

青岛微电网典型案例研究

基于东软载波胶州工业园区智能微电网项目的深度剖析

北京大学能源研究院
INSTITUTE OF ENERGY

2025年12月

北京大学能源研究院
INSTITUTE OF ENERGY

北京大学能源研究院是北京大学下属独立科研实体机构。研究院以国家能源发展战略需求为导向，立足能源领域全局及国际前沿，利用北京大学学科门类齐全的优势，聚焦制约我国能源行业发展的重大战略和科技问题，按照“需求导向、学科引领、软硬结合、交叉创新、突出重点、形成特色”的宗旨，推动能源科技进展，促进能源清洁转型，开展专业及公众教育，致力于打造国际水平的能源智库和能源科技研发推广平台。

气候变化与能源转型项目

北京大学能源研究院于 2021 年 3 月启动了气候变化与能源转型项目，旨在助力中国应对气候变化和推动能源转型，实现 2030 年前碳达峰和 2060 年前碳中和的目标。该项目通过科学研究，设立有雄心的目标，制定清晰的路线图和有效的行动计划，为政府决策提供建议和支持。

该项目积极推动能源安全、高效、绿色和低碳发展，加速化石能源消费的减量化直至退出。该项目具体的研究领域涵盖宏观的能源与环境、经济和社会的协调综合发展；化石能源消费总量控制；能源开发利用技术创新；电力部门向可再生能源为主体的系统转型；推动电气化；高耗能部门的低碳绿色发展；可持续交通模式；区域、省、市碳中和模式的示范推广；散煤和塑料污染治理；碳中和与碳汇；碳市场；社会公正转型等。

系列报告

分布式光伏高质量发展（2025）
湖南省电力系统支撑能力建设与低碳转型协同发展路径研究（2025）
绿证绿电市场与可再生能源电力消纳的协同研究（2025）
非洲转型矿产资源开发利用与国际合作战略研究（2025）
中国散煤综合治理研究报告2025（2025）
非洲撒哈拉沙漠以南可再生电力可及性发展（2025）
山东省分布式光伏高质量发展的开发模式和市场机制研究（2025）
碳中和下重塑“西电东送”陕西、甘肃发展定位研究（2025）
青岛微电网典型案例研究：基于东软载波胶州工业园区智能微电网项目的深度剖析（2025）
湖南省电力系统支撑能力建设与低碳转型协同发展路径研究（2025）
山东省供热行业低碳高质量发展路径研究（2025）
碳-电-证市场协同发展政策路径分析（2025）
面向碳达峰碳中和的新能源发展调节支撑研究（2025）
面向双碳目标与电力保供的煤电定位调整、布局优化与转型路径研究（2025）
双碳目标下中国钢铁行业电气化发展研究报告（2025）
福建省双碳目标下的电力行业低碳转型和深度脱碳路径优化研究（2025）
福建省清洁能源高质量发展战略研究（2025）
“双碳”目标下煤炭基地省份重大生产力布局调整——以山西为例（2024）
鄂尔多斯低碳转型及案例研究（2024）
推动燃气发电发展 支持碳中和目标实现（2024）
走向公正转型的未来：绿色转型对中国不同区域的影响（2024）
湖南省风光储蓄融合发展的策略方案（2024）
江苏省电力灵活性调节资源发展优先级级路径分析（2024）
华东四省一市电力清洁转型与安全保供路径与方案研究（2024）
促进西北地区产业转型升级和新能源就地消纳协同发展（2024）
碳达峰碳中和下西北“西电东送”重塑研究（2024）
青岛市微电网发展研究-基于典型示范项目的调查（2024）
陕西省微电网发展研究-基于典型示范项目的调查（2024）
中国散煤综合治理研究报告2024（2024）
绿证绿电市场与可再生能源电力消纳的协同研究（2024）
基于灵活调峰和稳定供热前提下的山东省30万千瓦级煤电机组优化思路（2024）
非道路移动机械领域的绿色低碳发展路径研究（2024）
双碳背景下湖南省电力系统灵活能力优化分析研究（2023）
福建省双碳目标与行动路线图研究报告（简版）（2023）
中国散煤综合治理研究报告2023（2023）
山东省中小燃煤电厂低碳高质量发展路径分析（2023）
走向公正转型的未来：中国绿色转型对就业的影响（2023）
“十四五”推动能源转型实现碳排放达峰（2022）
中国散煤综合治理研究报告2022（2022）
中国散煤综合治理研究报告2021（2021）

基于东软载波胶州工业园区智能微电网项目的深度剖析

青岛科技大学

李长胜

北京大学能源研究院气候变化与能源转型项目

康俊杰

2025 年 12 月

目录

◎ 摘要 1

◎ 第一章 案例简介及经济性评价 2

1.1 案例项目简介 2

1.2 案例技术经济评价 4

◎ 第二章 案例项目经济性影响因素分析 10

2.1 分时电价及峰谷电价差变动影响 10

2.2 余电上网比例影响 11

2.3 市场化交易影响 12

2.4 机制电价影响 13

◎ 第三章 案例项目高比例可再生电力消费经济性影响评估 15

3.1 可再生电力全部消纳情景 15

3.2 7/24 小时绿色消费情景技术经济评估 18

◎ 第四章 微电网高质量发展的对策建议 19

4.1 政府层面：加快营造智能微电网发展的制度环境 19

4.2 行业层面：加快智能微电网等电力新业态标准体系建设，完善电网接入机制，鼓励商业模式和服务模式创新 20

4.3 企业层面：全面树立负荷资源核心理念，实施精益运营，提高系统调度与市场交易能力 21

摘要

智能电网是新型电力系统的重要组成部分。《中共中央关于制定国民经济和社会发展第十五个五年规划的建议》明确提出，加快智能电网和微电网建设。然而，新能源全面入市，智能微电网传统“自发自用、余额上网”的发展模式将被重构，智能微电网项目市场不确定性增加。这就要求智能微电网项目更加注重入精益化运营，加快提升参与市场化交易能力，加大商业模式创新，以更好地适应新的发展形势。本研究以青岛东软载波胶州工业园区智能微电网项目为案例，系统评估其经济性及主要影响因素，分析高比例可再生电力消纳路径的可行性，并从政府、行业和企业三个维度提出推动智能微电网高质量发展的对策建议。

案例项目经济性分析显示，项目整体收益良好。在 75% 电量自发自用、25% 余电上网的基准情景下，项目静态回收期 4.41 年，内部收益率超过 20%。

研究进一步识别和分析了影响智能微电网项目经济性的四大影响因素：

一是分时电价政策。一是分时电价政策。尖峰电价上浮 10%，内部收益率可提升 0.55 个百分点；高峰电价上浮 10%，提升 0.28 个百分点。深谷电价下调 10% 对整体经济性略有正向作用，但低谷电价下调则轻微削弱收益。

二是余电上网比例。通过增加配储规模、提高发电自用比例、降低余电上网比例，项目经济性可显著提升。当余电上网比例从 25% 降至 0%，静态投资回收期缩短了 0.51 年，内部收益率提升了 2.35 个百分点。

三是市场化交易机制。研究显示，若余电按现货市场价格结算，将对项目经济性产生负面影响。当余电上网电价由 0.3949 元 / 千瓦时（当前山东脱硫煤上网电价）降至山东 2025 年 1 至 3 月电力现货均价 0.073 元 / 千瓦时，静态回收期将延长约 0.5 年。

四是机制电价政策。新机制电价对智能微电网整体经济性同样产生负面影响，若按 0.225 元 / 千瓦时的机制电价结算，内部收益率将下降 1.73 个百分点，静态回收期延长 0.27 年。

在深度绿电路径方面，研究指出：实现可再生电力 100% 消纳需新增 3000 千瓦时储能，经济性明显下降。若进一步实现 7/24 小时绿电消费，通过购买绿电或绿证，年新增成本分别为 11.69 万元和 1.38 万元，这意味着绿电溢价机制尚未形成有效经济激励。

基于上述结论，报告提出三方面建议：在政府层面，应加快营造智能微电网发展的制度环境，将智能微电网作为电力资源主体纳入电力规划，完善调度机制和电力市场体系；同时，地方政府应加强统筹规划，加大试点示范支持力度。在行业层面，加快智能微电网等电力新业态标准体系建设，完善电网接入机制，鼓励商业模式和服务模式创新。在企业层面，应重视负荷资源的价值，实施精益运营，提高系统调度与市场交易能力。

第一章 案例简介及经济性评价

1.1 案例项目简介

东软载波胶州工业园区智能微电网项目（简称案例项目），位于青岛国家级胶州经济技术开发区，主要由“源网荷储”以及控制系统组成。

1.1.1 光伏系统

项目光伏总装机规模 1378.2KW，选用单晶硅 300Wp 组件，组件转换效率 21%，年衰减率 0.55%，利用东软载波园区 1#2#5#6# 共 4 个房屋面，共安装单晶单玻太阳能光伏组件约 4954 块。其中，1# 屋顶光伏区域装设 1210 块光伏组件，装机容量 363kW, 由 5 台 60kW 组串式逆变器逆变，经直流汇流箱汇流后，接入试制中心配电室低压新设试制中心 AA6 并网柜 ;2# 屋顶光伏区域装设 1210 块光伏组件，装机容量为 363kw，由 5 台 60kW 组串式逆变器逆后，经直流汇流箱汇流后，接入 2# 厂房配电室低压新设 2#AA0 并网柜 ;5# 屋顶光伏区域装设 1056 块光伏组件，装机容量为 316.8kW, 采用 5 台 60kw 组串式逆变器逆变，经直流汇流箱汇流后，并入 5# 厂房配电室低压新设 5#AA0 并网柜 ;6# 屋顶光伏区域装设 1118 块光伏组件，系统装机容量为 335.4kW, 采用 3 台 50kw 组串式逆变器和 1 台 250kw 集中式逆变器逆变，经直流汇流箱汇流后，接入综合站房 AA6 并网柜。

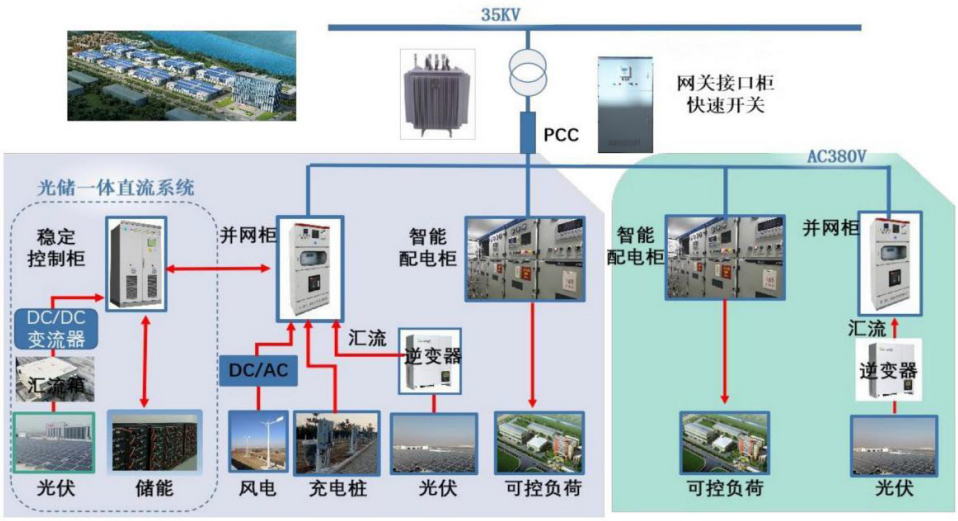


图 1-1：智能光伏系统总体

1.1.2 储能系统

储能使用磷酸铁锂电池，配储容量 683kWh，设计放电深度最高达 95%，充放电效率为 95%，满足园区压缩机、空调等重要负荷 2 小时的用电需求。

1.1.3 智能控制系统

案例项目提供 2 台 MG3100 微电网稳定控制器，均为由东软载波自主研发，具有自主专利的产品，带微电网稳定控制功能，专门应用于智能微电网系统。

1.1.4 负荷系统

“荷”由工厂生产设备、智能照明、智能空调，以及充电桩组成，典型月典型日[1]日最大负荷 1081kW，日最小负荷 163kW，日均负荷 525kW。2024 年，园区总用电量达 359.94 万千瓦时。其中，充电桩具体包括 2 个 15kW 直流充电桩、2 个 30kW 直流充电桩和 4 套 7kW 交流充电桩。

1 3月20日、6月17日、9月24日和12月16日

1.2 案例技术经济评价

我们将在分别评估光伏系统和储能系统经济性的基础上，再考察智能微电网项目整体经济性。特别需要指出的是，由于案例项目是 2025 年前存量一般工商光伏项目，根据山东省现有上网电价政策，实际上网电价为 0.3949 元 / 千瓦时。

1.2.1 光伏系统经济评价

发电量测算。光伏发电量估算需要综合考虑项目所在地太阳辐照强度、光伏组件衰减率以及光伏发电系统效率、太阳电池组件的衰减率等。具体参数详见表 1-1。

表 1-1：光伏发电量估算表

参数名称	单位	数值
装机总量	kWp	1378.2
年峰值日照小时数	h	1574
实际倾角 / 最佳倾角	°	3°/30°
光伏电站系统总效率	1	0.80
首年发电量	kWh	169.96 万
单晶硅太阳电池组件衰降率	(%)	第 1 年不高于 2%
		第 10 年不高于 8.8%
		第 15 年不高于 12.3%
		第 20 年不高于 15.5%
		第 25 年不高于 19.3%

根据单晶硅太阳电池组件国家标准，单晶硅电池组件 25 年后保证衰减率为在 20%。本项目采用的单晶硅电池组件首年衰减率约为 2%，首年后每年衰减率为 0.55%。根据上述参数，计算得出运行期内 25 年的发电量估算值。详见表 1-2。

表 1-2：25 年发电量估算表

年份	组件衰减系数	理论发电量（度）	发电量估算（度）
第 1 年	98.00%	2124242.12	1699640.34
第 2 年	97.45%	2112320.35	1690101.54
第 3 年	96.90%	2100398.59	1680562.75
第 4 年	96.35%	2088476.82	1671023.95
第 5 年	95.80%	2076555.05	1661485.15
第 6 年	95.25%	2064633.29	1651946.35
第 7 年	94.70%	2052711.52	1642407.56
第 8 年	94.15%	2040789.75	1632868.76
第 9 年	93.60%	2028867.98	1623329.96
第 10 年	93.05%	2016946.22	1613791.16
第 11 年	92.50%	2005024.45	1604252.36
第 12 年	91.95%	1993102.68	1594713.57
第 13 年	91.40%	1981180.92	1585174.77
第 14 年	90.85%	1969259.15	1575635.97
第 15 年	90.30%	1957337.38	1566097.17
第 16 年	89.75%	1945415.62	1556558.37
第 17 年	89.20%	1933493.85	1547019.58
第 18 年	88.65%	1921572.08	1537480.78
第 19 年	88.10%	1909650.31	1527941.98
第 20 年	87.55%	1897728.55	1518403.18
第 21 年	87.00%	1885806.78	1508864.39
第 22 年	86.45%	1873885.01	1499325.59
第 23 年	85.90%	1861963.25	1489786.79
第 24 年	85.35%	1850041.48	1480247.99
第 25 年	84.80%	1838119.71	1470709.19
25 年平均发电量			1580405.37
25 年总发电量			39629368.21

案例项目自 2019 年 1 月投入使用，截止到 2024 年年底，累计发电 1067.40 万千瓦时，其中，累计上网电量 257.77 万千瓦时，占比 24.15%。我们以光伏发电 75% 自发自用，25% 余额上网为基准情景，考察智能微电网项目光伏系统经济性。结果详见表 1-3。

表 1-3：光伏系统经济性评价一览表

序号	项目	按 75% 电量自身消纳，25% 电量上网
1	项目总装机容量	1378.2kWp
2	项目预估投资额（万元）	417 万元
3	年平均发电量	约为 158.5 万度 / 年
4	企业年总用电量	359.94 万度 / 年（2024 年数据）
5	25 年发电量	约 3962.94 万千瓦时（综合考虑组件衰减）
6	企业综合电价	0.83 元 / 度
7	余电上网电价	0.3949 元 / 度（山东省脱硫煤上网电价）
8	年收益（万元）	114.39
9	25 年收益（万元）	2859.83
10	静态回收期（年）	4.01
11	内部收益率（%）	22.83
12	项目净现值（万元） 折现率 6%	718.32

从表 1-3 可以看出，基准情景下，案例项目分布式光伏系统静态投资回收期达到 4.01 年，内部收益率为 22.83%；折现率取 6% 时，项目净现值为 718.32 万元。这表明，案例项目的分布式光伏系统具备较好的经济性。

1.2.2 储能系统经济评价

储能系统主要依靠分时电价的峰谷套利，其盈利能力与分时电价密切相关。山东省在全国范围内率先建立并实施了“5 段式”分时电价机制。高峰时段上浮 70%、低谷时段下浮 70%、尖峰时段上浮 100%、深谷时段下浮 90%。具体工商业分时时段详见表 1-4。

表 1-4：山东工商业“5 段式”分时电价表

	冬季			春季			6 月			秋季		
	12 月	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月
00:00-01:00	平	平	平	平	平	平	平	平	平	平	平	平
01:00-02:00	平	平	平	平	平	平	平	谷	谷	平	平	平
02:00-03:00	谷	谷	谷	平	平	平	平	谷	谷	平	平	平
03:00-04:00	谷	谷	谷	平	平	平	平	谷	谷	平	平	平
04:00-05:00	谷	谷	谷	平	平	平	平	谷	谷	平	平	平
05:00-06:00	谷	谷	谷	平	平	平	平	谷	谷	平	平	平
06:00-07:00	平	平	平	平	平	平	平	平	平	平	平	平
07:00-08:00	峰	峰	峰	平	平	平	谷	平	平	平	平	平
08:00-09:00	峰	峰	峰	平	平	平	谷	平	平	平	平	平
09:00-10:00	平	平	平	平	平	平	谷	平	平	平	平	平
10:00-11:00	谷	谷	谷	谷	谷	谷	谷	平	平	谷	谷	谷
11:00-12:00	深谷	深谷	深谷	深谷	深谷	深谷	谷	平	平	深谷	深谷	深谷
12:00-13:00	深谷	深谷	深谷	深谷	深谷	深谷	平	平	平	深谷	深谷	深谷
13:00-14:00	深谷	深谷	深谷	深谷	深谷	深谷	平	平	平	深谷	深谷	深谷
14:00-15:00	谷	谷	谷	谷	谷	谷	平	平	平	谷	谷	谷
15:00-16:00	平	平	平	平	平	平	平	平	平	平	平	平
16:00-17:00	尖峰	尖峰	尖峰	平	平	平	峰	峰	峰	峰	峰	峰
17:00-18:00	尖峰	尖峰	尖峰	尖峰	尖峰	尖峰	尖峰	尖峰	尖峰	尖峰	尖峰	尖峰
18:00-19:00	尖峰	尖峰	尖峰	尖峰	尖峰	尖峰	尖峰	尖峰	尖峰	尖峰	尖峰	尖峰
19:00-20:00	峰	峰	峰	尖峰	尖峰	尖峰	尖峰	尖峰	尖峰	峰	峰	峰
20:00-21:00	峰	峰	峰	峰	峰	峰	尖峰	尖峰	尖峰	峰	峰	峰
21:00-22:00	平	平	平	峰	峰	峰	尖峰	尖峰	尖峰	平	平	平
22:00-23:00	平	平	平	平	平	平	峰	峰	峰	平	平	平
23:00-24:00	平	平	平	平	平	平	平	平	平	平	平	平
23:00-24:00	平	平	平	平	平	平	平	平	平	平	平	平

案例项目为工商业用电两部制电价，电压等级为 1-10 千伏，储能系统经济评价参数和评价结果详见表 1-5。

表 1-5：储能系统经济评价参数及结果

序号	类别	数据	单位
1	项目装机容量	683	kW.h
2	项目单位造价	950	元 /kW.h
3	项目总投资	64.885	万元
4	项目管理费	5	万元 / 年
5	尖峰电价	1.2	元 /kW.h
6	高峰时电价	1.0	元 /kW.h
7	平时电价	0.67	元 /kW.h
8	低谷时电价）	0.31	元 /kW.h
9	深谷时电价	0.20	元 /kW.h
10	高峰 - 低谷年均充电	56470	kW.h
11	尖峰 - 低谷年均充电	56470	kW.h
12	尖峰 - 深谷年均充电	162767	kW.h
13	高峰 - 低谷年均放电	41146	kW.h
14	尖峰 - 低谷年均放电	41146	kW.h
15	尖峰 - 深谷年均放电	118598	kW.h
16	电站残值 （静态投资的 20%）	190	万元
17	运行天数	330	天
18	收益分成（电价折扣）	1.00	
19	储能生命周期	13	年
20	PCS、线路损耗效率	97	%
21	放电深度	95	%
22	电池充放电效率	88	%
23	静态投资回收周期	4.58	年
24	项目投资内部收益率 （税后）	19.04%	%
25	项目净现值（万元） 折现率 6%	74.36	万元

研究显示，在山东现行“5 段式”分时电价政策下，静态投资回收期 4.58 年，内部收益率达到了 19.04%，案例项目储能系统仅通过峰谷套利就已经具备较好的经济性。

1.2.3 智能微电网项目整体经济评价

光伏系统寿命周期 25 年，储能系统寿命周期 13 年。为评估微电网项目整体经济性，我们将案例项目寿命周期设计为 26 年，延长 1 年光伏系统寿命周期，使得储能系统在整个项目周期内更新一次。进一步假定储能系统更新成本不变，残值仍按静态投资 20% 计，折旧年限为 13 年。案例项目整体经济性评价详见表 1-6。

表 1-6：智能微电网项目整体经济性

序号	项目	按 75% 电量自身消纳，25% 电量上网 储能削峰填谷
1	项目总装机容量	光伏：1378.2kWp；储能 683kWh
2	项目预估投资额（万元）	光伏：417 万元；储能：95.31 万
3	年平均发电量	约为 158.5 万度 / 年
4	26 年发电量	约 4109.05 万千瓦时（综合考虑组件衰减）
5	企业综合电价	0.83 元 / 度
6	余电上网电价	0.3949 元 / 度（山东省脱硫煤上网电价）
7	年收益（万元）	光伏：117.49.0；储能：16.54
8	26 年收益（万元）	光伏：2946.15；储能收益：430
9	静态回收期（年）	4.41
10	内部收益率（%）	20.93
11	项目净现值（万元） 折现率 6%	778.67

由表可知，案例项目静态投资回收期 4.41 年，内部收益率达到了 20.93%，案例项目整体具备较好的经济性。

第二章 案例项目经济性影响因素分析

本部分在案例项目经济性评价的基础上，进一步探讨分时电价调整、参与市场化交易、机制电价以及上网比例对案例项目经济性的影响。

2.1 分时电价及峰谷电价差变动影响

分时电价调整不仅通过峰谷电价差变化影响储能系统的收益，而且还会改变智能微电网光伏发电成本节约效应，进而影响光伏系统的经济性。分时电价和峰谷电价差变动及其影响如表 2-1 所示。

表 2-1：山东省现行分时电价、峰谷价差及变动情景

类别	价格（元 /kW.h）	变动（%）			
尖峰时电价	1.18236875	+10			
高峰时电价	1.02866875		+10		
平时电价	0.66986875				
低谷时电价	0.31116875			-10	
深谷时电价	0.20876875				-10
尖峰 - 深谷电价差	0.9736	12.14			2.14
尖峰 - 低谷电价差	0.8712	13.57		3.57	
高峰 - 低谷价差	0.7175		14.34	4.34	
高峰 - 深谷价差	0.8199		12.55		2.55
光伏发电单位收益	0.83056	1.26	1.21	-0.65	-0.23

研究显示，调高尖峰电价和高峰电价提升购电成本节约效应，提高智能微电网系统光伏系统的经济性，同时增大了峰谷价差，进而提高智能微电网系统储能系统经济性。因此，峰时电价上涨会提升智能微电网整体经济性。如表 2-2 所示，尖峰电价和高峰电价分别上涨 10%，案例项目内部收益率分别提升 0.55 个和 0.28 个百分点。

调低谷时电价使峰谷电价差增大可以提高智能微电网系统储能系统经济性，但是会降低光伏发电系统收益。此时，对智能微电网项目经济性的影响将取决于储能系统收益的增量效应和光伏系统收益的减量效应的相对大小。就案例而言，与基准情景相比，深谷电价下调 10%，提升了智能微电网项目整体经济性，静态回收期缩短了 0.01 年，IRR 提升了 0.02 个百分点；但低谷电价下调 10% 时，智能微电网项目整体经济性有所降低，静态回收期延长了 0.01 年，IRR 提升了 0.05 个百分点。详见表 2-2。

表 2-2：分时电价变动对智能微电网项目经济性影响

	基准情景（75% 自用，25% 上网）	尖峰电价上涨 10%	高峰电价上涨 10%	低谷电价下调 10%	深谷电价下调 10%
静态投资回收期（年）	4.41	4.28	4.34	4.42	4.40
总投资收益率（%）	11.75	12.37	12.07	11.69	11.77
净现值（折现率 6%，万元）	778.67	809.91	794.66	775.84	779.80
IRR（%）	20.93	21.48	21.21	20.88	20.95

2.2 余电上网比例影响

案例项目综合购电成本远高于光伏上网电价，项目负荷对光伏发电应是应用尽用，并未进一步消纳项目光伏发电潜力。

光伏发电主要集中在 9：00-14：00 之间，而园区用电负荷功率比较平稳，在不弃用可再生电力的前提下，降低余电上网比例，需要考虑增加配储。根据园区 2 台变压器公共连接点（PCC）处的最大反向功率最大值，光伏余电上网减少量由新增储能消纳，并在尖峰和高峰时段释放储能由于园区生产活动。此时，1# 变压器和 2# 变压器内至少需要分别配备容量 1250kWh 储能 (5 小时 250kW) 和容量 650kWh 储能 (5 小时 130kW)，共计 1900kWh，我们按 2000kWh 储能计。余电上网比例与储能规模联动对智能微电网项目经济性影响详见表 2-3。

表 2-3：增加储能时余电上网比例对智能微电网经济性影响

序号	项目	基准情景（75% 自身消纳，25% 电量上网）	80%-20%	90%-10%	100%-0%
1	项目总装机容量	1378.2kWp			
2	年平均发电量	约为 158.04 万度 / 年			
3	26 年发电量	约 4109.05 万千瓦时（综合考虑组件衰减）			
4	企业综合电价	0.83 元 / 度			
5	余电上网电价	0.3949 元 / 度（山东省脱硫煤上网电价）			
6	投资规模（万元）	512.31	550.31	626.31	702.31
7	配储规模（kWh）	683	1083	1883	2683
8	总投资收益率（%）	11.75	13.35	15.98	18.05
9	净现值	778.67	936.35	1063.73	1253.77
10	静态回收期（年）	4.41	4.08	4.04	3.90
11	内部收益率（%）	20.93	22.42	22.51	23.28

从表 2-3 可以看出，通过增加配储，增加智能微电网发电自用比例、降低余电上网比例，可以提升智能微电网项目的经济性。当余电上网比例从 25% 降到 0 时，智能微电网项目的总投资收益率提升了 6.3 个百分点，静态投资回收期缩短了 0.51 年，内部收益率提升了 2.35 个百分点。由此可见，降低余额上网比例可以提升智能微电网项目经济性。

2.3 市场化交易影响

根据山东省最新机制电价政策，无论是存量还是新投产分布式光伏项目都不纳入新机制电价执行范围。但为了研究新政策对新能源项目经济性影响，我们假设案例项目除自发自用电量以外的上网电量全部参与电力市场交易，并以省内分布式光伏实时市场结算价格为上网电价。我们采用 2025 年 1 至 3 月结算均价为 0.073 元 / 千瓦时。具体结果如表 2-4 所示。

表 2-4：市场化交易对智能微电网经济性影响

序号	项目	光伏现货均价变化幅度（%）				
		-40	-20	0	20	40
1	电力现货交易结算价格均价	0.073 元 / 千瓦时				
2	上网比例	25%				
3	企业综合电价	0.83 元 / 千瓦时				
4	投资规模	512.31 万元				
5	配储规模	683kWh				
6	上网电量结算电价	0.0438	0.0584	0.073	0.0876	0.1022
7	总投资收益率（%）	9.00	9.10	9.21	9.32	9.42
8	净现值	642.52	647.77	653.02	658.27	673.41
9	静态回收期（年）	4.97	4.95	4.93	4.91	4.89
10	内部收益率（%）	18.52	18.61	18.69	18.77	18.80

与表 2-4 第三列相比，当上网电量的结算价格从 0.3949 元 / 千瓦时下降到 0.073 元 / 千瓦时 , 智能微电网项目内部收益率从 20.93% 下降到 18.69%，下降了 2.24 个百分点；静态回收期从 4.41 年上升到 4.93 年，延长了 0.52 年；净现值从 778.67 万元下降到 653.02 万元。显然，市场化交易模式对案例项目整体经济性产生显著的不利影响。

当光伏现货结算均价从下降 40% 到上涨 40%，上网电量结算电价从 0.0438 元 / 千瓦时上涨到 0.1022 元 / 千瓦时。与基准情景相比，案例项目内部收益率分别降低了 2.41 个和 2.13 个百分点，静态投资回收期分别延长了 0.56 年和 0.48 年，投资收益率分别降低了 2.75 个和 2.33 个百分点。

2.4 机制电价影响

为对后续分布式光伏电价政策调整优化提供研究支撑，我们进一步假设案例项目纳入新机制电价执行范围，以考察新机制电价政策对案例项目经济性影响。

机制电量。《山东省新能源机制电价竞价实施细则》（鲁发改价格〔2025〕577 号）规定：对于 2025 年 6 月 1 日及以后投产（即全容量并网，下同）的风电、光伏发电新能源项目，分布式光伏竞得机制电量上限为全部发电量扣除厂用电的 80%，机制电量结

算时扣除自发自用电量，即“自发自用余电上网”分布式光伏（分散式风电）实际结算机制电量 = 竞得机制电量 - 自发自用电量。如果案例项目纳入新机制电价执行范围，其余额上网电量比例（25%）远低于竞得机制电量上限，因此，可以认为余额上网电量电价就是光伏机制电价中标价。

如果将该项目上网电价纳入机制电价执行范围，根据山东 2025 年新能源机制电价竞价结果，光伏机制电价中标价 0.225 元 / 千瓦时。现行机制电价政策对本项目经济性影响详见表 2-5。

表 2-5：机制电价对智能微电网经济性影响

序号	项目	机制电价变化幅度（%）				
		-20	-10	0	10	20
1	新机制电价	0.225 元 / 千瓦时				
2	上网比例	25%				
3	企业综合电价	0.83 元 / 千瓦时				
4	投资规模	512.31 万元				
5	配储规模	683kWh				
6	上网电量结算电价	0.18	0.2025	0.225	0.2475	0.27
7	总投资收益率（%）	10.08	10.24	10.41	10.57	10.74
8	净现值	696.17	704.26	712.35	10.57	728.53
9	静态回收期（年）	4.74	4.71	4.68	4.65	4.62
10	内部收益率（%）	19.49	19.62	19.72	19.88	20.00

当上网电量的机制价格从 0.3949 元 / 千瓦时下降到 0.225 元 / 千瓦时，与基准情景相比，案例项目内部收益率从 20.93% 下降到 19.72%，下降了 1.73 个百分点；静态回收期从 4.41 年上升到 4.68 年，延长了 0.27 年；净现值从 778.67 万元下降到 712.35 万元，下降了 8.52%。由此可见，新机制电价依旧对智能微电网整体经济性产生显著的不利影响。

当机制电价从下降 20% 到上涨 20%，上网电量结算电价从 0.18 元 / 千瓦时上涨到 0.27 元 / 千瓦时；与基准情景相比，案例项目内部收益率分别降低了 1.44 个和 0.93 个百分点；静态投资回收期分别延长了 0.33 年和 0.21 年；投资收益率分别降低了 1.67 个和 1.01 个百分点。

第三章 案例项目高比例可再生电力消费经济性影响评估

本部分重点考察以下两个情景：一是可再生电力全部消纳情景，该情景以项目可再生电力全部消纳为目标，储能主要平抑可再生电力出力与负荷不匹配；二是 7/24 小时绿电消费情景，该情景在项目可再生电力全力消纳基础上，剩余电力需求采用从电网购买绿色电力和购买绿证。

3.1 可再生电力全部消纳情景

目前，东软载波胶州园区智能微电网厂房屋顶光伏已经实现应装尽装，余电上网。鉴于项目所在园区生产负荷水平比较稳定，已实现可再生电力全部消纳，只能通过新增储能来完成消纳。然而，储能配置规模并非简单叠加，需统筹考虑电量平衡、功率平衡以及光伏出力与负荷需求在时间分布上的匹配关系。

从电量平衡来看，通过增加储能实现可再生电力全部消纳，增加配储规模应不低于最高月份日均上网电量。东软载波胶州园区智能微电网项目自 2019 年 1 月投入使用，截止到 2024 年年底，累计发电 1067.40 万千瓦时，其中，累计上网电量 257.77 万千瓦时。总体来看，光伏发电年度上网电量呈现递减态势。详见图 3-1。

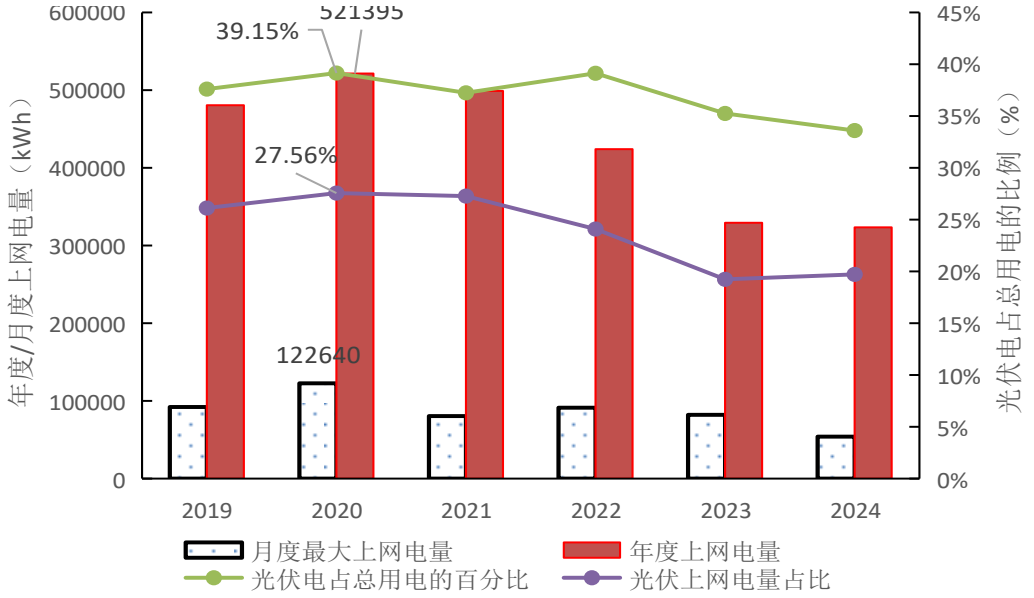


图 3-1：项目光伏发电占比及上网情况

从功率平衡的角度来看，以 2024 年 3 月 20 日为例，光伏发电功率在天亮后迅速攀升，在 9：15 左右光伏发电功率超过园区用电负荷，并在 12：00 左右打造最大；而园区用电负荷在在天亮后逐渐增大，7：30 至 17：00 之间，用电负荷较高，在 11：25 左右，用电负荷最高。光伏发电功率与厂区用电负荷差在 13：05 左右达到最大，为 325.05kW。详见图 3-2。要实现可再生电力全部消纳，新增储能功率必须能够超过光伏发电功率与厂区用电负荷最大差。按 350kW 功率算，至少配 1850kWh（5 小时 350kW）容量的储能。

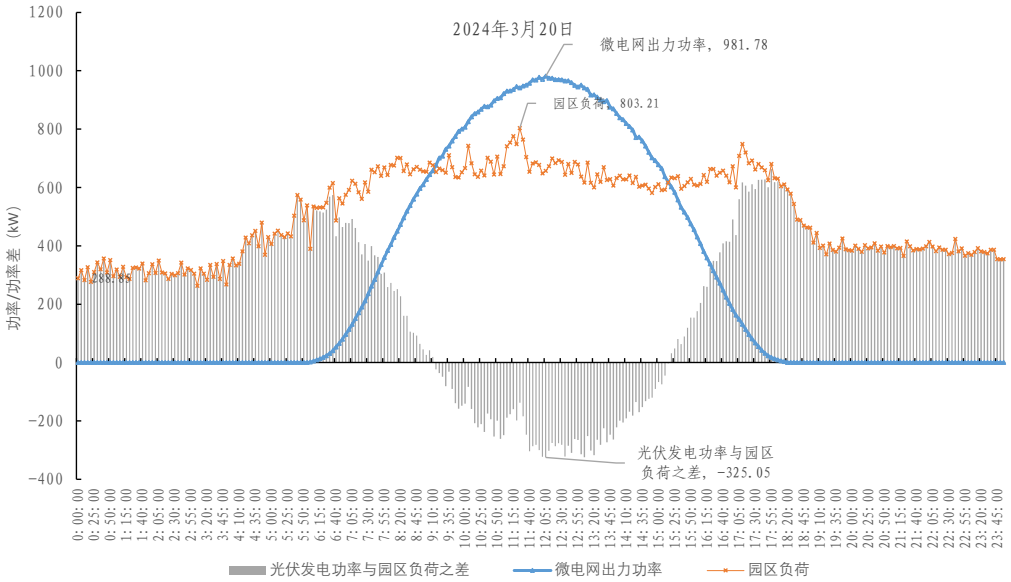


图 3-2：典型月份典型日光伏发电功率、负荷功率曲线图

从变压器公共连接点处反向功率来看，厂区有 35/0.4kV 变压器 2 台，分别为 1# 变压器容量 1600kVA 和 2# 压器容量 1250kVA。根据园区 2024 年 3 月、6 月、9 月和 12 月智能微电网项目典型日的光伏出力曲线和负荷曲线。1# 变压器内光伏公共连接点（PCC）处的最大反向功率 247.9kW，发生在 9 月；2# 变压器内光伏公共连接点（PCC）处的最大反向功率 128.6kW，发生在 6 月。因此，假定园区负荷基本稳定，光伏余电上网减少量由新增储能消纳，并在尖峰和高峰时段释放储能由于园区生产活动。此时，1# 变压器和 2# 变压器内至少需要分别配备容量 1250kWh 储能 (5 小时 250kW) 和容量 650kWh 储能 (5 小时 130kW)，共计 1900kWh。

由于光伏发电功率与季节、天气等情况有关，园区用电负荷与生产活动有关，光伏发电功率与厂区用电负荷差会存在一定波动，增加储能平衡功率需要预留一定裕度。

综上，为全部消纳光伏可再生电力，裕度按 50% 考虑，需要配备储能容量 3000kWh，成本按 1 元 /Wh，增加投资 300 万。这部分新增储能系统为了实现全额消纳可再生能源，不参与电网削峰填谷套利。其经济效益体现为减少从电网购电的成本节约。此时智能微电网经济性如表 3-1 所示。

表 3-1：可再生能源全部消纳对智能微电网项目经济性影响

	自发自用余额上网 （75% 自用，25% 上网）	全部消纳
投资规模（万元）	512.31	812.31
静态投资回收期（年）	4.41	6.22
总投资收益率（%）	11.75	9.61
净现值 （折现率 6%，万元）	778.67	677.09
IRR（%）	20.93	14.50

由表 3-1 所示，以增加储能全部消纳光伏可再生电力将显著降低智能微电网项目整体经济性。投资规模从 512.31 万增加到 812.31 万，增长了 58.56%；静态投资回收期由原来的 4.41 年延长到 6.22 年，延长幅度达到了 41.04%；内部收益率则从 20.93% 下降到 14.50%，降幅达到 18.21%。

3.2 7/24 小时绿色消费情景技术经济评估

考虑到案例项目所在园区可再生能源装机已应装尽装，实现园区 7/24 小时绿色消费，只能通过电力市场交易绿色电力或单独购买绿证来完成。

2024 年，东软载波胶州产业园区用电总量 359.94 万千瓦时，从供电公司购买市电用电量 266.11 万千瓦时，高压侧光伏上网电量 32.34 万千瓦时。通过增加配储，项目可实现可再生电力全力消纳，从供电公司购买市电用电量将降至 233.77 万千瓦时。2024 年，全国绿色电力交易平均约为 1-8 分 / 千瓦时，我们按 5 分 / 千瓦时，绿证全年均价约为 5.59 元 / 个，1 个绿证单位对应 1000 千瓦时可再生能源电量，通过购买绿证，每千瓦时平均新增成本 0.59 分 / 千瓦时。因此，实现园区 7/24 小时绿色消费，需要分别额外增加成本 11.69 万元和 1.38 万元。此时，对智能微电网经济性影响如表 3-2 所示。

表 3-2：7/24 小时绿色电力对智能微电网项目经济性影响

	可再生电力全部消纳	全部绿电 - 绿色电力交易	全部绿电 - 绿证
投资规模（万元）	812.31	812.31	812.31
新增购电成本		11.69	1.3
静态投资回收期（年）	6.22	7.70	7.08
总投资收益率（%）	9.61	7.29	8.42
净现值（折现率 6%，万元）	677.09	454.72	570.99
IRR（%）	14.50	11.29	12.51

由此可见，与可再生全部消纳情景相比，通过电力市场交易绿色电力和单独购买绿证分别使静态投资回收期延长 1.48 年和 0.86 年；总投资收益率分别下降 2.32 个百分点和 1.19 个百分点；内部收益率分别下降 3.21 个百分点和 1.99 个百分点。当然，随着绿色电力的环境溢价的进一步提升，通过电力市场交易绿色电力或单独购买绿证来实现 7/24 小时绿色消费，将会进一步降低项目的经济性。

第四章 微电网高质量发展的对策建议

尽管案例研究表明，智能微电网已经基本了较好的经济性。但加快智能微电网建设仍然面临着市场主体法律支撑缺乏、标准不健全、运营管理机制不健全、电力市场规则亟待完善等诸多因素制约。

4.1 政府层面：加快营造智能微电网发展的制度环境

4.1.1 国家层面加快修订智能微电网上位法律，营造智能微电网等新型主体公平发展的制度环境。

一是明确智能微电网平等主体地位。尽管国家相关政策已经明确智能微电网可以作为新型市场主体，但上位法律并未对其新型市场主体予以认可。实践中，在供电区域划分、权责认定方面仍然存在存在法律制度障碍，制约其独立运营与市场参与。建议在智能微电网上位法层面，尽快明确其作为新型市场主体的法律地位，保障与发电企业、电网企业、售电公司、电力用户等在法律上享有平等地位、依法享有参与市场交易和活动的平等权力。

二是将智能微电网资源作为电力资源主体纳入电力规划范围，明确其与煤电、核电等传统电源同等资源的身份。将智能微电网主体资源作为和煤电、核电等传统电源同等资源进行电力规划，统筹考虑多类供电主体的空间布局与业务边界，明确增量配电网、微电网等新型主体的供电区域划分原则、权责分工机制及退出与转接程序，促进新型电力资源高效协同发展。

三是完善调度体系，构建与分布式资源特性相适应的分级协调模式。加快在具备条件的地区探索建设县级调度平台，赋予其对辖区内分布式电源、储能设施、可调负荷等资源的实时监控与自主调节权限，实现本地优化、快速响应的运行能力，并通过数据互

联与策略协调与省级、区域调度形成互补联动，增强整体系统的灵活性和韧性。

四是完善电力市场体系建设，建立适应微电网参与的能量市场与辅助服务市场机制。完善电力市场顶层设计，围绕交易品种、交易规则、交易产品加快完善电力市场，现货市场要加快形成秒级、分钟级、小时级等多时段市场。辅助服务市场要进一步细化调频、备用等辅助服务和需求响应、快频调节等灵活性产品的市场规则。积极发展电力期货、期权等金融衍生工具，为市场主体提供通过套期保值方式应对市场风险的创新产品。

4.1.2 地方政府层面：强化统筹规划，加大试点示范支持力度。

一是强化统筹衔接。加大地方产业发展衔接，营造地方产业生态。积极布局智能微电网相关产业发展，加大新能源产业强链、补链、延链力度，支持各类新能源、新型储能、能量管理、控制系统等核心技术、关键设备和成套产品的研发应用，夯实智能微电网发展产业基础。加大与地方电力规划衔接，结合电网电源建设、产业布局、零碳园区建设等因素，对智能微电网的布局和规模统筹规划，强化地方电力规划对智能微电网项目建设的指导。

二是强化试点示范支持。聚焦拟电厂、工业企业、产业园区、光储充场站、建筑楼宇、美乡村等典型场景，加大智能微电网试点建设支持力度。鼓励新能源产业基础较好和应用场景丰富的区域，出台智能微电网建设专门支持文件。

4.2 行业层面：加快智能微电网等电力新业态标准体系建设，完善电网接入机制，鼓励商业模式和服务模式创新

一是加快完善标准体系。智能微电网运行需要新能源、储能、负荷管理等多类设备协同，但目前缺乏统一标准体系，严重阻碍的智能微电网的推广和复制。建议行业层面加快制定智能微电网标准体系建设，明确规范智能微电网的技术参数要求，形成规划建设、并网运行、计量结算、安全管理等体系化技术标准。

二是加快完善电网接入机制。尽快研究和出台覆盖新型储能、微电网、虚拟电厂等多类主体的并网技术标准和管理规范，明确接入要求、调度接口、运行边界及并网测试流程，简化审批程序，推动建立“统一入口、分级管理、全流程透明”的接入机制。

二是加大商业模式和服务模式创新。国家能源局发布的《关于支持电力领域新型经

营主体创新发展的指导意见》中明确提出，新型经营主体（包括分布式光伏、分散式风电等）原则上可豁免申领电力业务许可证，并支持其平等参与电力市场。智能微电网运行企业可注册电力新型经营主体，实现分布式光伏项目的发电量在同一配电台区内卖给场区红线范围外的用电户，行业加快探索智能微电网隔墙售电可行商业模式。推动微电网与虚拟电厂融合发展，通过整合分布式能源资源和可控负荷，参与电力市场辅助服务，为电网提供调峰、调频、备用等服务，获取经济收益；创新能源即服务（EaaS）模式，用户无需购买能源设备，只需按使用量支付能源费用，由能源服务提供商负责能源的生产、供应和管理，降低用户的能源成本和投资风险。

4.3 企业层面：全面树立负荷资源核心理念，实施精益运营，提高系统调度与市场交易能力

一是全面树立负荷资源核心理念。新能源上网电量全面入市后，新能源进入拥“荷”为王的新阶段。因此，智能微电网项目推广必须更加聚焦可再生资源丰富、用电负荷稳定项目，更加注重源荷匹配，以荷定源。

二是实现精益运营，提升系统调度能力。智能微电网发展已经从传统聚焦安全生产和发电量最大化的重建设轻运营阶段迈入精益运营的新阶段。人工智能在智能微电网运行优化调度、运行优化规划、电力市场交易等环节的应用，提高光伏、储能与负荷的动态匹配效率，提升精益运营水平。

三是提升参与电力市场交易能力。加大技术研发和设备升级投入，采用更先进的预测技术和手段，强化发电预测能力，结合新能源场站的历史数据积累和多源气象预报数据，发展和优化适用于现货交易、短期和中期交易的新能源发电量预测模型，为交易决策提供精准的数据支持，提升智能微电网运营主体电力市场交易能力。

排版印制 / 136 7111 7637
mirodesign
米罗空间品牌设计



邮箱：contact@ccetp.cn
网址：https://www.ccetp.cn/