重要文件，要求持续推进、大力发展集中供热及热电联产。

为充分发挥舟山突出的临港、土地、市场优势，抓紧时机，以大项目支撑、集群化推进、园区化承载的发展模式，依托舟山

石油储存、转运、贸易等行业，把基础有机化工原料、新材料与精细化工产业做大做强，舟山市将用 15 年左右时间，将舟山绿色石化基地建设成为特色鲜明、效益显著、开放先进的国际一流石化产业基地，成为杭州湾沿岸石化产业新的增长极，有力支撑浙江省经济社会可持续发展。

为满足舟山绿色石化基地产业发展的能源需求，需要配套建设相应的动力设施供给蒸汽和电力。2017 年，舟山市人民政府（石化办）完成了《舟山绿色石化基地动力中心热电联产规划（2016~2030 年）》的编制工作。

截至 2019 年底，浙石化 4000 万吨/年炼化一体化项目一期工程的炼油、芳烃、乙烯及下游化工品装置已全面投料试车，打通全流程，实现稳定运行并产出合格产品。2020 年 3 月，浙石化 4000 万吨/年炼化一体化项目二期工程开工。

基地建设过程中，随着重点项目的产品方案、总图布置、公用工程、安全环保方案等不断优化，舟山绿色石化基地及时对《舟山绿色石化基地总体发展规划》进行了调整。结合新的发展条件和市场需求情况，基地的产业结构、总体布局和配套基础设施不断进行着优化调整，整体热负荷与电负荷发生了较大的变化，因此，结合《舟山绿色石化基地总体发展规划》的调整，需要对基地热电联产规划进行修编，为做好基地下一步发展的动力保障工作提供科学依据。

1.2 规划范围与期限

1.2.1 规划范围

本规划范围属于舟山市行政管辖区域，包括舟山市岱山县大小鱼山岛及周边围垦区域，规划面积约 41 平方公里。

1.2.2 规划时限

规划时限为 2021 年至 2030 年，分 2 期进行实施，其中近期 2021 年至 2025 年，远期 2026 年至 2030 年。

1.3 规划依据

1.3.1 文件依据

- 1、《中华人民共和国节约能源法》
- 2、《中华人民共和国电力法》
- 3、《中华人民共和国环境保护法》
- 4、《中华人民共和国大气污染防治法》
- 5、《大气污染防治行动计划》（国发〔2013〕37 号）
- 6、《热电联产管理办法》（发改能源〔2016〕617 号）
- 7、《能源行业加强大气污染防治工作方案》（发改能源〔2014〕506 号）
- 8、国家发展改革委、建设部关于印发《热电联产和煤矸石综合利用发电项目建设管理暂行规定》（发改能源〔2007〕141 号）
- 9、国家发展改革委、能源办《关于加快关停小火电机组的若干意见》（国发〔2007〕2 号）
- 10、《热电联产规划编制规定》（国家发改委）

- 11、《关于燃煤电站项目规划和建设有关要求的通知》（发改能源〔2004〕864号）
- 12、《浙江省实施〈中华人民共和国节约能源法〉办法》
- 13、《浙江省大气污染防治行动计划》（浙政发〔2013〕59号）
- 14、《浙江省地方燃煤热电联产行业综合改造升级行动计划》（浙经信电力〔2015〕371号）
- 15、《浙江省人民政府关于印发浙江省大气污染防治行动计划（2013-2017年）的通知》（浙政发〔2013〕59号）
- 16、《浙江省建设国家清洁能源示范省行动计划（2018-2020年）》（浙政办发〔2018〕85号）
- 17、《浙江省地方燃煤热电联产行业综合改造升级行动计划》（浙经信电力〔2015〕371号）
- 18、《舟山市大气污染防治行动实施方案（2014年-2017年）》（舟政发〔2014〕31号）
- 19、《舟山绿色石化基地总体发展规划（调整）》
- 20、《舟山绿色石化基地产业发展规划（2020年修编）》
- 21、其他法规文件、现行标准规范、委托方提供的其它相关资料。

1.3.2 规范依据

- 1、《燃煤电厂大气污染物排放标准》（DB33/2147-2018）
- 2、《热电联产能效能耗限额及计算方法》（DB33/642-2012）
- 3、《城镇供热管网设计规范》（CJJ34-2010）
- 4、《城镇供热直埋蒸汽管道技术规程》（CJJ104-2014）

- 5、《大中型火力发电厂设计规范》（GB50660-2011）
- 6、《锅炉房设计标准》（GB50041-2020）
- 7、《工业金属管道工程施工规范》（GB50235-2010）
- 8、《现场设备、工业管道焊接工程施工规范》（GB50236-2011）
- 9、《现场设备、工业管道焊接工程施工质量验收规范》（GB 50683-2011）
- 10、《地面水环境质量标准》（GB3838-2002）
- 11、《环境空气质量标准》（GB3095-2012）
- 12、《声环境质量标准》（GB3096-2008）
- 13、《工业企业厂界噪声排放标准》（GB12348-2008）
- 14、《化工厂蒸汽系统设计规范》（GB/T50655-2011）
- 15、《化工厂蒸汽凝结水系统设计规范》（GB/T50812-2013）
- 16、《化工工程管架、管墩设计规范》（GB51019-2014）
- 17、《石油化工管架设计规范》（SH/T3055-2007）
- 18、《石油化工企业供电系统设计规范》（SH/T3060-2013）
- 19、《供配电系统设计规范》（GB50052-2009）
- 20、《燃气-蒸汽联合循环电厂设计规范》（DL/T5174-2020）

1.4指导思想及目标

1.4.1 指导思想

舟山绿色石化基地是根据我国发展环境的基本特征，在切实贯彻创新、协调、绿色、开放、共享的发展理念，充分研究国内外石化产业发展趋势和技术、市场等环境的基础上，针对舟山的各项条件建设的石化产业基地。

本轮规划修编将在原有规划以及基地当前建设情况的基础上进行合理的调整优化，根据国家的法律法规，采用集中供热和热电联产方式来提高能源利用率。同时通过合理方式治理大气污染，将热电联产相关设施建成与绿色石化基地合理配套的基础设施。

作为绿色石化基地热能动力基础设施建设的指导性规划，在与绿色石化基地总体规划、产业发展规划相协调的前提下，本轮规划修编将结合绿色石化基地实际发展情况的变化，充分预测范围内的各种热力和电力需求，提出科学方案，合理规划热源、电源和管网布置方案，为舟山绿色石化基地的热电设施建设提供科学依据。

1.4.2 规划目的

1、满足舟山绿色石化基地快速发展的需要，顺应舟山绿色石化基地总体发展规划调整情况，完善基地配套能源基础设施建设。

2、完善舟山绿色石化基地集中供热布局，根据绿色石化基地产业发展的热负荷、电负荷变化对热电联产建设方案进行调整优化，满足舟山绿色石化基地的热力需要，兼顾供电安全保障。

3、统一热电联产规划方案，促进和落实节能减排，满足舟山绿色石化基地能源供应和利用优化发展要求。

1.5 编制原则

1、统一规划、分步实施。热电联产规划要与基地总体规划、产业发展规划相衔接。在现有热电设施规模与布局的基础

上，结合基地当前实际情况和未来发展需要，统一规划，突出重点，分步实施。近期突出可行性和可操作性，远期体现指导性和前瞻性。

2、以热定电、规模适度。严格执行国家的能源政策，实现能源的梯级合理利用，提高经济效益。热电厂的建设原则上以供热为主，发电为辅，热电联产的规模视热负荷而定，并结合基地热负荷需求趋势优选机组。

3、技术先进、安全可靠。热电系统应积极采用新工艺、新技术、新材料、新设备，提高热工自动化水平，突出环保与节能，做到技术先进，经济合理、安全可靠。同时，结合基地特殊的地理位置和区域电负荷特点，兼顾用电安全。

1.6原有规划概要

原有的《舟山绿色石化基地热电联产规划（2016-2030 年）》分三期，具体如下：

近期：2016～2020 年（对应炼化一体化项目一期）；

中期：2021～2025 年（对应新增炼化一体化项目二期）；

远期：2026～2030 年（对应远期新增项目）。

设计热负荷汇总如下：

表 1-1 原有规划设计热负荷汇总表（t/h）

蒸汽规格	近期	中期新增	远期新增	汇总
11MPa 超高压蒸汽	1268	1122	0	2390
4.2MPa 高压蒸汽	903	572	-61	1414
1.2MPa 中压蒸汽	738	610	140	1488
0.5MPa 低压蒸汽	231	298	376	905

蒸汽规格	近期	中期新增	远期新增	汇总
合计	3141	2603	455	6198

基地电力负荷需求汇总如下：

表 1-2 原有规划用电负荷汇总表

时期	近期	中期新增	远期新增	汇总
电负荷（MW）	1074	575	127	1776

1.7修编原因

随着基地建设的不断推进，原有的规划已与基地建设实际情况发生了较大变化，亟须结合现实情况对原规划进行修编，主要原因如下：

1、随着基地重点项目的产品方案、总图布置、公用工程、安全环保方案等不断优化，舟山绿色石化基地对《舟山绿色石化基地总体发展规划》进行了调整；

2、随着基地建设不断深入，为实现“减油增化”，炼化一体化项目二期工程的建设方案不断调整优化，拟新建产品结构优化项目（新增一套 140 万吨/年乙烯及下游装置），热力和电力负荷与原有规划方案相比大幅度增加，动力中心二期建设方案也发生了重大变更；

3、为响应国家用煤总量控制相关政策和“3060”双碳行动相关要求，基地规划对部分燃煤锅炉实施天然气改造；

4、舟山绿色石化基地用电负荷巨大，将对区域用电格局产生颠覆性影响。基地地处悬水孤岛，地理位置特殊，电力系统较为薄弱，需要结合基地的产业发展规划和区域电网的实际情况，对基地的供电方案进行优化调整，保障基地用电安全。

1.8 规划主要修编内容

本规划修编前后主要变化如下：

表 1-3 规划修编前后主要变化汇总表

序号	变化内容	修编前情况	修编后情况	变化原因
1	规划时限	近期：2016～2020 年（对应炼化一体化项目一期）； 中期：2021～2025 年（对应新增炼化一体化项目二期）； 远期：2026～2030 年（对应远期新增项目）。	近期：2021～2025 年（对应已建成的炼化一体化项目一期，新增的炼化一体化项目二期和产品结构优化项目）； 远期：2026～2030 年（对应远期新增项目）。	结合基地建设情况重新设定规划时限。
2	热负荷总量	近期：3141t/h 中期新增：2603t/h 远期新增：455t/h 合计：6198t/h	现状：2666t/h 近期新增：4305t/h 远期新增：448t/h 合计：7419t/h	为实现“减油增化”，炼化一体化项目二期调整优化，并新增产品结构优化项目。
3	电负荷总量	近期：1074MW 中期新增：575MW 远期新增：127MW 合计：1776MW	现状：742MW 近期新增：1177MW 远期新增：83MW 合计：2002MW	同上

序号	变化内容	修编前情况	修编后情况	变化原因
4	到 2025 年的动力站建设方案	1、7 台 750t/h 超高温超高压或亚临界煤粉锅炉(6 用 1 备) +6 台抽汽背压式燃煤热电联产机组； 2、6 台 750t/h 超高温超高压或亚临界煤粉锅炉+5 台抽汽背压式燃煤热电联产机组。	1、4 台 670 吨/小时 +3 台 800 吨/小时燃煤锅炉+4 台抽汽背压式汽轮发电机组； 2、3 台 670 吨/小时 +4 台 800 吨/小时燃气锅炉+4 台抽汽凝汽式汽轮发电机组 +2 台抽汽背压式汽轮发电机组； 3、一套 3×9E 级燃气-蒸汽联合循环发电机组。	热负荷、电负荷总量增加，加上用煤总量控制要求，需要对建设方案进行调整。
5	天然气供应规划	无	新增	近期的动力站项目部分锅炉煤改气，加上产品结构优化项目配套燃气机组，天然气消耗量大幅度增加。
6	碳减排量测算	无	新增	天然气消耗量大幅度增加，低碳效应显现，同时，积极相应国家和地方“碳达峰”行动计划。

第 2 章 区域概况

2.1 舟山市经济社会发展概况

2.1.1 基本情况

舟山市隶属于浙江省，地处中国东部黄金海岸线与长江黄金水道的交汇处，背靠长三角广阔经济腹地，介于东经 $121^{\circ}30'$ ~ $123^{\circ}25'$ ，北纬 $29^{\circ}32'$ ~ $31^{\circ}04'$ 之间，东西长 182 千米，南北宽 169 千米。舟山拥有 1390 个岛屿和 270 多公里深水岸线，是中国第一大群岛和重要港口城市，下辖定海、普陀两区和岱山、嵊泗两县，常住人口 114 万人。



图 2-1 舟山群岛的地理位置

2.1.2 经济及产业发展概况

2020年，舟山市地区生产总值为1512.1亿元，按可比价格计算，比上年增长12.0%。分产业看，第一产业增加值152.9亿元，增长2.2%；第二产业增加值590.2亿元，增长29.6%；第三产业增加值769.0亿元，增长1.7%。三产增加值结构为10.1：39.0：50.9。

“十三五”期间地区生产总值年均增长9.2%。2020年全市财政总收入254.5亿元，比上年增长10.4%。一般公共预算收入159.2亿元，增长2.8%。一般公共预算支出312.7亿元，同比下降3.3%。

2.1.3 发展规划

根据《舟山市“十四五”规划和2035年远景目标》，到2035年，舟山市将基本实现高水平现代化，全面建成创新舟山、开放舟山、品质舟山、幸福舟山和现代化海上花园城市。经济高质量发展迈上新的大台阶，基本实现新型工业化、信息化、城镇化、农业农村现代化，建成现代化基础设施体系，形成现代海洋经济体系。舟山市“十四五”经济社会发展目标是：

1、建设海洋经济高质量发展示范区。经济总量和质量效益明显提升，全市GDP、人均GDP分别达到2500亿元、20万元。经济结构更加优化，世界级油气产业集群初具规模，石化产业基地成型，航空、临港装备、海洋生物、港航物流、海岛旅游等海洋产业加快发展，初步建立具有国际竞争力的现代海洋产业体系。城镇化质量明显提升，常住人口城镇化率达到75%左右，城乡区域发展协调性进一步增强，本岛一体化发展格局基本形成。

2、建设长三角海洋科技创新中心。区域创新活力持续提升，科技创新生态更加优化，创新链产业链数字化水平不断提升，研发投入强度明显提高，海洋科技创新人才队伍建设取得新突破，初步建成具有全国影响力的海洋电子信息科创高地、海洋生物科创高地、石化新材料科创高地、海洋智能制造科创高地，在海洋科技创新、产业创新方面走在前列。

3、建设长三角对外开放新高地。积极争创国家自由贸易港。

与宁波共建全球海洋中心城市。以数字化牵引全面深化改革，法治化、国际化、便利化营商环境基本形成。融入长三角一体化发展，推进浙沪海上合作示范区和甬舟一体化。以宁波舟山港为标志的世界级港口集群建设取得新进展，现代化江海联运体系建设取得新突破，形成链接国内国际双循环的海上枢纽节点。

4、建设以油气为核心的大宗商品资源配置基地。自贸试验区“一中心三基地一示范区”和油气全产业链建设取得重大突破，大宗商品资源配置能力显著增强。以油气为主的大宗商品交易储运、船用燃料油加注保持全国领先，在全球大宗商品市场中的话语权和市场份额进一步提升。

5、建设美丽中国海岛样板。国土空间开发保护格局进一步优化，生态安全屏障更加牢固，空气质量全国领先，城乡人居环境持续改善，美丽乡村建设取得丰硕成果，经济社会发展全面绿色转型，建成国家生态文明建设示范市。

6、建设品质高端独具韵味的海上花园城市。城市空间布局科学合理，岛群优势功能显著，基础设施配套完善，城市品质明显提升，山海呼应、城岛交织的海埠风华全面彰显。社会文明程度持续提升，城乡居民收入倍差继续缩小，公共服务基本实现均等化，社会民生发展主要指标位居全省前列，人民全生命周期需求普遍得到更高水平满足，人民生活更加美好。

7、建设市域治理现代化先行区。党的全面领导高效执行体系基本形成，社会主义民主法治实践持续深化，整体智治和数字化改革全面推进，共建共治共享社会治理体系基本形成。重大风险防范化解能力显著增强，现代应急体系基本建成，平安建设体

系更加完善，发展安全保障更加有力，在治理体系和治理能力现代化方面走在全省前列。

2.2 舟山绿色石化基地概况

舟山绿色石化基地位于舟山市岱山县北偏西方向8公里鱼山岛附近，鱼山岛由大小鱼山岛组成，其介于长江口和杭州湾中间，规划总面积41平方公里，北踞洋山港30公里，西北侧距金山石化区70公里，西南距镇海炼化43公里，距离舟山本岛12公里，距长江口53海里，距宁波甬江口32海里。具有优越的港口运输条件和区位优势。

根据渔山促淤围涂工程规划，拟将大渔山南端-小渔山-大峙山-大渔山北端连成西片，并将大渔山东侧-8米等高线以上滩涂，围垦后可形成深水岸线长约27公里，陆域面积约41平方公里。经过围垦形成规模化可利用陆地，能满足石化基地的建设要求。



图 2-2 舟山绿色石化基地地理位置图

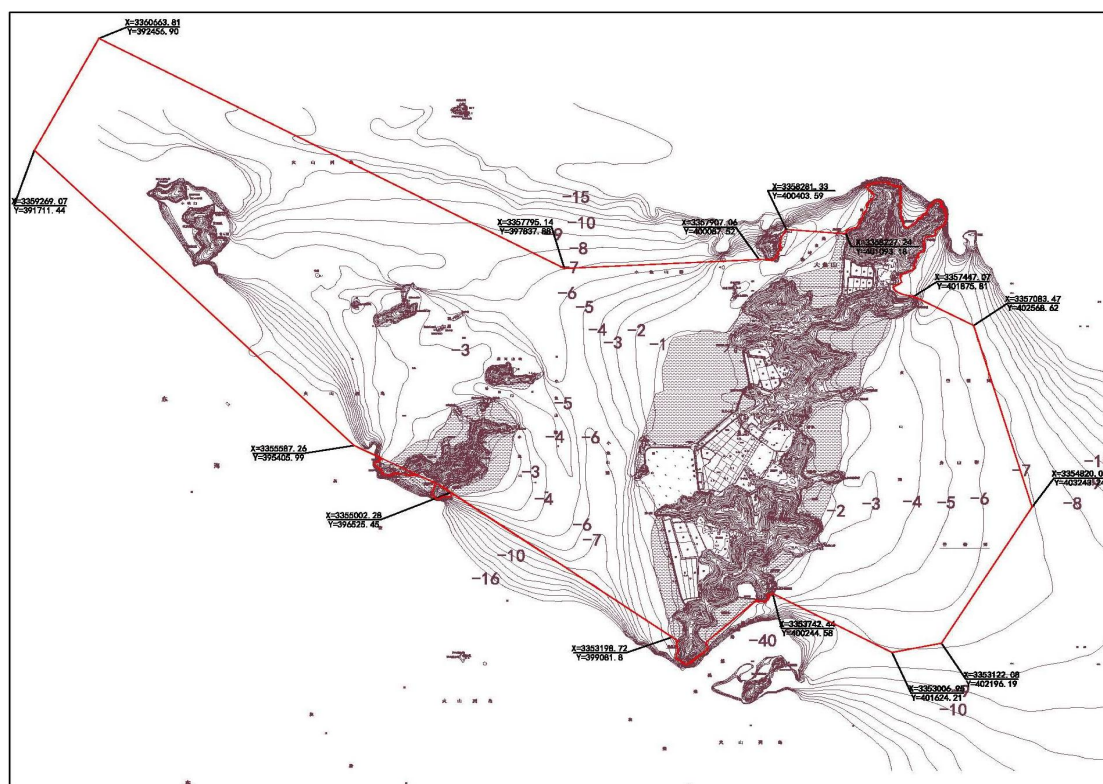


图 2-3 舟山绿色石化基地范围图

2.3 舟山绿色石化基地总体规划

2.3.1 基地定位

根据《舟山绿色石化基地总体发展规划》，基地定位如下：

1、现代大型一体化绿色石化产业基地。依托长三角地区现有雄厚石化产业基础和浙江自贸区建设油气全产业链战略契机，以绿色化工为主体，立足科技创新，面向市场需求，建设大型炼油、芳烃、乙烯联合装置，重点发展中下游低污染、高附加值的化工新材料和精细化工产品，建设生态安全、环境友好、经济高效的现代大型一体化绿色石化产业基地，成为浙江自贸区油气全产业链的最重要支撑和载体。

2、宁波国家级石化产业基地的重要拓展区域。宁波石化基

地已被列入国家七大石化产业基地之一，其发展目标及路径十分清晰。但是，浙江省石化产业在全国排名仅列第五位，且长期以来由于粗放式增长造成环境资源制约日益突出，企业创新发展动力不足，需加快转变经济发展方式，促进产业转型升级。作为宁波石化产业基地的拓展及储备，在舟山建设高水平、绿色石化产业基地，将有利于激发各类投资主体的积极性，加快形成以企业为主体的石化行业技术创新体系，构建浙江省开放型的现代石化产业发展新格局。

3、中国现代海洋产业基地的有力支撑。舟山新区发展定位中强调“舟山群岛新区是浙江海洋经济发展的先导区，中国重要的现代海洋产业基地”，需依托海洋资源、海岛以及深水岸线和航道，发展海洋油气、深海勘探、海工装备、海洋生物医药等海洋产业。石化产业的率先发展，将有力支撑现代海洋基地的建设。

2.3.2 基地总体目标

充分发挥舟山突出的临港、土地、市场优势，抓住时机，以大项目支撑、集群化推进、园区化承载的发展模式，依托舟山石油储存、转运、贸易等行业，把基础有机化工原料、新材料与精细化工产业做大做强。用 15 年左右时间，将舟山建设成为特色鲜明、效益显著、开放先进的国际一流石化产业基地，成为杭州湾沿岸石化产业新的增长极，有力支撑浙江省经济社会可持续发展。

2.3.3 分期目标

1、近期（2021 年～2025 年）

发挥物流运输和土地供给优势，在完成一期 2000 万吨炼油，

140 万吨乙烯，520 万吨芳烃（其中对二甲苯 400 万吨）一体化项目基础上，加快二期大型炼化一体化项目建设，按时建成投产。同时发展芳烃及中下游精细化工项目，与周边地区的化工原料供应条件相结合，大力发展附加值高、市场缺口大的化工新材料、高附加值化学品，形成世界级石化产业基地。到 2025 年，实现炼油 4000 万吨，乙烯 420 万吨，芳烃 1180 万吨（其中对二甲苯 880 万吨）。

2、远期（2026 年～2030 年）

进一步扩大产业规模，拓展化工新材料和精细化学品种类，重点发展与现代制造业、信息化、航空航天、新能源、生命科学等新兴产业配套的石化新领域，并实现与近期产品链的有效融合，形成世界级大型、综合、现代的石化产业基地。

2.3.4 基地规划布局

舟山绿色石化基地规划总面积约 40.32 平方公里，根据规划产业链的上下游关系、原料来源及产品去向，结合鱼山岛周边的外部公用工程及交通设施衔接、充分考虑鱼山岛的地形、地貌、风向等因素，基地功能分区按照土地开发进度，用地安排由东向西分成三大地块，相应形成三个规划阶段的产业区。（具体见附图 1）

1、现状

2000 万吨炼油、400 万吨对二甲苯、140 万吨乙烯，下游配套乙烯产品链、丙烯产品链项目。

2、近期

2000 万吨炼油、480 万吨对二甲苯、280 万吨乙烯，下游配

套乙烯产品链、丙烯产品链、碳五/碳九产品链。

3、远期

发展碳三产品链、芳烃产品链、化工新材料及精细化学品项目。

三个产业区中以炼油化工产业及相配套产业用地为主，形成相对独立的工业项目区，各项目区间有物料上下游关联形成产业链条，通过交通网络相联形成一个具有复合功能的有机整体，在符合生产和安全布局的条件下采用“现状中部集中、近期东部集中、远期西侧外围、渐进开发”的布置原则。产业区内现有项目相对集中布置，同时同步建设相应的公用工程项目。从而在此基础上，逐步滚动开发，以尽可能减少开发成本。

总体布局规划按照五个“一体化”配置考虑基地公用工程及配套设施建设，公用工程设施尽量靠近负荷中心，使基地各服务对象获取最佳效益。此外，在满足工艺流程，符合安全环保要求的前提下，炼油、化工的工艺生产装置、公用工程设施采取联合、集中布置，强化联系、缩短工艺及公用工程管线，降低操作费用，减少建筑面积，压缩工艺装置及公用工程设施占地面积，节约投资。同时，尽可能考虑区域内基础设施共享，在提高资源利用效率的同时，实现公用工程集约化经营产生的规模效益，便于工厂生产管理和基地运行管理。

本着上述原则，基地分为管理服务区、产业区、公用工程区、物流仓储区四大功能分区。

1、管理服务区

在基地东北部设置基地管理服务区，全面管理基础设施建

设、综合配套等，将为整个基地服务的经营管理、信息咨询、金融服务、环境监测、应急响应等功能集于一体。同时在管理服务区内设置应急响应中心，结合基地内消防站的建设，规划期内建立起“指挥调度一体化、水源保障一体化、报警系统一体化、方案建设一体化”的消防应急联动一体化机制。基地内不建设集中的生活服务区，基地职工生活区依托岱山本岛。

2、产业区

基地产业区划分为十三个主要的产业功能区，分别为：

现状五个产业功能区：炼化一体化项目区、芳烃产品链项目区、碳二产品链项目区、碳三产品链项目区、碳四产品链项目区；

近期五个产业功能区：炼化一体化项目区、碳二产品链项目区、碳三产品链项目区、芳烃产品链项目区、化工新材料及精细化学品项目区；

远期三个产业功能区：碳三产品链项目区、芳烃产品链项目区、化工新材料/精细化工系列项目区。

根据规划产业链的上下游关系、原料来源及产品去向，结合鱼山岛周边的外部公用工程及交通设施衔接、充分考虑鱼山岛的地形、地貌、风向等因素，基地功能分区按照土地开发进度，用地安排由东向西分成三大地块。其中：中部大地块为现状，东部大地块为近期规划，西部大地块为远期规划。

3、公用工程区

园区规划的公用工程设施按照集中设置原则，结合现状和近期的产业布局相对靠近负荷中心布置，安排热电站、海水淡化厂、污水处理厂等设施总体布局，尽量兼顾近期产业发展的对公用工

程的需要。海水淡化厂布置在中部地块东南角,方便取水和排水;园区集中建设热电站的冷却海水取水、排水口拟布置在码头和海水淡化厂取水、排水口之间,尽量避免相互影响。

4、物流仓储区

园区产品外运港口、以及物流仓储用地布置在园区南侧边缘。

第 3 章 供热和供电现状

3.1 集中供热现状

3.1.1 现状热负荷

自 2019 年 5 月起，舟山绿色石化基地一期炼化一体化装置陆续投产。截止 2020 年底，一期项目整体已全部投产，舟山绿色石化基地现有蒸汽负荷 2666t/h，其中超高压蒸汽负荷 1622t/h，高压蒸汽负荷 601t/h，中压蒸汽负荷 370t/h，低压蒸汽负荷 73t/h。具体供热用户热负荷汇总情况见表 3-1，现状的全厂蒸汽平衡图详见附件。

表 3-1 基地现状（炼化一体化项目一期）热负荷汇总表（t/h）

装置	总体设计蒸汽负荷，t/h				
	11.5MPa	4.2MPa	1.3MPa	0.5MPa	合计
	炼油区				
常减压蒸馏			26	-13.8	12
轻烃回收		35	-3.9	3	34
延迟焦化		73.7	-63.4	-18.2	-8
柴油加氢裂化		147	83	-14	216
催化裂化		-357.5	-46.5	20.5	-384
蜡油加氢裂化		54.9	12.6	50	118
石脑油加氢		92.8	17	-8.2	102
连续重整		136.5	48		185
渣油加氢		206.7	-184.8		22
芳烃装置		321.8	-141.9	-28	152
C3/C4 分离				89	89
MTBE			24		24
烷基化			45	10	55
航煤加氢			3.7		4
汽油加氢			21	8	29
轻汽油醚化			29.7		30

装置	总体设计蒸汽负荷, t/h				
	11.5MPa	4.2MPa	1.3MPa	0.5MPa	合计
富氢气体提浓			2		2
C1/C2 分离		0.9	5.4	39.2	46
硫磺回收		-93.0	-48.3	360.7	219
罐区及火炬			3	0.5	4
损失		5.0	5.0	10	20
炼油罐区除氧器				49	49
润滑油泵		20	40	-60	
小计		643.8	-123.4	497.7	1018
	空分、煤焦制气				
煤气化	24	-39	76	-486	-425
空分	1200	-640	28		588
	化工区				
乙烯	386	-578.7	62.2	-22.7	-153
裂解汽油加氢	12	18.4	23.7	-9.8	44
丁二烯抽提			87.3		87
MTBE/丁烯-1			43.3	13.6	57
苯乙烯		180.6	31	61.9	274
EO/EG		205	28.2		233
丙烷脱氢		270.1	-41	-38	191
HDPE				10	10
FDPE		0.5	1.2	2.2	4
聚丙烯				18.6	19
苯酚/丙酮		155.1		-8.2	147
双酚 A		65	19	17	101
丙烯腈		-87.6	19.2	14.1	-54
聚碳酸酯		334.4	12.4	6	353
MMA		-17	9	-8.1	-16
化工除氧器				23.4	23
储运			83.9	20	104
循环水泵透平		85.4		-85.4	
污水				6.3	6
海水淡化				30	30
损失		5	10	10	25
小计	398	636	389	61	1485
一期合计	1622	601	370	73	2666

3.1.2 现状热源点

动力中心一期现有 7×670t/h 高压煤粉锅炉+2×CC50 双抽凝汽式汽轮发电机组+3×CB45 抽汽背压式汽轮发电机组及热电工程配套的热力系统、燃烧系统、电气系统、热控系统、水工系统、除灰渣系统、主厂房内燃料输送系统、炉水校正处理系统、采暖通风系统和相应的土建工程；动力站内 7 台锅炉按 6 用 1 备运行方式设计。

炼化一体化项目动力中心一期相关装置具体情况如下：

1、670 吨/小时超高压高温煤粉锅炉：7 台（6 用 1 备）

2、50MW 双抽凝汽式、海水直冷汽轮机：2 台

第一级抽汽压力：4.9MPa(a)

第一级额定/最大抽汽量：150/180 吨/小时

第二级抽汽压力：0.9MPa(a)

第二级额定/最大抽汽量：140/200 吨/小时

3、45MW 抽汽背压式汽轮机：3 台

最大进汽量：487 吨/小时

第一级抽汽压力：4.9MPa(a)

第一级额定/最大抽汽量：200/230 吨/小时

排汽压力：1.7MPa(a)

4、50MW 汽轮发电机：2 台

5、45MW 汽轮发电机：3 台

6、除盐水及凝液精制站：2400t/h 除盐水+2000t/h 透平冷凝液精制+3300t/h 工艺冷凝液精制及工程配套的工艺系统、电气系统、热控系统、水工系统

7、变电站：110/35kV 区域变电站电气系统、水工系统。

8、动力中心燃料煤储运系统

根据测算，炼化一体化二期项目规划热负荷 3020t/h，具体见本文第 4 章。2020 年 3 月，浙石化 4000 万吨/年炼化一体化项目二期工程开工。炼化一体化项目二期工程配套建设动力中心二期项目，位置紧邻基地东北部现有的动力中心一期项目东侧，靠近基地现有煤码头，建设燃煤热电联产机组，配置 7×800t/h 高温超高压煤粉炉（6 用 1 备）+2×CC50-11.9/4.7/0.7 双抽凝汽式汽轮发电机组+3×CB60-11.9/4.7/1.6 抽汽背压式汽轮发电机组。

为积极响应国家用煤总量控制相关政策，动力中心相关的建设单位结合动力中心二期的建设情况统筹考虑，对动力中心一期、二期的部分燃煤锅炉实施天然气改造，并编制了改造方案，相关项目已通过核准，项目改造完成后动力站分成舟山绿色石化基地动力中心配套项目和自备燃气热电联产项目两部分。其中，基地动力中心配套项目配置燃煤机组共 7 炉 4 机，作为基地公用热发电机组，4 台汽轮机均为抽背机；自备燃气热电联产项目配置燃气机组共 7 炉 6 机，作为浙江石油化工有限公司自备热电站。上述 2 个项目能够满足炼化一体化项目一期和二期用热需求，燃气机组保留一定的富余能力，为后续项目供热。情况详见本文第 6 章。

3.2 分散供热现状

目前，在舟山绿色石化基地区域内，除生活用的空调等分散式电制热设备外，无其它的分散式供热设施。本规划重点研究集

中供热设施，暖通空调等设施不纳入本规划研究范围。

3.3 供电现状

3.3.1 现状电负荷

根据舟山绿色石化基地电负荷现状，实际一期工程用电负荷 742MW（含现有的动力中心负荷 70MW），具体如表 3-2 所示。

表 3-2 基地现状电负荷（kW）（含现有动力中心）

序号	主项名称	需要容量(kW)	备注
1	企业消防总站（含气防站）	329	
2	#1 消防站（含气防站）	329	化工区
3	空压站	25243	
4	空分站		
5	全厂火炬	500	火炬及火炬气回收
6	维修中心	300	
7	中心控制室	1560	一期、二期合建
8	中心化验室及环保监测站	4500	
9	综合仓库区	413	含化学品库
10	倒班宿舍	1000	
11	1 号 1000 万吨/年常减压蒸馏装置	7480	
12	2 号 1000 万吨/年常减压蒸馏装置	7480	
13	轻烃回收装置	1200	
14	320 万吨/年延迟焦化装置	5900	
15	500 万吨/年渣油加氢装置	25900	
16	450 万吨/年重油催化裂化装置	9700	
17	催化裂化烟气脱硫		
18	催化裂化烟气脱硝		
19	400 万吨/年蜡油加氢裂化装置	22000	
20	360 万吨/年石脑油加氢装置	6100	
21	1#380 万吨/年连续重整装置	13853	
22	2#380 万吨/年连续重整装置	13853	
23	1#170 万吨/年芳烃抽提装置	2270	
24	2#170 万吨/年芳烃抽提装置	2270	
25	1#360 万吨/年歧化装置	37500	
26	1#200 万吨/年对二甲苯装置		
27	2#360 万吨/年歧化装置	37500	
28	2#200 万吨/年对二甲苯装置		

序号	主项名称	需要容量(kW)	备 注
29	50 万标立/时重整氢提浓装置	18040	
30	90 万吨/年气体分馏装置	2170	
31	15 万吨/年 MTBE 装置	300	
32	55 万吨/年烷基化装置	10650	
33	90 万吨/年 C1/C2 分离装置	6696	
34	140 万吨/年 C3/C4 分离装置	1000	
35	15 万标立/时富氢气体提浓装置		
36	产品精制装置	600	
37	200 万吨/年催化汽油加氢装置	3178	
38	70 万吨/年催化轻汽油醚化装置	864	
39	140 万吨/年航煤加氢精制装置	2078	
40	400 万吨/年柴油加氢裂化装置	18705	含轻烃回收装置
41	350 万吨/年柴油加氢裂化装置	14623	
42	18 万吨/年合成氨装置		
43	55 万吨/年硫磺回收联合装置	13412	含污水提升、机柜间、变配电
44	68 万标立/时煤焦制气装置	36000	含污水提升、机柜间、变配电，规模待定
45	煤焦制气发电	-18000	
46	140 万吨/年乙烯装置	20465	
47	60 万吨/年裂解汽油加氢装置	2571	
48	20 万吨/年丁二烯抽提装置	1771	
49	16 万吨/年 MTBE/6 万吨/年丁烯-1 装置	1731	
50	40/25 万吨/年苯酚丙酮装置	6533	
51	120 万吨/年苯乙烯（含乙苯）置	8257	
52	60 万吨/年丙烷脱氢装置	7594	
53	9 万吨/年 MMA 装置	3430	
54	26 万吨/年丙烯腈装置	6700	
55	80 万吨/年乙二醇装置	13865	
56	45 万吨/年全密度聚乙烯装置	30365	
57	30 万吨/年高密度聚乙烯装置	20886	
58	90 万吨/年聚丙烯装置	64567	
59	24 万吨/年双酚 A 装置	7000	
60	26 万吨/年聚碳酸酯装置	10758	
61	26 万吨/年硫酸装置	2580	
62	炼油常压罐区	2923	含芳烃联合装置中间罐区
63	炼油压力罐区		
64	1#炼油区制冷站	2940	供装置用
65	2#炼油区制冷站	590	供建筑物用
66	1#炼油区余热回收站	6900	供海淡用

序号	主项名称	需要容量(kW)	备 注
67	2#炼油区余热回收站		供其它装置或单元用（除海淡水外）
68	1#炼油循环水场	8800	闭式，煤焦制氢区域
69	2#炼油循环水场	9650	开式
70	3#炼油循环水场	15150	开式
71	2#事故水池及雨水监测池	300	炼油区
72	2#消防水泵站	60	炼油区
73	3#消防水泵站	60	炼油区
74	1#化工循环水场	15644	开式
75	2#化工循环水场	4615	闭式
76	3#化工循环水场	11479	闭式
77	4#化工循环水场	8605	闭式
78	5#化工循环水场	8921	闭式
79	3#事故水池及雨水监测池	1454	化工区
80	4#消防水泵站	630	化工区
81	5#消防水泵站	630	1#消防站区域
82	4#事故水池及雨水监测池	1454	中间罐区
83	化工常压罐区	2594	
84	化工压力罐区		
85	低温罐区		
86	EO 储存及装车	380	
87	FDPE 包装及仓库	1532	
88	HDPE 包装及仓库		
89	PP 包装及仓库	979	
90	原油罐区	10000	
91	原料罐区		
92	产品罐区		
93	成品油罐区系统		
94	1#事故水池及雨水监测池	1454	煤焦储运区域
95	煤焦储运	9140	
96	灰渣储运		
97	动力中心	69500	含公用工程控制室
98	除盐水及凝结水回收站	7560	
99	公用工程循环水场	6350	动力中心区域
100	22#消防水泵站		污水处理场内
101	污水处理场	16747	一期和二期
102	海水淡化场（含生产给水泵站）	12542	
103	1#海水取水泵站	44700	厂区南侧
104	2#海水取水泵站	20125	厂区北侧
105	原油码头		用电负荷含在原油罐区内
106	多用途码头(含材料和固体化工)	2800	

序号	主项名称	需要容量(kW)	备注
107	液体化工码头(含油气回收)	1400	
108	煤码头(含灰渣外运)	11391	
	负荷汇总	866568	
	总计 (0.85 同时系数)	736583	
	加线路及变压器损耗后	741583	

3.3.2 现状内部电源

基地现有的动力中心有 7×670 吨/小时超高压锅炉+2 台 CC50 双抽凝汽式汽轮发电机组+3 台 CB45 抽汽背压式汽轮发电机组。

炼化一体化二期项目预计电负荷 1009MW，炼化一体化项目配套两期合计用电负荷 1751MW（含动力站自用负荷）。

基地动力中心配套项目和自备燃气热电联产项目建设完成后，合计发电负荷为 475MW，满足炼化一体化项目一期、二期部分用电需求，其余 1276MW 电负荷需由外电网或后续项目配套的动力站设施供应。

3.3.3 电网现状

1、舟山电网现状

截止 2019 年底，舟山电网共拥有电源装机容量 110.18 万千瓦（地方电厂装机 31.68 万千瓦，其中风电装机 15.25 万千瓦、光伏装机 9.246 万千瓦），装机容量较大的电厂有朗熹电厂（30+35 万千瓦）和舟山电厂（13.5 万千瓦）。

截止 2019 年底，舟山电网最高电压等级为 500kV，拥有 500 千伏变电站 1 座，主变 3 台，总容量 3000MVA；220 千伏变电站 7 座，主变 16 台，总容量 3480MVA；110 千伏变电站 30 座，主变 62 台，总容量 2945.3MVA；110 千伏用户变电站 10 座，主

变 22 台，总容量 2061.5MVA。

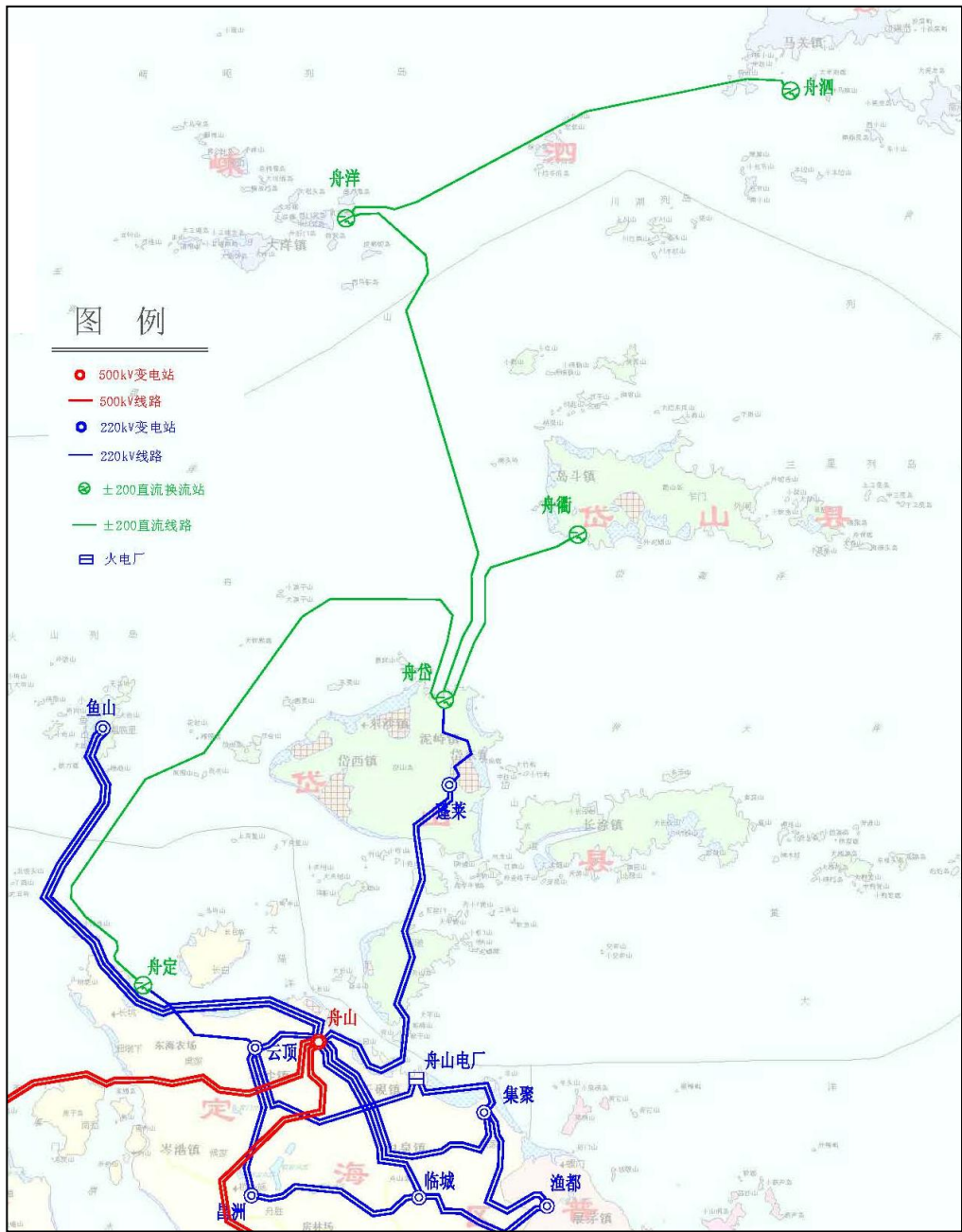


图 3-1 舟山市 220kV 及以上电网地理接线图

2、基地电网现状

截止 2019 年底,鱼山石化园区拥有 220kV 公用变电站 1 座,主变 4 台,总容量 960MVA; 110kV 用户变电站 5 座,主变 14 台,总容量 1860MVA; 35kV 公用变电站 1 座,主变 1 台,总容量 25MVA。岛内 220kV 龙峙变电站通过 2 回 220kV 架空、陆缆、

海缆混合线路接入舟山本岛 500 千伏洛迦变电站。

浙石化一期工程期间，国网公司已建成鱼山岛 220kV 龙峙变（鱼山变），目前已经受电。龙峙变进线来自舟山 500kV 变，通过架空线路和海底电缆送至鱼山。220KV 进线共 2 回，每回供电能力 450MW。龙峙变设 4 台 240MVA 变，双母双分段，设 18 回 110KV 出线，其中浙石化炼油、化工、动力中心、公用工程 110KV 区域变进线共 14 回。

2020 年，舟山-鱼山 220kV 第三回线路、鱼东 220kV 输变电、蓬莱-鱼东 220kV 等工程建设完成，有效保障了石化基地一期项目运营和二期项目调试用电需求。

根据基地现有网架结构，外部电网最大稳定供电能力 1200MW，要实现炼化一体化二期项目供电长期稳定，需要进一步完善网架结构或在基地配套建设新的内部电源。

第 4 章 规划热负荷

4.1 规划热负荷确定原则

1、规划近期热负荷（至 2025 年）包括舟山绿色石化基地现状热负荷、炼化一体化项目二期及产品结构优化项目新增热负荷，及相应的公用配套设施对应的热负荷。

2、远期热负荷（至 2030 年）为在近期的基础上，考虑舟山绿色石化基地远景规划，对产业发展所需的热负荷进行预测。

3、热负荷按单耗法预测。

4、由于舟山绿色石化基地热负荷绝大多数为工业热负荷，根据石化行业性质，全年蒸汽需求量基本恒定，所以工业热负荷同时使用系数取 1。由于管网采用良好的保温措施，且基地供热半径相对较小，供热管网损失按 5%计，纳入终端热用户的热负荷测算数据中。

4.2 基地热负荷特点

基地的规划项目需要 11.5MPaG(530°C)、4.2MPaG(400°C)、1.3MPaG(290°C)、0.5MPaG(210°C) 等蒸汽参数。11.5MPa 超高压蒸汽用于驱动透平，用于乙烯裂解装置裂解气压缩机、丙烯压缩机及空分装置压缩机透平。4.2MPa 高压蒸汽大部分用于驱动透平、少部分用于加热，主要用于催化裂化气压机透平、各加氢装置循环氢压缩机透平、重整装置氢气增压机透平、芳烃装置压缩机透平等。1.3MPa 中压蒸汽、0.5MPa 低压蒸汽主要用于加热。

基地热负荷主要特点如下：

1、供热连续性强，供应安全要求高，一旦供应中断，就有可能造成装置紧急停产或生产出不合格产品，也可能带来重大的安全事故,造成极大的经济损失，并对操作人员造成伤害。

2、装置蒸汽耗量大，用热负荷大。

3、炼化一体化项目用汽参数等级多。

4、石化项目需要的蒸汽，不仅要满足装置用热要求，还要满足驱动大型动力装备透平用汽要求。

4.3 规划热负荷

4.3.1 近期热负荷情况

舟山绿色石化基地现状热负荷详细情况见第3章。基地炼化一体化二期项目规划蒸汽负荷 3020t/h，其中超高压蒸汽负荷 1220t/h，高压蒸汽负荷 1194t/h，中压蒸汽负荷 464t/h，低压蒸汽负荷 142t/h，热负荷汇总如表 4-1 所示：

表 4-1 炼化一体化项目二期规划热负荷汇总表（t/h）

装置	二期总体设计蒸汽负荷，吨/小时				
	11.5MPa	4.2MPa	1.3MPa	0.5MPa	合计
	炼油区				
3#、4#常减压		36	32	-16	52
2#C3/C4 分离		0	0	103	103
1#、2#浆态床渣油加氢		147	12	-176	-17
1#蜡油加氢处理		49	-8	-40	1
2#蜡油催化裂化		-20	-20	0	-40
2#蜡油加氢裂化		47	5	0	52
3#、4#柴油加氢裂化		104	27	0	131
1#柴油加氢精制		33	-42	0	-9
2#石脑油加氢		0	46	-5	41

装置	二期总体设计蒸汽负荷，吨/小时				
	11.5MPa	4.2MPa	1.3MPa	0.5MPa	合计
3#、4#连续重整		31	33	11	75
3#、4#芳烃装置		414	-227	-201	-14
2#C1C2 分离		74	28	80	182
2#、3#烷基化		282	78	-118	242
2#硫磺回收装置		-101	-37	351	213
1#异丁烷反异构		25	1	110	136
1#催化汽油精制 S-Zorb		0	5	-2	3
2#富氢气体提浓			6	12	18
1#油渣制氢	25	35	-91	12	-19
罐区		5	45	10	60
除氧器		0	0	54	54
润滑油泵		0	139	-139	0
德荣化工		0	178	0	178
小计	25	1161	210	46	1442
	化工区				
2#乙烯	393	-442	-40	70	19
2#汽油加氢		0	36	-3	33
2#双酚 A		65	48	42	155
2#乙二醇		272.0	10	-43	239
3#、4#聚丙烯		0	0	28	28
丁二烯抽提		0	66	17	83
2#FDPE		1	1	4	6
2#聚碳酸酯		262	20	50	332
1#LDPE-EVA/LDPE		37	18	-73	-18
罐区		0	25	25	50
循环水透平		162		-162	0
其他及损失		5	30	87	122
二期海水淡化				54	54
小计	393	362	214	96	1065
	空分、制氢				
空分	802	-249	40		555
天然气制氢		-80		0	-80
小计	802	-329	40	0	475
二期合计	1220	1194	464	142	3020

新增产品结构优化项目规划蒸汽负荷 1285t/h，其中超高压

蒸汽负荷 389t/h，高压蒸汽负荷 255t/h，中压蒸汽负荷 321t/h，
 低压蒸汽负荷 320t/h，热负荷汇总如表 4-2 所示：

表 4-2 产品结构优化项目热负荷汇总表（t/h）

装置	蒸汽负荷，t/h				
	11.5MPa	4.2MPa	1.3MPa	0.5MPa	合计
乙烯	382	-412	-75	79	-26
汽油加氢	7	12	53		72
丁二烯			98	4	102
乙二醇		153	16		169
醋酸乙烯			52		52
PO/SM		252	12	10	274
聚醚多元醇			84	24	108
HDPE		1	9	6	16
苯乙烯抽提		4	50	26	80
苯酚丙酮		239	-74	0	165
丁苯橡胶			81	106	187
ABS			5	20	25
罐区			0	20	20
其他及损失		5	10	25	40
合计	389	255	321	320	1285

根据表 3-1、表 4-1 和表 4-2，汇总得到近期热负荷如表 4-3，
 基地近热负荷合计 6971t/h，其中超高压蒸汽负荷 3231t/h，高压
 蒸汽负荷 2050t/h，中压蒸汽负荷 1155t/h，低压蒸汽负荷 535t/h。

表 4-3 基地近期热负荷汇总表（t/h）

蒸汽规格	超高压蒸汽	高压蒸汽	中压蒸汽	低压蒸汽	小计
一期	1622	601	370	73	2666
炼化一体化二期	1220	1194	464	142	3020
产品结构优化项目	389	255	321	320	1285
近期合计	3231	2050	1155	535	6971

4.3.2 近远期热负荷汇总

基地远期规划用地约 20 平方公里，发展碳三产品链、芳烃
 产品链、化工新材料及精细化学品项目。结合远期发展方向、已

初步规划的项目以及用地情况综合考虑,对远期项目的热负荷进行预测,远期规划热负荷总量约为 448t/h,其中高压蒸汽负荷-61t/h,中压蒸汽负荷 133t/h,低压蒸汽负荷 376t/h。

表 4-4 远期项目规划热负荷汇总表 (t/h)

装置	蒸汽负荷, 吨/小时				
	11.5MPa	4.2MPa	1.3MPa	0.5MPa	合计
丙烯酸及酯		-68	-45	29	-84
聚醚多元醇				20	20
己内酰胺		7			7
己二酸				250	250
尼龙-66			18		18
尼龙-6 切片			17		17
异戊橡胶			31	68	99
稀土顺丁橡胶			25		25
丁苯橡胶 (SBR)			20	8	28
丁腈橡胶			28		28
乙丙橡胶			26		26
芳樟醇			4		4
异植物醇			9		9
聚天门冬氨酸				1	1
小计	0	-61	133	376	448

根据表 4-3 和表 4-4 的数据,得到基地远期热负荷汇总情况如表 4-5 所示。基地远期热负荷合计 7419t/h,其中超高压蒸汽负荷 3231t/h,高压蒸汽负荷 1989t/h,中压蒸汽负荷 1288t/h,低压蒸汽负荷 911t/h。

表 4-5 基地近远期热负荷汇总表 (t/h)

蒸汽规格	超高压蒸汽	高压蒸汽	中压蒸汽	低压蒸汽	小计
近期	3231	2050	1155	535	6971
远期新增	0	-61	133	376	448
合计	3231	1989	1288	911	7419

第 5 章 规划电负荷

5.1 基地电负荷特点

基地规划项目均为大型或超大型石化生产装置，属于连续生产工艺过程，对供电的连续性和可靠性要求较高，一旦中断供电将影响装置生产，或带来严重的经济损失，或导致装置设备故障，或造成人身伤害事故发生。根据国家标准《供配电系统设计规范》（GB50052-2016）中的有关规定，基地用电负荷的等级绝大部分为一级负荷。其中重要仪表电源、应急照明、火灾报警等属于一级负荷中特别重要负荷，通过 UPS（不间断电源）供电。

用电负荷预测分两部分，其中基地石化产业地块按照单耗法预测，基地公共服务设施用密度法预测。

基地公共服务设施用地、道路照明、仓库、绿地、码头等单位建设用地用电负荷指标如下：

- 1、基地管理区：300~1200kW/hm²；
- 2、道路用地：100kW/hm²；
- 3、仓库用地：50kW/hm²；
- 4、码头用地：300~1200kW/hm²；
- 5、绿地：10kW/hm²。

5.2 近期电负荷情况

根据表 3-2，现状电负荷 742MW（动力负荷约 70MW）。根据舟山绿色石化基地电炼化一体化项目二期以及产品结构优

化项目的各装置设计情况，得到近期新增电负荷测算汇总表如表 5-1 和表 5-2 所示，其中炼化一体化项目二期用电负荷 1009MW（动力站新增负荷约 118MW），产品结构优化项目用电负荷 164MW（含南区动力中心负荷 8MW）。

表 5-1 炼化一体化项目二期规划电负荷（kW）（含动力站负荷）

序号	名称	需要容量 kW	备注
1	全厂总图（二期）	200	
2	全厂供电及道路照明（二期）	500	
3	2#消防站（含气防站）	300	
4	2#空压站	21182	
5	2#空分装置		
6	全厂火炬（二期）	/	一期供电
7	中心控制室（二期）	200	
8	中心化验室（二期）	200	
9	综合仓库（二期）	500	
10	3#1000 万吨/年常减压蒸馏装置	7650	
11	4#1000 万吨/年常减压蒸馏装置	7650	
12	2#300 万吨/年蜡油催化裂化装置	3800	
13	300 万吨/年蜡油加氢装置	700	
14	3#350 万吨/年柴油加氢裂化装置	20660	
15	4#350 万吨/年柴油加氢裂化装置	20660	
16	1#320 万吨/年蜡油加氢处理装置	11850	
17	1#300 万吨/年柴油加氢精制装置	6020	
18	360 万吨/年石脑油加置	161	
19	3#380 万吨/年连续重整装置	10108	
20	4#380 万吨/年连续重整装置	10108	
21	3#80 万吨/年芳烃抽提装置	1507	
22	4#80 万吨/年芳烃抽提装置	1507	
23	3#460 万吨/年歧化装置	5600	
24	4#460 万吨/年歧化装置	5600	
25	3#240 万吨/年 PX 装置	37500	
26	4#240 万吨/年 PX 装置	37500	
27	2#80 万吨/年烷基化装置	7950	
28	3#80 万吨/年烷基化装置	7950	
29	1#32 万标立/时气化氢气提浓装置	4200	
30	1#50 万吨/年异丁烷反异构装置	3500	
31	2#160 万吨/年 C1/C2 分离装置	6282	
32	2#140 万吨/年 C3/C4 分离装置	2000	
33	1#油渣制氢装置	17762	

序号	名称	需要容量 kW	备注
34	2#50 万标立/时重整氢提浓装置	18850	
35	2#15 万标立/时富氢气体提浓装置	42850	
36	2#70 万吨/年气体分馏装置	1388	
37	2#产品精制装置	482	
38	2#催化裂化烟气脱硫	708	
39	1#300 万吨/年浆态床渣油加氢装置	44275	
40	2#300 万吨/年浆态床渣油加氢装置	44275	
41	S-Zorb 装置	1433	
42	2#52 万吨/年硫磺回收联合装置	16000	
43	炼油区中间原料罐区（二期）	1000	
44	芳烃联合装置中间罐区（二期）	1000	
45	3#炼油区制冷站	2180	
46	3#炼油区余热回收站	13620	
47	4#炼油区余热回收站	4900	
48	4#炼油循环水场	13620	
49	5#炼油循环水场	16030	
50	6#事故水池及雨水监测池	3905	
51	7#事故水池及雨水监测池	3905	
52	7#消防水泵站	30	
53	8#消防水泵站	30	
54	1#炼油泡沫站	30	
55	2#炼油泡沫站	30	
56	3#炼油泡沫站	30	
57	4#炼油泡沫站	30	
58	5#炼油泡沫站	30	
59	2#140 万吨/年乙烯装置	16878	
60	2#75 万吨/年裂解汽油加氢装置	4500	
61	2#25 万吨/年丁二烯装置	4800	
62	3#45 万吨/年聚丙烯装置	41183	
63	4#45 万吨/年聚丙烯装置	41183	
64	2#80 万吨/年乙二醇装置	13818	
65	2#45 万吨/年全密度聚乙烯装置	33072	
66	1#30 万吨/年 LDPE-EVA 装置	104034	
67	1#40 万吨/年 LDPE 装置		
68	2#24 万吨/年双酚 A 装置	6720	
69	2#26 万吨/年聚碳酸酯装置	13280	
70	6#化工区循环水场	47600	
71	7#化工区循环水场	18500	
72	8#化工区循环水场	50300	
73	9#化工区循环水场	11800	
74	8#消防水泵站	60	

序号	名称	需要容量 kW	备注
75	9#消防水泵站	60	
76	2#化工区常压罐区	2594	
77	2#化工区压力罐区		
78	2#FDPE 包装及仓库	500	
79	3#PP 包装及仓库	500	
80	4#PP 包装及仓库	500	
81	2#PC 包装及仓库	500	
82	1#LDPE 包装及仓库	500	
83	1#LDPE/EVA 包装及仓库	500	
84	膜袋厂	/	一期供电
85	水池及雨水监测池	900	
86	9#事故水池及雨水监测池	900	
87	成品罐区（二期）	10000	
88	煤焦储运（二期）	9000	
89	LNG 及乙烷接收设施	1000	
90	多用途码头二期	/	一期供电
91	油品及液体化工码头二期	/	一期供电
92	南区海水取水工程	20000	
93	动力中心二期	118300	
94	污水处理场二期	6000	
95	海水淡化预处理	12900	
96	海水淡化二期	35200	
97	南区闭式循环水		
98	凝结水回收站		
99	除盐水站		
100	危废焚烧二期	2000	
	负荷汇总	1121520	
	总计（0.9 同时系数）	1009368	

表 5-2 产品结构优化项目规划电负荷（kW）（含南区动力中心负荷）

序号	名称	需要容量 kW
1	乙烯装置	19422
2	EO/EG 装置	13865
3	PO/SM(含乙苯)	12695
4	苯酚/丙酮	7100
5	丁二烯抽提	5383
6	HDPE	22328
7	聚醚多元醇	13607
8	ABS	20900
9	SBR/SBC	9550
10	裂解汽油加氢	2850
11	苯乙烯乙苯抽提	857

序号	名称	需要容量 kW
12	醋酸乙烯	1500
13	中间罐区	1200
14	产品罐区	1320
15	装车系统	500
16	火炬	500
17	煤储运	2000
18	220kV 燃机变电站	13000
19	袋膜厂	6600
20	聚醚多元醇灌装站	800
21	固体产品包装和储存	2000
22	化工循环水场	10600
23	采暖通风	6000
24	其它负荷	12500
	负荷汇总	187077
	总计 (0.9 同时系数)	168369

根据表 3-2、表 5-1 和表 5-2，汇总得到近期电负荷为 1919MW（含动力站自用负荷 201MW），具体如表 5-3 所示。

表 5-3 基地近期电负荷汇总表（MW）（含动力中心）

时期	炼化一体化 一期项目	炼化一体化 二期项目	产品结构 优化项目	近期合计
用电负荷	742	1009	168	1919
其中动力站负荷	188		13	201

5.3 近远期电负荷汇总

结合远期发展方向、已初步规划的项目以及用地情况综合考虑，对远期项目的电负荷进行预测，远期规划电负荷总量约为 83MW，以此推算基地近远期电负荷汇总情况如表 5-4 所示，基地远期电负荷合计 2002MW（不含远期动力中心自用负荷）。

表 5-4 基地远期电负荷汇总表（MW）

时期	近期	远期新增（不含动力中心）	合计
用电负荷	1919	83	2002
其中动力中心负荷	201	/	/

第 6 章 热电联产规划

6.1 规划原则

1、按照公用工程岛的原则设置，靠近负荷中心布置，满足集中供热要求。

2、坚持“生产装置副产热能优先利用”原则，充分利用生产过程所产生的蒸汽和低位热，做到“能尽其用”。产生副产蒸汽的装置应优先利用副产蒸汽，剩余蒸汽可在基地统一平衡。

3、供热设施坚持“以热定电、适当规模”原则。

4、锅炉烟气按照“清洁排放”原则，通过先进的烟气综合治理技术，使燃煤装置的污染物排放达到燃气发电的排放水平。

5、供热系统坚持“高位能发电、低位能供热”的能量梯级利用、合理利用原则。

6、基地占地面积大，蒸汽用户遍布基地各个地块，为减少蒸汽压损和温降，热源应靠近负荷中心布置。

7、基地按全年运行 8400 小时来进行相关测算。

6.2 近期规划

6.2.1 布局方案

为积极响应国家用煤总量控制相关政策，结合原动力中心二期工程建设情况统筹考虑，通过对动力中心部分燃煤锅炉实施天然气改造，并布局新增热电联产机组，近期整个基地的供热将形成 3 个部分：

1、舟山绿色石化基地动力中心配套项目，为燃煤热电联产机组，作为基地公用热电机组；

2、4000 万吨/年炼化一体化项目炼化一体化项目自备燃气热电联产项目；

3、产品结构优化项目配套燃气-蒸汽联合循环机组。

基地动力中心配套项目和自备燃气热电联产项目相关设施集中布置于基地东北部。其中基地动力中心配套项目 7 台燃煤锅炉位于该区域南侧，自备燃气热电联产项目 7 台天然气热电联产机组位于该区域北侧（具体见图 6-1）。产品结构优化项目配套燃气-蒸汽联合循环机组位于基地东南面公用工程岛。

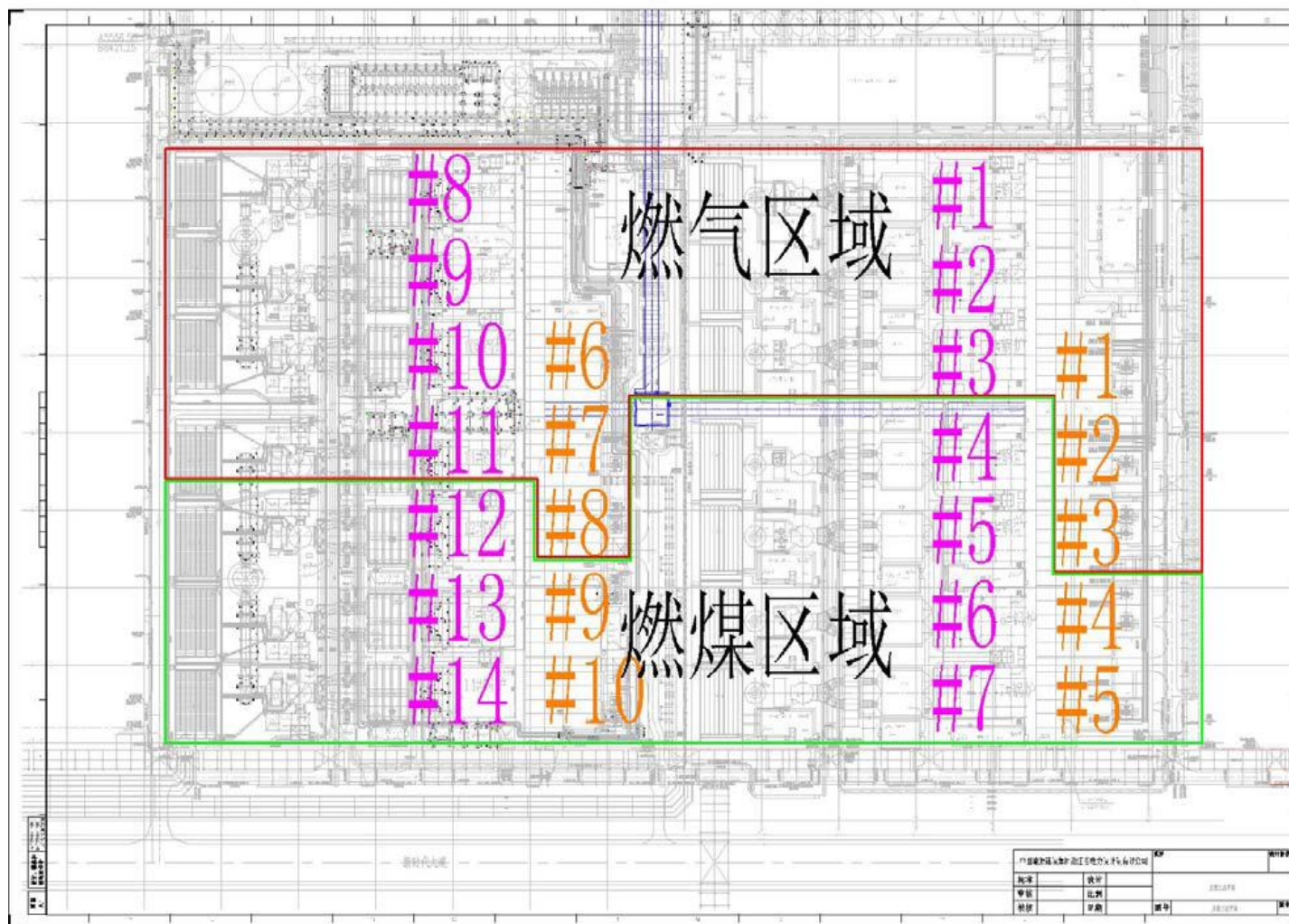


图 6-1 基地动力中心配套项目和自备燃气热电联产项目布局示意图

6.2.2 方案选择

目前，基地动力中心配套项目和自备燃气热电联产项目已核准。以下仅对产品结构优化项目配套燃气热电机组进行方案选择。

1、燃料种类和总体建设方案选择

为积极响应国家用煤总量控制相关政策，基地不再新增用煤指标，考虑基地用热需求，兼顾用电需求，天然气热电联产机组是现有条件下较为理想的选择。本项目为新建项目，考虑到“天然气锅炉+汽轮发电机组”技术方案的能效和经济性不佳，产品结构优化项目配套动力站选择燃气-蒸汽联合循环机组作为总体建设方案，在满足热负荷需求的同时兼顾用电需求。

2、厂地条件

本项目现场位于浙江省舟山市岱山县鱼山岛绿色石化基地东南面公用工程岛，紧邻马目-鱼山天然气管道工程鱼山登陆点，同时紧邻产品结构优化项目乙烯装置，便于通过燃气-蒸汽联合循环机组为装置提供超高压蒸汽。本项目的工程建设大件主要为燃气轮机、发电机、余热锅炉模块和变压器等，以上设备均可以用船舶运至码头，再由汽车(平板车)或运至施工安装现场。本项目用地依托浙石化炼化一体化项目二期工程开山填海工程，二期工程拟通过实施的大小鱼山围垦，通过开山吹填工程，为项目提供足够的用地需求。

从区域自然条件和现状场地特点分析，本项目的外部条件和建设场地条件均能满足燃气轮机电厂的建设，燃料天然气管道从门站已输送进厂，重大件设备、材料运输采用水路和公路均具备较便捷的条件。

本项目厂址的自然条件能满足电厂的建设需要，厂址便于施工组织管理和设备材料运输，电力送出方便。项目厂址适宜建设燃气动力站等热电联产工程。

3、机组选型

采用燃气-蒸汽联合循环机组发电是目前商用天然气发电技术中效率最高的一种。国外大型公司在燃气轮机天然气燃烧方面积累了丰富的经验，数家制造商的产品在 NO_x 等有害气体排放方面所采取的措施和取得的成效，使燃气轮机成为大气污染物排放最少，环保设备投资最低的一种重型发电设备。另外，燃气轮机电厂以其占地小、建设速度快、运行启动时间短、负荷调节迅速、燃烧清洁、整体效率高等突出优点，逐渐成为调峰电站、热电厂乃至基荷电厂的首选机组。本项目规划建设燃气-蒸汽联合循环热电机组，可以充分利用现有场地，在较短的时间内完成低排放、高效率地洁净燃烧发电，取得最佳的经济效益，且容量可比常规煤电机组有较大幅度增加。

燃气-蒸汽联合循环发电机组有四大主机，分别是燃气轮机、余热锅炉、蒸汽轮机和发电机，其配置为一台蒸汽轮机与一台或多台燃气轮机以及相应数量的余热锅炉组成单轴和分轴两大类。

燃气轮机是燃气-蒸汽联合循环发电机组关键设备，其选型

对机组性能和电厂经济性的影响最大。目前国际上燃气轮机品种系列齐全,单机容量从数百千瓦到二十八万千瓦,三百多种型号。本项目应选择典型的发电用大容量重型燃气轮机。当前运行业绩较好的有 E 和 F 级的燃气轮机,代表型号分别是 9E、SGT5—2000E、701D、SGT5—4000F、701F 和 9FA。

上述不同型号系列的机组各有优缺点。根据产品结构优化项目规划热负荷和电负荷情况,本项目装机方案及容量暂按三套 3+3+2 双轴布置的 $3\times 180\text{MW}$ 级燃气轮机+ $2\times 50\text{MW}$ 蒸汽轮机联合循环热电联产机组考虑。

6.2.3 基地动力中心配套项目

设施配置:

1、4 台 670 吨/小时+3 台 800 吨/小时燃煤锅炉,所产蒸汽用于热电联产。

2、45MW 抽汽背压式汽轮机: 2 台

3、60MW 抽汽背压式汽轮机: 2 台

4、45MW 汽轮发电机: 2 台

5、60MW 汽轮发电机: 2 台

运行方式:

7 台燃煤锅炉锅炉(6 开 1 备)产超高压蒸汽,经过抽背机组发电,并向基地供应各等级蒸汽。项目耗煤量 361 吨/小时,年耗煤量约 303 万吨,外供蒸汽负荷 2771t/h。4 台汽轮发电机组(总装机容量 210MW)均正常投入运行,动力中心总发电量约为 183.3MW,机组负荷率约为 87.2%。

6.2.4 自备燃气热电联产项目

设施配置：

1、3 台 670 吨/小时+4 台 800 吨/小时燃气锅炉，所产蒸汽用于热电联产。

2、50MW 双抽凝汽式、海水直冷汽轮机：4 台

3、45MW 抽汽背压式汽轮机：1 台

4、60MW 抽汽背压式汽轮机：1 台

5、50MW 汽轮发电机：4 台

6、45MW 汽轮发电机：1 台

7、60MW 汽轮发电机：1 台

运行方式：

7 台燃气锅炉（6 开 1 备）产生的超高压蒸汽经动力中心 6 台汽轮发电机组降压后再外供高、中、低压热负荷和动力中心自用汽。项目天然气耗量约 38.08 万 Nm³/h，年消耗天然气量约 31.99 亿 Nm³，外供蒸汽负荷 3351t/h。6 台汽轮发电机组（总装机容量 305MW）均正常投入运行，动力中心总发电量约为 291.7MW。其中 2 台抽背机组发电总量约为 91.7MW，机组负荷率约为 87.3%；4 台 CC50 机组满负荷运行，机组发电总量为 200MW。

6.2.5 产品结构优化项目配套燃气热电机组

根据炼化一体化项目二期工程产品结构优化项目蒸汽需求，暂时按规划一套 3×9E 级燃气-蒸汽燃气轮发电机组及相应的公用设施来核算。项目同步配套建设余热锅炉和汽轮发电机组，年消耗天然气量约 14.44 亿 Nm³，外供蒸汽负荷 849t/h。具体如下：

1、9E 级燃气-蒸汽燃气轮发电机组 3 台。单台燃气机组额定功率 180MW，正常出力 166.7MW；

2、50MW 双抽凝汽式、海水直冷汽轮机：2 台；

3、补燃型余热锅炉 3 台；

4、汽轮发电机组 2 台。

产品结构优化项目配套燃气-蒸汽联合循环机组包含 3 台 180MW 燃气轮机组（9E 级），另配 2 台 50MW 汽轮机组，用于负荷调节，合计电力装机容量 640MW。单套燃气-蒸汽联合循环发电机组正常工况发电 166.7MW，3 台燃气轮机发电功率 500MW，约 487MW 电力外送，机组整体热电比达到 143%。

6.2.6 近期热力平衡

根据近期各项目用热负荷和各供热设施供热负荷汇总，得到近期热力平衡表如下所示。其中，二期产品结构优化项目热力负荷主要由配套燃气-蒸汽联合循环机组供热，不足部分由基地动力中心配套项目和自备燃气热电联产项目补充，补充热负荷为 436t/h。

表 6-5 基地近期热力平衡表（t/h）

蒸汽规格	超高压蒸汽	高压蒸汽	中压蒸汽	低压蒸汽	小计
炼化一体化一期	1622	601	370	73	2666
炼化一体化二期	1220	1194	464	142	3020
二期结构优化项目	389	255	321	320	1285
用热合计	3231	2050	1155	535	6971
基地动力中心配套项目	1703	867	201	0	2771
自备燃气热电联产项目	1159	1108	700	384	3351
产品结构优化项目配套燃机	369	75	254	151	849

蒸汽规格	超高压蒸汽	高压蒸汽	中压蒸汽	低压蒸汽	小计
供热合计	3231	2050	1155	535	6971

6.2.7 近期电力平衡

基地动力中心配套项目加上自备燃气热电联产项目共计有 10 台热电联产机组，（总装机容量 515MW）均正常投入运行。其中 6 台抽背机组发电总量约为 275MW；4 台 CC50 机组满负荷运行，机组发电总量为 200MW。

产品结构优化项目热电机组 3 套 9E 级燃气轮机发电机组额定功率 180MW，另配 2 台 50MW 汽轮机组，用于负荷调节。单台套燃气发电机组保证出力 166.7MW，正常工况发电 166.7MW，3 台燃气机组正常按同时运行考虑，发电负荷 500MW，约有 487MW 可以外送。

根据电力平衡，正常工况下，近期基地用电总负荷 1919MW，内部电源供电负荷 975MW，网供电负荷 944MW，近期外部电网稳定供电能力 1200MW，外网供电呈紧平衡局面，有 256MW 富余能力。当部分发电机组停运时，部分电力缺口可由外电网补充。电力平衡表具体如下所示：

表 6-6 基地近期电力平衡表（MW）

项目	炼化一体化一期项目	炼化一体化二期项目	产品结构优化项目		用电合计
用电负荷	742	1009	168		1919
项目	基地动力中心配套项目	自备燃气热电联产项目	产品结构优化项目配套燃机	网供电	供电合计
发电负荷	183.3	291.7	500	944	1919

6.3 远期规划

根据基地远期规划的产业项目热负荷和电负荷测算，远期新增热负荷 448t/h，新增负荷体量总体较少，且均为中、低压蒸汽负荷；远期新增电力负荷 83MW，新增电力负荷较少。

根据远期新增热负荷和电负荷特点，基地将优先通过开展区域内的蒸汽系统能量优化，调节区域内的蒸汽系统平衡，挖掘蒸汽系统节能潜力，消纳一部分新增热力负荷，再根据剩余的蒸汽负荷缺口，配套建设清洁、高效的供热设施；对于远期规划新增的电负荷，先通过全厂节电改造，降低现有和近期项目的用电量，剩余的电力负荷缺口根据电网规划的供电能力能够满足。

6.4 天然气供应规划

根据热电联产设施规划，基地天然气的需求量极大，仅考虑近期动力站的年天然气消耗量已高达 46.43 亿 $\text{Nm}^3/\text{年}$ （自备燃气热电联产项目 31.99 亿 $\text{Nm}^3/\text{年}$ ，产品结构优化项目配套燃气热电机组 14.44 亿 $\text{Nm}^3/\text{年}$ ），天然气供应面临巨大压力。除了动力燃料以外，石化基地工艺燃料及化工原料对天然气仍有大量的需求。

目前，舟山绿色石化基地可依托的天然气来源为新奥舟山 LNG 接收站，该接收站距基地直线距离为 43 公里。新奥舟山 LNG 接收站一期工程，包括 3 个码头、2 个全包容 LNG 储罐、14 个槽车装车撬、高压 IFV 气化设施、高压外输、冷能发电等配套工艺及辅助设施，年处理 LNG 能力达 300 万吨，2018 年 10 月建

成投产。二期工程扩建 2 台 16 万立方的 LNG 储罐，LNG 处理能力达到 500 万吨/年，2021 年 6 月份投产。新奥燃气供应舟山、宁波等周边市场，配套建设一条从舟山 LNG 接收站到宁波镇海的长输管道，管径 DN1000。

为了保障舟山石化基地天然气供应，浙石化与新奥燃气公司成立合资公司，负责马目-鱼山海底输气管道及鱼山石化园区终端配套管网的投资、建设及运营。该管道是新奥燃气主管道的分支管道，管径为 DN500，设计压力 9.9MPa，设计最大输送能力 70 亿方/年，目前已经建成投产，可以基本满足现阶段浙石化热电联产项目对燃气的需求。该项目管道路由图详见附件。

结合石化基地下一步发展，浙江省、舟山市正在推进舟山石化基地自备 LNG 接收站的规划建设工作。规划建设规模 600 万吨/年，包括一座 18 万方 LNG 码头，3 台 20 万方的 LNG 低温储罐、轻烃分离、冷能利用及其辅助设施。LNG 码头布置在舟山绿色石化基地北部岸线，现有干散货码头东侧，低温储罐等设施布置在现有煤焦储运西侧预留地。

2021 年 7 月 22 日，浙江省交通运输厅会同舟山市人民政府，组织召开了《鱼山作业区 LNG 码头选址和规划方案研究》专家咨询会，经专家研究论证，形成以下意见：

一、随着我国能源结构调整、“碳达峰、碳中和”国家战略实施和浙江自由贸易试验区油气全产业链开放发展的深入推进，为保障舟山绿色石化基地能源安全和可持续发展、落实中央环保督察要求，开展宁波舟山港岱山港区 LNG 码头选址和规划方案研究是十分必要的。

二、《规划研究》分析了舟山绿色石化基地 LNG 需求和周边天然气供应情况，对鱼山 LNG 接收站运输需求与到港船型进行了预测。咨询认为，本次提出的预测结果合理可信。

三、《规划研究》针对 LNG 码头规划方案开展了建设条件、通航安全、通航影响等专题研究，技术路线正确，研究结论可信，提出的 LNG 码头建设规模和规划方案是科学合理的。

四、四、《规划研究》提出的作业区功能定位、水陆域布置方案合理可行，经进一步完善后，具备纳入港口规划的条件。目前浙江省已启动宁波-舟山港规划修编，浙江省积极推进将鱼山 LNG 码头和接收站将纳入本次修编。

综上所述，鱼山 LNG 接收站建成后，将进一步保障热电联产燃料需求，确保舟山绿色石化基地能源安全。

第7章 供热系统规划

7.1 供热系统总体情况

由于舟山绿色石化基地落地项目均为石油化工项目，规划采用“集中供热”的规划方案，本规划供热系统由热源、主干网、次干网、用户内部网和用热点组成。动力中心及主、次干网属渔山石化设施，纳入基地管委会统一管理。

7.1.1 供热系统规划

动力中心对舟山绿色石化基地区域内主要热用户的热负荷进行输配。通过对热用户的用热情况进行分析、汇总，可对供热系统进行科学规划：各生产装置通过自身平衡后，可将工艺过程中产生的余热进入热网，进行综合利用；供热管网按照不同压力等级进行多点联动，保持不同区域的压力对接，加强供热的安全性和可靠性。

7.1.2 供热系统组成

干网是连接动力中心与用户热力站之间的管网，属于区域内部网，应与区域规划相一致。

用户热力站由各用户结合主体工程同步设计、建造，并符合管网所能供给的热媒性质、参数等要求，同时作为热网最基本用热单位，应配备智能化压力、温度、流量等检测仪表，与区域热四期联成网络，进行负荷调控及计费。

热网规划切实落实节能政策，原则上禁止热用户对供热蒸汽

品质、蒸汽压力进行内部降压降级调节，尽量避免因自行调节导致的能量损失和高品位能量降级利用。

舟山绿色石化基地主要为石油化工类热用户，园区设置余热回收装置，集中设置冷凝水站，统一管理各装置产生的冷凝水。

7.2 供热管网布置原则

供热管网的敷设涉及到舟山绿色石化基地产业规划、道路交通、区内气体及石油产品管线走等各方面，同时考虑到基地装置分配建设的特殊情况。具体实施应遵守以下原则：

1、蒸汽管网的热源供汽温度和压力满足沿途用户的生产工艺用汽要求确定。

2、热网应根据基地近、远期建设的需要，供热管道沿规划道路一侧布置，满足基地各类热用户需求。

3、基地的蒸汽管网采用地上架空敷设方式，并与基地厂间管架共架敷设。

4、管网布置考虑今后发展，分期分批实施，适当预留三通接口，以适应基地建设的灵活性。

5、规划热源点方案实施时，应做好与原有管网的隔离和对接工作，以保证供热的安全性和可靠性。

7.3 供热管网布局与干线走向

根据热源点的位置、热用户分布以及舟山绿色石化基地建设道路、综合管廊、实际地形情况，进行热网布局规划，最终在舟山绿色石化基地形成集中热源的热网布局，确保区域内的热用户

安全、可靠用热。

蒸汽规格分为超高压蒸汽（11.5MPa，520℃）、高压蒸汽（4.2MPa，400℃）、中压蒸汽（1.3MPa，290℃）、低压蒸汽（0.5MPa，210℃）四个等级。

工艺主管廊及管网设置一条贯穿南北的主管廊（1#管廊），南起滨海大道，沿厂中心一路东侧向北跨石化大道至火炬装置，全长约 3080 米。设置连接各装置分支管廊 9 条，分别编号 2#-10#管廊，具体位置见全厂主管廊布置图。

#1 管廊位于厂中心一路东侧，南起滨海大道，自南向北贯穿化工区、炼油区、石化大道、北至火炬装置。

#2 管廊位于滨海南路南侧，西起原料罐区东至中央大道。

#3 管廊位于产品罐区东侧，北起厂#2 管廊南至装船码头。

#4 管廊位于疏港大道东侧，南起原料罐区，北接炼油总体的管廊。

#5 管廊位于动力站南侧，东起#1 管廊，西至煤焦制气、合成氨装置南侧。

#6 管廊位于火炬南路南侧，东起#1 管廊，西至煤焦制气、合成氨装置北侧。

#7 管廊位于煤焦储存装置西侧，南起#6 管廊，北至灰库装置。

#8 管廊位于火炬装置东侧，南起#1 管廊，北污水处理场装置。

#9 管廊位于空分空压装置西侧。

#10 管廊位于二期空分空压装置南侧。

7.4 供热管网工艺技术要求

1、管架布置要求

1) 供热管道在管架上设置的补偿应不妨碍消防车的通行。

2) 管道及其桁架跨越道路的净空高度不应小于 5m，在有超限设备运输道路路段，其跨越道路的净空高度不小于 10m，且应满足超限设备运输特殊要求。

3) 超高温高压蒸汽采用热源至用户直供方式。其余高、中、低压蒸汽可采用公共母管-支管形式。

2、管网敷设方式

厂间管架采用高管架架空敷设。

3、保温材料

为了减少热网输送的热损失，管道须进行保温。保温材料的导热系数越小、在临界保温厚度内越厚，保温效果越好，但是保温材料的造价也越高。本规划热力管道采用硅酸铝作为保温材料。外保护层采用 0.70mm 厚的彩钢板，并在管道与保温层之间包增强型玻纤涂塑胶粘带。

4、管道补偿器选型

目前在热力管道上使用的补偿器一般有两种：套筒式补偿器和波纹管式补偿器。

套管式补偿器价格较低，但在使用过程中容易漏水，运行检修量较大；波纹管式补偿器价格较高，但在使用过程中不会漏水，运行中一般不需检修，只需定期检查其有无损伤。

根据上述比较，推荐选用波纹管式补偿器，这样既可减少运

行检修费用，又可减少热水漏失量，从而减少大量热损失和软化水损耗，利于提高热网运行期间的经济效益。

第 8 章 电网规划

8.1 舟山电网发展规划

舟山群岛将建设成为以 500kV 为主电源、4 回 500kV 线路与大陆联网，以 220kV 为骨架网架的电网。至 2025 年，舟山电网将扩建 1 台 500kV 主变，拥有 500kV 变电站 1 座，变电容量 4000MVA；建成拥有 220kV 变电所 11 座，变电容量 6360MVA；建成拥有 110kV 变电所 38 座，扩建及改造变电所 3 座，变电容量 3796MVA。

8.2 舟山绿色石化基地供电规划

2021 至 2022 年，鱼山岛在目前 220kV 龙峙变电站的基础上，规划建成鱼东（长礁）、鱼南（油城）2 座 220kV 变电站，通过洛迦～龙峙 3 回海缆线路、蓬莱～鱼东、洛迦～鱼东 2 回桥缆线路与外部电网联络，满足二期项目供电需求。

当前正在建设 220kV 鱼南变，设置 4 台 220/110kV 240MVA 主变，220kV 及 110kV 皆为双母双分段接线，两路 220kV 进线分别引自 220kV 龙峙变电站及 220kV 鱼东变电站，形成环网。至 2021 年底，舟山绿色石化基地将形成 5 回独立 220kV 进岛线路、岛上 3 座 220kV 变电站供电的格局，基地近期最大稳定供电能力 1200MW。后续结合基地远期规划建设，规划将在岛内布置建设 500kV 舟北（徐福）变。

第9章 节能和环保

9.1 节能

9.1.1 节能目标

本规划集中供热热源均为热电联产项目，热电联产将不同品位的热能分级利用，即高品位的热能用于发电，低品位的热能用于集中供热。相比热电分产而言，热电联产热效率较高，是一种更为高效的能源利用形式，能较大程度提高能源利用率。热电联产项目热效率高于纯发电项目，热电比越高则热效率越高。

国家发展计划委、经贸委、建设部在《热电联产项目可行性研究技术规定》中明确规定，常规燃煤热电联产项目总热效率应大于 45%，单机容量在 50MW 至 200MW 以下的热电机组，其热电比年平均应大于 50%，对于燃气-蒸汽联合循环热电联产项目则规定，总热效率应大于 70%，热电比年平均应大于 40%。

从运用实践来看，通常燃煤电厂的热效率只能达到 35%~40%，燃气-蒸汽联合循环热电联产机组的热效率可达到 70~85%，由此可见，燃气-蒸汽联合循环能源利用率大大高于常规燃煤电厂，采用燃气-蒸汽联合循环热电联产机组可以大大提高能源利用率。

根据《热电联产能效、能耗限额及计算方法》（DB33/642-2019），舟山绿色石化基地的天然气热电联产项目能效指标应高于标准中的 2 级能效，即单位供热标煤耗应

$\leq 40.5 \text{ kgce/GJ}$ ，供电标煤耗 $\leq 250 \text{ gce/kWh}$ ，综合热效率 $\geq 75\%$ 。对于基地动力中心的纯供热锅炉，应满足上述标准中供热相关指标的 2 级能效标准。

9.1.2 节能措施

集中供热、热电联产通过能量转化利用，在能量转化过程中会消耗部分能量。因此，规划要切实抓好各项节能措施，从设计、选型、工艺、施工、管理等方面着手，加强节能，落实各项节能措施。主要措施如下：

1、优化系统设计和设备选择，减少能量损失。认真做好系统的设计和设备的选择，在满足安全运行、方便检修的前提下，尽量做到紧凑、合理，以减少各种介质能量的损失。所有热力设备和热力管道增加保温，减少散热损失，节约能源。

2、加强供热节能管理，按照规程规范及国内其他引进设备电厂运行经验，合理选择辅机备用系数和电动机容量，降低厂用电率。

3、充分重视主要辅机分包商的选择，要求其有良好运行实绩，以确保机组有较高的可靠性和可用率。

4、热力管道采用双层保温结构，选用导热系数低、物理性能好、价格合理的保温材料及绝热支架。同时，在设计中设置合理有效的疏水装置，尽可能减少热力管道的热损。

5、从发展区域循环经济的角度出发，利用“夹点分析”等先进的能效诊断技术，对基地的供热系统开展整体的能量系统优化，进一步挖掘节能空间。

6、降低电耗措施。

- 1) 合理选择辅机备用系数和电动机容量，降低厂用电率，避免大马拉小车的浪费现象。
- 2) 各类水泵所配电动机均选用节能型，并尽量使用调速泵，降低厂用电，节约能源。
- 3) 采用调速汽动给水泵，节省机组启停工况厂用电。
- 4) 主变压器、高压厂用变压器、高压启动/备用变压器、低压厂用变压器，采用低损耗变压器，以降低电厂的运行费用。
- 5) 选用节能机电产品，杜绝淘汰产品。
- 6) 在建筑和工艺上采取措施，提高厂房及建筑物的自然采光和通风率，以节约人工采光和机械通风电耗。

7、节约用水措施

- 1) 在系统设计中，对能够回收利用的汽、水等工质都考虑回收或重复再利用。
- 2) 建议采用反渗透预脱盐处理等先进技术，预先脱除 95% 以上的盐份，大大降低后级离子交换的酸碱消耗和废水排放量，从而使整个动力站大大降低酸碱应用和再生废水排放，具有显著的环境效益。
- 3) 发电机组辅助机械设备采用闭式循环冷却水系统，提高循环使用率，减少工业水消耗量，同时降低工业水系统能耗。
- 4) 在水系统的关键部位安装流量计实施三级计量，加强用水管理。
- 5) 尽可能回收蒸汽系统凝结水，以节约水资源。

9.1.3 节能效果

基地的#4-#7 燃煤锅炉保证效率大于 92.9%，#12-#14 燃煤锅炉保证效率大于 93.5%。#1-#3 燃气锅炉保证效率大于 94%，#8-#11 燃气锅炉保证效率大于 94.2%。

炼化一体化项目配套建设的 10 台汽轮发电机组均属于热电联产机组，以供热为主。正常工况下发电 474.7MW，外供各等级蒸汽合计 2844 吨/时（不含超高压蒸汽，超高压蒸汽由锅炉直供），整体热效率 86.5%。基地动力中心配套项目热电比 1584%，燃气热电联产项目热电比 945%。

产品结构优化项目配套的燃气-蒸汽联合循环发电机组联合循环热效率高达 82.39%，热电比 143%。

9.2 环保

9.2.1 减排目标

2018 年 11 月 1 日起，浙江省执行 DB33/2147-2018《燃煤电厂大气污染物排放标准》，浙江新建燃煤发电锅炉和现有单台出力 300MW 及以上发电机组配套的燃煤发电锅炉执行 5/35/50 的排放限值，即烟尘排放限值 5mg/Nm³；SO₂ 排放限值 35mg/Nm³；氮氧化物（NO_x）排放限值 50mg/Nm³。基地规划的燃煤发电锅炉和纯供热锅炉均考虑执行 DB33/2147-2018《燃煤电厂大气污染物排放标准》。

此外，考虑到基地未来能符合更严格的环保标准，基地优先采用天然气等清洁能源供热、发电。

今后舟山绿色石化基地将继续推进污染物减排工作，实现污染物排放量达到舟山市下达的下降目标要求。

9.2.2 环保措施

基地热电联产设施在建设和改造过程中必须做到环保设施和电厂主体工程“三同时”。基地所有燃煤锅炉必须按要求进行烟气超低排放改造，新建、改建机组必须同步建设烟气超低排放治理设施，达到超低排放限值要求。热电企业烟气超低排放要求合理选择技术路径，兼顾技术可靠性和经济性，在确保实现超低排放的前提下，尽可能利用现有烟气治理设施，降低后续烟气污染物处理的投资和运行成本。

1、严格确定卫生防护距离，确保防护距离内无相关敏感设施；

2、废水清污分流，分类收集，并按其理化特性、最终处理的目标值等进行一系列处理；

3、选用低噪声设备，对厂区主要噪声源所在厂房的墙体进行加厚和孔洞的密封，厂区平面布置应将高噪声厂房尽量远离厂界、噪声敏感点，在厂内进行适当的绿化，以使本工程的厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348—2008)的要求。

4、烟气超低排放改造建设应充分利用脱硫、脱硝及除尘设备之间的协同治理能力，实现大气污染物综合脱除，并须同步安装满足烟气超低排放精度要求的污染物检测设备，实现实时在线监测。

5、燃煤锅炉系统的 DCS 系统应能实现对热力系统、燃烧系统、脱硫系统、脱硝系统、除尘系统的集中监控，以及对输煤系统、电气控制系统、烟气排放连续监测系统（CEMS）等相关数据的采集功能，并通过服务器单向传输数据。

9.2.3 环保效果

基地对燃煤锅炉采用超低排放技术，同时优先采用天然气等清洁能源供热。基地#1-#14 锅炉污染物排放浓度情况具体如下表：

表 9-1 基地#1-#14 锅炉污染物排放浓度表

污染物浓度	锅炉		超低排放标准	是否满足超低排放要求
	燃煤锅炉	燃气锅炉		
烟尘（mg/Nm ³ ）	3	3	5	满足
SO ₂ （mg/Nm ³ ）	20	3.5	35	满足
NO _x （mg/Nm ³ ）	35	35	50	满足
NH ₃ 逃逸（mg/Nm ³ ）	2.28	2.28	2.3	满足

燃煤锅炉实施天然气改造后，基地每年可减少烟尘排放量 10.9t，减少 SO₂ 排放量 661.1t，减少 NO_x 排放量 125.2t，减少氨逃逸量 7.6t。

表 9-2 天然气改造前后污染物排放指标测算表

污染物名称	改造前 t/h	改造后 t/h	小时减排量 t/h	年减排量 t/a
烟尘	0.0228	0.0215	0.0013	10.9
SO ₂	0.1521	0.0734	0.0787	661.1
NO _x	0.2662	0.2513	0.0149	125.2
NH ₃ 逃逸	0.0173	0.0164	0.0009	7.6

本规划实施后，将有效改善区域的大气环境。采用集中供热，热用户还可减少分散小锅炉房及煤场、灰场占用土地，既改善环

境，又节省宝贵的建设用地。同时集中供热可以在热源点集中绿化建设，减少烟尘的扩散，控制噪音污染。

9.3碳减排

基地通过对部分燃煤锅炉实施“煤改气”，实现能源结构的优化，积极响应了国家争取 2030 年实现碳达峰、2060 年实现碳中和的号召。经测算，改造前后本项目年 CO₂ 排放量将从 1698 万 t 减少至 1260 万 t, 年碳排放量减少 438 万 t, 碳减排率 25.79%。

表 7 改造前后碳排放指标测算数据表

能源品种	原煤	天然气	合计
改造前消费量(万吨、亿 Nm ³)	820.5	0	
改造后消费量(万吨、亿 Nm ³)	303	31.99	
低位热值 MJ/（kg、Nm ³ ）	22	35.59	
单位热值含碳量 tC/TJ	26.18	15.32	
碳氧化率	98%	99%	
改造前碳排放(万 tCO ₂)	1698	0	1698
改造后碳排放(万 tCO ₂)	627	633	1260
减排量(万 tCO ₂)			438
碳减排率			25.79%

第 10 章 主要结论和建议

10.1 主要结论

1、规划修编是必要而迫切的

舟山绿色石化基地高度重视热电联产对于保障基地供热、供电和节能减排的重要作用，发布的《舟山绿色石化基地热电联产规划（2016~2030 年）》有力推进了舟山绿色石化热电联产项目的实施，对基地炼化一体化项目的安全、稳定、高效运营提供了十分重要的动力保障。随着基地建设不断深入，产业项目方案不断调整深化，基地已及时开展了总体规划的调整工作。同时，原有热电联产规划方案的热负荷和电力负荷已与实际发生了一定的偏差，动力站建设方案也需要及时进行修编，进行热电联产供规划修编是十分紧迫的任务。

2、热电设施布局和规模同基地的热力和电力需求相匹配

本规划同最新的《舟山绿色石化基地总体发展规划》相衔接，根据产业项目的规模、布局、建设时序和建设进展，对舟山绿色石化基地现有热源点、热负荷进行了系统梳理，并进行了近远期的热负荷、电负荷测算。

根据需求测算，规划了相应的热电联产机组为基地生产提供动力保障。其中舟山绿色石化基地动力中心配套项目和自备燃气热电联产项目相关设施集中布置于基地东北部，为炼化一体化项目提供热力需求和部分电力需求。产品结构优化项目配套燃气-蒸汽联合循环机组位于基地东南面公用工程岛，紧邻马目-鱼山

天然气管道工程鱼山登陆点，同时紧邻产品结构优化项目乙烯装置，便于通过燃气-蒸汽联合循环机组为装置提供超高压蒸汽。

根据远期新增热负荷和电负荷特点，基地将通过开展区域内的蒸汽系统能量优化，调节区域内的蒸汽系统平衡，挖掘蒸汽系统节能潜力，消纳一部分新增热力负荷，并根据剩余的蒸汽负荷缺口，配套建设清洁、高效的供热设施；对于远期规划新增的电负荷，先通过全厂节电改造，降低近期项目的用电量，剩余的电力负荷缺口现有的电网供电能力能够满足。

总体而言，建设方案与基地的整体需求相匹配。

3、规划遵循能源清洁化原则，满足用煤总量控制目标

基地规划的热源点优先考虑采用天然气清洁能源作为动力中心燃料，用煤总量符合政策要求。根据现有的区域环评批复，炼化一体化一期、二期项目及配套公用工程的用煤指标总量为 575.6 万吨/年，经过动力、气化用煤平衡，可用于动力中心总燃料煤量约 303 万吨/年。规划基地动力中心配套项目作为基地公共燃煤热电联产机组，用煤总量为 303 万吨/年，满足环评批复要求。其余的热力由自备天然气热电联产项目供应，年耗天然气 31.99 亿 Nm^3 。产品结构优化项目配套燃气热电机组使用燃料全部为天然气，消耗天然气 14.44 亿 Nm^3 。远期将通过内部节能挖潜和新增低碳、节能的供热设施来满足基地用能需求。

4、热电比符合热电联产的相关规定

本规划涉及的炼化一体化项目配套建设的 10 台汽轮发电机组均属于热电联产机组，基地动力中心配套项目热电比 1584%，燃气热电联产项目热电比 945%，产品结构优化项目配套的燃气-

蒸汽联合循环发电机组热电比 143%。

10.2 规划实施的建议

凡新建、改建、扩建的供热、发电或热电联产项目，原则上均应根据本专项规划进行。实施本专项规划需要建立与完善规划的组织 and 健全规划实施的管理体系。应建立与完善规划的实施组织机构，保障规划的顺利实施。在电力运行调度上，对于热电联产机组应保证以热定电的运行模式，充分发挥热电联产的效益。

10.2.1 政策建议

为确保本专项规划的实施，提高能源利用率和环境保护，要严格遵守相关能源和环境政策。建议地方政府严格执行国家四部委《关于发展热电联产的规定》，支持热电厂的建设并协助解决今后运营中的各种问题。

建议政府有关部门要在用地、基地规划、交通、电力负荷调峰、燃料供应保障、发电时限等方面给予热电联产企业支持，热电联产企业的上网电价、发电时间、供热价格、调峰等问题要出台相应的扶持政策，以充分发挥热电联产在带动区域经济，推进节能降耗，提高能源利用率和优化环境，提高人民生活质量等多方面的综合效应和效益。

10.2.2 管理组织建议

为了保障本专项规划的实施，必须健全规划实施的管理体系和运行机制，形成一套健全的管理体系。包括行政管理、监督管理、协调管理、直段管理等。

热电联产项目技术性较强，需要熟悉国家相关政策、掌握供热系统理论、具有丰富供热系统设计建设和运营经验的专业人才队伍来实施、管理，因此建议从体制上加强对相关机构技术力量的整合、培训和提高，保障本规划的顺利实施。

随着基地动力站设施规模不断扩大以及国家对能源清洁化要求的不断提高，基地天然气需求量极大，仅考虑近期动力站的年天然气消耗量已高达 46.43 亿 $\text{Nm}^3/\text{年}$ ，天然气供应面临巨大压力。除动力燃料外，石化基地工艺燃料及化工原料对天然气有大量的需求。建议基地制定天然气保供专项方案，保障基地的用气安全。

10.2.3 技术措施建议

为协调热电联产项目经济和环境效益，热力管网应与热电联产项目同步建设，同时投产。建议热电企业积极采用新技术、新工艺和新材料，根据实际热负荷科学地优化机组参数和配置，提高机组的热经济性；建议基地依托专业的机构，利用先进的能效诊断技术对基地供热系统开展整体性的系统能量优化和节能提效改造，深入挖掘节能降耗空降，缓解区域“能耗双控”压力；同时，要加强企业内部管理，优化机组的运行模式，充分发挥热电联产机组的节能优势。

附件 1 基地动力中心配套项目核准文件

舟山市发展和改革委员会文件

舟发改审批〔2021〕45 号

关于同意舟山绿色石化基地动力中心配套 项目核准变更的批复

舟山市鱼山石化工程有限公司：

你公司于 6 月下旬申报的《关于舟山绿色石化基地动力中心配套项目核准变更的请示》（鱼山石化（请）〔2021〕3 号）及附件已收悉。市发展规划研究院受委托开展咨询评审，并提交评审意见。

我委曾以舟发改审批〔2017〕115 号对该项目项目申请报告进行核准批复。在项目建设过程中，工程热电负荷发生了很大变化。根据省能源局组织召开的舟山绿色石化基地热电联产项目整改协调会的会议精神和省市对舟山绿色石化基地一体化项目总体煤炭指标总量的控制要求，依据《行政许可法》、《企业投资项目核准和备案管理条例》有关规定，现就该项目核准变更事项批复如下：

一、项目名称

舟山绿色石化基地动力中心配套项目（项目代码:2016-330921-44-02-022856-000）

二、项目建设单位

舟山市鱼山石化工程有限公司

三、项目调整的内容

调整后的建设内容为：共建设4台670t/h超高压煤粉锅炉+3台800t/h超高压煤粉锅炉，配套建设2台45MW抽背机组+2台60MW抽背机组；总规模为7炉4机，锅炉按6开1备方式运行（煤炭消费总量控制在303万吨以内），装机容量210MW。建设相应的辅助设施，主要满足供应石化基地工艺装置各等级蒸汽负荷需求。项目总投资估算由原538462.11万元调整至375288万元，资金由建设单位自筹解决。

舟山市发展和改革委员会



附注：投资项目执行唯一代码制度，通过投资项目在线审批监管平台，实现投资项目“平台受理、代码核验、办件归集、信息共享”。请项目业主准确核对项目代码并根据审批许可文件及时更新项目登记的基本信息。

抄送：市生态环境局，市应急管理局、舟山绿色石化基地管委会、国网舟山供电公司、岱山县资源规划局、岱山县住建局。

舟山市发展和改革委员会办公室

2021年6月30日印发

项目代码:2016-330921-44-02-022856-000

- 2 -



舟山市发展和改革委员会文件

舟发改审批〔2021〕46 号

关于浙江石油化工有限公司 4000 万吨/年炼化一体化项目自备燃气热电联产项目核准的批复

浙江石油化工有限公司：

你公司《关于浙江石油化工有限公司 4000 万吨/年炼化一体化项目自备燃气热电联产项目核准的请示》（浙石化（请）〔2021〕58 号）及附件已收悉。市发展规划研究院受委托开展咨询评审，并提交评审意见。经研究，现将该工程主要内容批复如下：

一、该项目为满足浙江石油化工有限公司 4000 万吨/年炼化一体化项目的用热需求，建成后和舟山绿色石化基地动力中心配套项目共同满足舟山绿色石化基地内各工艺装置供热需求。依据《行政许可法》《企业投资项目核准和备案管理条例》，同意建设江石油化工有限公司 4000 万吨/年炼化一体化项目自备燃气热电联产项目（项目代

码:2106-330900-04-01-965279)。

项目建设单位:浙江石油化工有限公司。

二、该工程位于舟山市岱山县鱼山岛舟山绿色石化基地内,用地面积约 120270 m²。

三、建设内容与规模

拟新设 3 台 670t/h 高温超高压燃气锅炉+2 台 50MW 抽凝机组+1 台 45MW 抽背机组, 4 台 800t/h 高温超高压燃气锅炉+2 台 50MW 抽凝机组+1 台 60MW 抽背机组, 以及相应的辅助设施, 锅炉按 6 开 1 备方式运行。

新建主厂房 2 座, 约 55967 平方米; 锅炉电控楼 4 座, 约 11650 平方米; 动力中心 110KV 变电站 1 座, 约 5130 平方米; 风机电控楼 7 座, 约 7561 平方米。总建筑面积约 80308 平方米。

四、项目总投资为 465445 万元, 由建设单位自筹解决。

五、原则同意项目《核准报告》提出的生态环境保护和节能措施, 请按照相关部门的要求, 做好生态环境保护和节能减排工作。

六、按照相关法律、行政法规规定, 核准项目前置条件的相关文件分别为: 市资源规划局关于用地的意见、舟山绿色石化基地管委会关于项目用地规划的函、专家组评审意见等。

七、项目工期和招标

项目计划建设工期为 24 个月。按照《中华人民共和国招标投标法》《浙江省招标投标条例》等有关规定, 做好项目招投标工作。

八、如需对该项目核准文件所规定的建设地点、建设规模、主要建设内容等进行调整，请按照《企业投资项目核准和备案管理办法》的有关规定，及时提出变更申请，我委将根据项目具体情况，做出是否同意变更的书面决定。

九、请项目建设单位在项目开工建设前，依据相关法律、行政法规规定办理规划许可、资源利用、安全生产等相关报建手续。

十、项目予以核准决定或者同意变更决定之日起2年未开工建设，需要延期开工建设的，请项目建设单位在2年期限届满的30个工作日前，向我委申请延期开工建设。开工建设只能延期一次，期限最长不得超过1年。国家对项目延期开工建设另有规定的，依照其规定。

舟山市发展和改革委员会



投资

浙江政务服务网
在线平台 工程审批系统

浙江政务服务网
投资在线平台 工程审批系统

附注：投资项目执行唯一代码制度，通过投资项目在线审批监管平台，实现投资项目“平台受理、代码核验、办件归集、信息共享”。请项目业主准确核对项目代码并根据审批许可文件及时更新项目登记的基本信息。

抄送：市生态环境局、市应急管理局、市资源规划局、舟山绿色石化基地管委会、国网舟山供电公司、岱山县资源规划局、岱山县住建局。

舟山市发展和改革委员会办公室

2021年6月30日印发

项目代码:2106-330900-04-01-965279

浙江政务服务网
在线平台 工程审批系统

浙江政务服务网
投资在线平台 工程审批系统

- 4 -



附件3 马目-鱼山海底输气管道路由图







