

基于电力储能船舶的海上能源岛电力外送技术 经济分析

张力沛¹, 刘玉涵¹, 徐宪东¹, 徐 弢¹, 岳菁鹏², 梁晓兵²

(1. 智能配用电装备与系统全国重点实验室(天津大学), 天津 300072;

2. 广东电网有限责任公司电力科学研究院, 广州 510080)

摘要: 能源岛汇集外送被认为是未来海上风电开发的重要模式。目前, 海缆长距离输电成本高、陆上接入点受限、故障修复时间长, 而电转燃料通过船舶外送的模式又存在转换效率低、海上占地大等问题。为此, 提出了基于电力储能船舶的海上能源岛电力外送技术。首先, 设计了以功率变换为核心的电气化能源岛技术架构; 进而提出了考虑风电消纳、供需平衡、灵活外送、航道运输的海上能源岛电力外送方案技术经济评价方法; 最后, 基于中国南海某岛及周边资源特性, 剖析了不同传输距离下所提能源岛电力外送方案的可行性, 同时给出了影响该方案技术经济性的主要因素。研究结果表明: 船舶外送策略能源传输效率和平准化上岸电能成本对离岸距离和风电容量呈负相关, 对单船储能容量呈正相关; 电力储能船舶在应对 150~200 km 风电外送时, 当传输能效标准为 80% 时, 平准化上岸电能成本可低至 0.46 元/kWh, 比高压交流(high voltage alternating current, HVAC)、高压直流(high voltage direct current, HVDC)和分频输电(fractional frequency transmission system, FFTS) 3 种海缆模式均具有更好的经济性。

关键词: 深远海风电; 能源外送; 电力储能船舶; 电气化能源岛; 海上航道; 技术经济性

Technical and Economic Analysis of Energy Island Power Delivery Based on Electric Energy Storage Vessels

ZHANG Lipei¹, LIU Yuhan¹, XU Xiandong¹, XU Tao¹, YUE Jingpeng², LIANG Xiaobing²

(1. State key laboratory of Intelligent Power Distribution Equipment and System, Tianjin University, Tianjin 300072, China;

2. Electric Power Research Institute of Guangdong Power Grid Co., Ltd., Guangzhou 510080, China)

Abstract: The collection and delivery of power through energy islands are considered to be an important mode for offshore wind power development in the future. Currently, long-distance transmission via submarine cables is associated with high cost, limited onshore access points and long fault repair time. Meanwhile, the power-to-X delivery mode by using vessels suffers from low conversion efficiency and large spatial requirements offshore. In response to these challenges, an offshore energy island power delivery technology based on electric energy storage vessels is proposed. First, a technology architecture for an electrified energy island is designed with a focus on power conversion. Next, a technical and economic evaluation method for the energy island power delivery solution is proposed, considering factors such as wind power integration, supply-demand balance, flexible delivery, and maritime transportation routes. Finally, based on the resource characteristics of a specific island in the South China Sea and its surrounding areas, the feasibility of the proposed energy island power delivery solution across different delivery distance is analyzed, and the key factors affecting the techno-economic performance of the solution are identified. The study shows that the energy transmission efficiency and the levelized cost of onshore electricity(LCOE) for electric energy storage vessel transportation strategy are negatively correlated with offshore distance and wind power capacity, while positively correlated with the storage capacity of individual vessels. When handling wind power transmission over 150 km to 200 km with an energy transmission efficiency standard of 80%, the LCOE of vessel strategy can be as low as 0.46 CNY/kWh, demonstrating better economic performance compared to three cable-based transmission methods such as high voltage alternating current(HVAC), high voltage

direct current(HVDC) and fractional frequency transmission system(FFTS).

Key words: offshore wind power in deep and remote sea; power delivery; electric energy storage vessels; electrified energy island; maritime route; techno-economic performance

0 引言

近年来, 全球对可再生能源需求持续增长, 其中风能在可再生能源发电中占比达 50.9%^[1]。随着近岸风电开发趋于饱和, 深远海风电因其受障碍物阻挡少、受渔业与养殖业影响小, 逐渐成为未来开发重点^[2-3]。然而, 如何将深远海风电经济高效地送至陆地仍是一个亟待解决的问题。目前, 利用天然或人工能源岛汇集海上风电, 通过管道^[4-8]、船舶^[4-6,9]或海缆^[10-14]集中外送至陆上负荷中心被认为是潜在的解决途径。其中, 海底电缆方案已在近海风电外送中广泛应用, 最大传输距离达 130 km^[15]。此外, 管道方案通常将风电转化为氢能进行传输, 而船舶方案则可以搭载电池^[16]、氢及其衍生燃料^[14]等多种能源形式, 为深远海风电外送提供了灵活性选择。

目前已有文献针对不同深远海能源外送解决方案技术经济性进行了初步研究。传统的近海海上风电外送多采用高压交流输电(high voltage alternating current, HVAC), 高压直流输电(high voltage direct current, HVDC)比 HVAC 单位长度造价低且不受充电功率影响, 但是需要额外建造昂贵的换流站, 所以 HVDC 适用于 70~90 km 离岸距离的海上风电外送^[17]。文献[18]立足基于海缆的电力外送模式, 在电缆载流量、充电电流和等年值成本方面, 剖析了分频输电(fractional frequency transmission system, FFTS)较高压直流和高压交流的优势, 其中 FFTS 不需要建设换流站, 且低频输电会导致较高的载流量和较低的充电电流, 因此在 100~300 km 的离岸距离下具有比 HVDC 更好的技术经济性。文献[19]比较了海缆和氢管道传输能源的技术方案, 给出了不同电价水平下氢管道相对于海缆的经济性临界距离, 研究表明, >1 000 km 的 2 GW 电能传输的氢管道经济性优于海缆。但在波动性风电供给条件下, 上述通道一般利用率有限。

不同于海缆和管道等单一能源连续传输通道, 船舶可以搭载多种不同类型能源, 从而实现多陆上接入点灵活外送。其中, 能源存储介质可以是电池, 也可以是氢、氨、甲烷、甲醇等典型的绿色燃料。

以电转化学品(power-to-chemicals, P2X)技术为

基础的氢能外送会产生 40%~55%的电能损失^[20], 进而大大降低能源传输效率。另外, 氢能外送的经济性会因生产地的电价而产生波动, 将具有较低可再生能源成本的生产地氢能经船舶外送到目的地的经济可行性研究已有不少, 评价指标包括全生命周期成本、全生命周期能量损失、全生命周期输送能量、单位氢气运输成本、平准化氢气成本(levelized cost of hydrogen, LCOH)、平准化能量成本(levelized cost of energy, LCOE)等。文献[6]对比了使用管道、压缩氢和液化氢运输的 6 种海上氢气大规模运输方式, 结果显示短距离(100 km)适合采用管道运输, 而对于中远距离(2 500 km 及以上)液化氢船运则更具成本优势。文献[21]通过船舶输送氢及氢化物, 探讨了在沿海国家间开展海上风电制氢的经济潜力, 结果表明, 到 2050 年, 与非贸易情景相比, 所提贸易情景成员平准化用氢成本将降低 0.29 美元/kg。

在电池作为能源存储介质的场景中, 从技术实现角度, 日本 POWERX 公司将在 2026 年出厂携带 241 MWh 电池的储能船舶, 探索将其用于深远海风电运输, 该公司还设想建设高达 5 660 MWh 的更大的电力储能运输船^[22]。文献[23]探究了远洋海岛间利用电力储能船舶换电传输能源的可行性, 通过实际案例和灵敏度分析验证了船舶电缆混合网络在降低整体投资与运行成本方面的经济性和有效性。文献[24]研究了基于储能船舶的电-氢混合传输模式, 通过电池包和储氢罐来实现能量的灵活转移和转化, 探讨了在不同新能源场景下电能与氢能外送模式的优劣, 并提出了经济高效的调度优化模型。此外, 近期五部委印发《船舶制造业绿色发展纲要》, 提出新建改建电池动力等绿色动力船舶占国际市场份额超过 50%的目标。在此背景下, 如何利用电力储能船舶实现深远海风电资源的高效外送亟待研究。

本文立足我国南海某岛及其周边资源条件, 分析了海上能源岛与周边城市采用不同方案外送能源的技术经济性, 具体工作如下所述。

1) 给出了匹配电力储能船舶能源外送的电气化能源岛结构和运行策略, 以降低海上能源岛部署空间和承重需求。

2) 构建了包括最大能源传输效率、能源通道

利用率、平准化电能成本等评价指标，支撑深远海不同外送距离条件下能源通道类型的优选。

3) 提出了基于连续-离散混合仿真的能源岛电力外送技术经济评价模型，以适应不同类型通道比较分析的需求。

4) 依托实际海上资源数据，验证了电力储能船舶结合海上能源岛开展电力外送的优势及关键影响因素。

1 电气化能源岛外送系统

1.1 系统描述

图 1 给出了基于功率变换装置来实现风电汇集和船舶充放电的电气化能源岛及海陆能源互联系统结构，附录 A 图 A1 给出了 3 种海缆外送的系统结构。其中，海上风电汇集于能源岛功率变换系统。电力外送通道考虑了电力储能船舶通过充电码头接入，同时作为能源外送载体，消纳风电波动。其中，海缆模式主要用于风电较为稳定或具备空间为风电配置储能的海域，船舶为主导的模式依靠船队往返于能源岛和陆上多接入点从而向外输送电能，适用于以下场景：(1)不具备海缆敷设条件，同时需兼顾灵活外送要求情况；(2)外送至沿海分散负荷区域或孤网情况；(3)陆上接入点容量受限情况。

相较于海缆模式，船舶模式仍存在一些局限性：(1)虽然船运模式在外送路径上规避了海缆的敷设限制，但依然需要陆上并网点接收能量；(2)船运模式的二次能量转换环节会导致一定损耗。但与海缆模式对大容量主干电网接入的严格要求不同，船

运模式具有更高的灵活性。通过分批次、多点接入，船运模式特别适用于沿海分散负荷区域或孤网地区，降低了对陆上主干电网容量和布局的要求。

1.2 船舶运行控制策略

根据电力储能船舶与能源岛和陆地的能源交互机制，将船舶运行状态分为 6 种：排队等待充电(状态-3)、充电(状态 1)、驶向岸上(状态 2)、陆上排队等待放电(状态 3)、放电(状态-1)和驶向能源岛(状态-2)。

图 1 中(1)给出了单一航道条件下的电力储能船舶船队的运行时序描述，其中船舶上的绿条代表搭载锂电池的荷电状态(state of charge, SOC)大小。在 $T_1 \sim T_2$ 时段，船舶 A、C、D、F 的状态发生变化，船舶 B 和 E 的状态不变。由于存在泊位和充放电功率的限制，且船舶 B 晚于 A 到达陆上接收站，因此船舶 B 在 $t=T_2$ 时仍在放电。船舶 E 和船舶 F 也存在这种先后关系。

此外，本文配置多条航道对应不同陆上接入点，并在航道上配置船队，往返于能源岛和陆上接入点，船舶在充电排队时采用先到先充的控制策略。针对风电出力不确定性，对能源岛处电力储能船舶的充电进行控制，电能的流动主要分为 3 种情况，如图 1 中(3)所示。情况 1、2 时岛上有船舶正在充电，情况 3 没有船舶在岛上充电。岛上储能的 SOC 为最小值时不再向外放电，情况 1 发生变化；岛上储能充满电时即不再充电，情况 2、3 会发生变化。

船舶的状态在一段时间内是不变的，但其内部参数或许会发生变化，在 1 个运输周期中，第 r 条

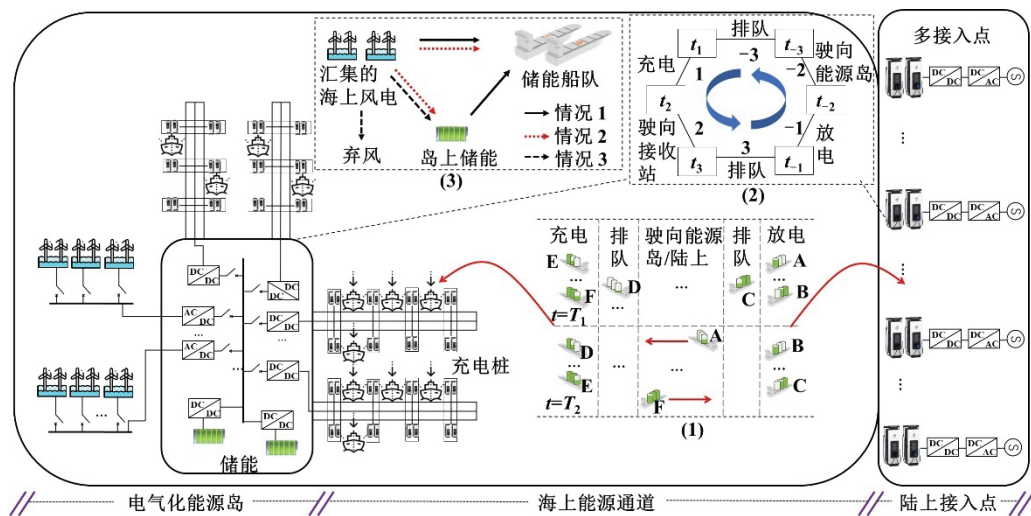


图 1 基于电气化能源岛的船舶外送系统示意图

Fig.1 Schematic diagram of vessels delivery system based on electrified energy islands

航道第 s 艘船舶的状态随时间变化如图 1 中(2)所示, 线条的外侧和内侧分别为船舶的 6 种状态及其对应状态编号, 框内代表各状态的起始和结束时刻。6 种状态逆时针循环, 从开始充电到下个循环开始充电形成 1 个周期, 状态的转换逻辑如下: t_1 时刻轮到该船充电, t_2 时刻该船充满, t_3 时刻该船离岸距离为 0, t_1 时刻轮到该船放电, t_2 时刻该船放电至最小, t_3 时刻该船离岸距离最大。

2 船舶外送系统模型

2.1 海上风电产生与汇集

海上风电经海底电缆汇集于能源岛, 根据风速计算各台风机的功率输出, 各关系式^[5]为:

$$P_{\text{wind}} = \begin{cases} 0, & v_{\text{wind}} < v_{\text{cut-in}} \\ \eta_{\text{wt}} P_{\text{rated}} \frac{v_{\text{wind}}^3 - v_{\text{cut-in}}^3}{v_{\text{rated}}^3 - v_{\text{cut-in}}^3}, & v_{\text{cut-in}} \leq v_{\text{wind}} < v_{\text{rated}} \\ \eta_{\text{wt}} P_{\text{rated}}, & v_{\text{rated}} \leq v_{\text{wind}} \leq v_{\text{cut-off}} \\ 0, & v_{\text{wind}} > v_{\text{cut-off}} \end{cases} \quad (1)$$

$$P_{\text{island}}^t = k \sum_{i=1}^{N_{\text{WT}}} P_{\text{wind}_i} \quad (2)$$

式中: P_{wind} 为风机的功率输出; v_{wind} 为风速; $v_{\text{cut-in}}$ 为切入风速; η_{wt} 为风机的能效; v_{rated} 为产生额定输出功率 P_{rated} 的风速; $v_{\text{cut-off}}$ 为切出风速; P_{island}^t 为汇集于能源岛的海上风电总功率; k 为海上风电场汇集的能效; N_{WT} 为汇集于能源岛的海上风机的总数; P_{wind_i} 为第 i 台风机的功率输出。

2.2 能源岛电力汇集送出

当航道 r 及运行时段 t 确定时, 第 s 艘电力储能船舶的状态就是唯一确定的。

如图 1 所示, 能源岛汇集后风电用于满足岛上储能及接入能源岛的船舶储能充电需求。对于存在多条能源运输航道和多条运输船的系统, 第 r 条航道的第 s 艘船舶和岛上储能运行满足如下约束:

$$S_{\text{ies}}^t = S_{\text{ies}}^{t-1} + \frac{P_{\text{ies}}^t \Delta t}{C_{\text{ies}}} \quad (3)$$

$$-P_{\text{ies}}^{\text{max}} \leq P_{\text{ies}}^t \leq P_{\text{ies}}^{\text{max}} \quad (4)$$

$$S_{\text{ies}}^{\text{min}} \leq S_{\text{ies}}^t \leq S_{\text{ies}}^{\text{max}} \quad (5)$$

$$S_{\text{ev}}^{r,s,t} = S_{\text{ev}}^{r,s,t-1} + \frac{P_{\text{ev,cha}}^{r,s,t} \Delta t}{C_{\text{ev}}^{r,s}}, t \in [t_1^{r,s}, t_2^{r,s}] \quad (6)$$

$$0 \leq P_{\text{ev,cha}}^{r,s,t} \leq P_{\text{ev,cha}}^{r,s,\text{max}} \quad (7)$$

$$S_{\text{ev}}^{r,s,\text{op}} \leq S_{\text{ev}}^{r,s,t} \leq S_{\text{ev}}^{r,s,\text{max}}, t \in (t_1^{r,s}, t_2^{r,s}) \quad (8)$$

$$S_{\text{ev}}^{r,s,t} = S_{\text{ev}}^{r,s,\text{max}}, t = t_2^{r,s} \quad (9)$$

$$S_{\text{ev}}^{r,s,t} = S_{\text{ev}}^{r,s,\text{op}}, t = t_1^{r,s} \quad (10)$$

$$P_{\text{island}}^t = \sum_{r=1}^R \sum_{s=1}^S P_{\text{ev,cha}}^{r,s,t} + P_{\text{cut}}^t + P_{\text{ies}}^t \quad (11)$$

式中: S_{ies}^t 为 t 时刻岛上储能的 SOC; P_{ies}^t 为 t 时刻岛上储能所分配的功率, 取值为正代表充电, 取值为负代表放电; C_{ies} 为岛上储能的容量; $P_{\text{ies}}^{\text{max}}$ 为岛上储能充放电功率的上限; $S_{\text{ies}}^{\text{max}}$ 和 $S_{\text{ies}}^{\text{min}}$ 分别为岛上储能 SOC 的上、下限; $S_{\text{ev}}^{r,s,t}$ 为 t 时刻第 r 条航道第 s 艘船舶的 SOC; $t_1^{r,s}$ 和 $t_2^{r,s}$ 分别为第 r 条航道第 s 艘船舶开始充电和充电完成驶离能源岛的时刻; $P_{\text{ev,cha}}^{r,s,t}$ 为 t 时刻第 r 条航道第 s 艘船舶所分配到的充电功率; $C_{\text{ev}}^{r,s}$ 为船舶储能的容量; $P_{\text{ev,cha}}^{r,s,\text{max}}$ 为第 r 条航道第 s 艘船舶的充电功率上限; $S_{\text{ev}}^{r,s,\text{max}}$ 为第 r 条航道第 s 艘船舶 SOC 的上限; $S_{\text{ev}}^{r,s,\text{op}}$ 为第 r 条航道第 s 艘船舶抵达能源岛时的 SOC; Δt 为计算时间步长; P_{cut}^t 为 t 时刻的弃风功率; R 为航道数量; S 为船舶总数量。

2.3 基于储能船舶的能源外送

船舶在能源岛充满电后驶向陆上接入点, 在陆上接入点放电完成后驶向能源岛, 如此往复。在此期间会消耗搭载锂电池的能量为船舶提供动力, 并根据船舶运行相对水的速度不同和海况的变化而产生一定波动, 期间各电力储能船舶的运行约束^[23]为:

$$P_{\text{sail}}^{r,s,t} = A_{\text{R}} (\tilde{v}_{\text{sail}}^{r,s,t})^3 (m_{\text{es}}^{r,s} + m_{\text{ev}}^{r,s})^{2/3}, t \in [t_2^{r,s}, \tilde{t}_3^{r,s}] \cup [t_{-2}^{r,s}, \tilde{t}_{-3}^{r,s}] \quad (12)$$

$$S_{\text{ev}}^{r,s,t} = S_{\text{ev}}^{r,s,t-1} - \frac{P_{\text{sail}}^{r,s,t} \Delta t}{C_{\text{ev}}^{r,s} \eta_{\text{sail}}^{r,s}}, t \in [t_2^{r,s}, \tilde{t}_3^{r,s}] \cup [t_{-2}^{r,s}, \tilde{t}_{-3}^{r,s}] \quad (13)$$

$$\tilde{L}_{\text{ev}}^{r,s} = \begin{cases} \tilde{v}_{\text{sail}}^{r,s,t} (\tilde{t}_3^{r,s} - t_2^{r,s}), t \in [t_2^{r,s}, \tilde{t}_3^{r,s}] \\ \tilde{v}_{\text{sail}}^{r,s,t} (\tilde{t}_{-3}^{r,s} - t_{-2}^{r,s}), t \in [t_{-2}^{r,s}, \tilde{t}_{-3}^{r,s}] \end{cases} \quad (14)$$

$$D_{\text{ev}}^{r,s,t} = \begin{cases} D_{\text{ev}}^{r,s,t-1} - \tilde{v}_{\text{sail}}^{r,s,t} \Delta t, t \in [t_2^{r,s}, \tilde{t}_3^{r,s}] \\ D_{\text{ev}}^{r,s,t-1} + \tilde{v}_{\text{sail}}^{r,s,t} \Delta t, t \in [t_{-2}^{r,s}, \tilde{t}_{-3}^{r,s}] \end{cases} \quad (15)$$

$$0 \leq D_{\text{ev}}^{r,s,t} \leq L' \quad (16)$$

$$L'(1 - k_1^{r,s}) \leq \tilde{L}_{\text{ev}}^{r,s} \leq L'(1 + k_1^{r,s}), k_1^{r,s} \leq k_1 \quad (17)$$

$$v^s(1 - k_2) \leq \tilde{v}_{\text{sail}}^{r,s,t} \leq v^s(1 + k_2), k_2^s \leq k_2 \quad (18)$$

式中: $P_{\text{sail}}^{r,s,t}$ 为 t 时刻电力储能船舶的航行推进功率; A_{R} 为船舶的固有系数; $\tilde{v}_{\text{sail}}^{r,s,t}$ 为 t 时刻船舶航行的速度; $m_{\text{es}}^{r,s}$ 为船舶搭载的大容量锂电池的质量; $m_{\text{ev}}^{r,s}$ 为电力储能船舶的空载排水量; $\tilde{t}_3^{r,s}$ 为船舶到达陆上接收站的时段; $t_2^{r,s}$ 为驶离陆上接入点的时刻; $\tilde{t}_{-3}^{r,s}$ 为开始排队充电的时刻; $\eta_{\text{sail}}^{r,s}$ 为船舶航行的能效; $\tilde{L}_{\text{ev}}^{r,s}$ 为电力储能船舶每次航程的距离; $\tilde{v}_{\text{sail}}^{r,s,t}$ 为电力储能船舶具有波动性的实际速度; $D_{\text{ev}}^{r,s,t}$ 为 t 时刻电力储能船舶的离岸距离; 由于海况的不确定性, $\tilde{L}_{\text{ev}}^{r,s}$ 和 $\tilde{v}_{\text{sail}}^{r,s,t}$ 分别增加 $k_1^{r,s}$ 和 $k_2^{r,s}$ 的波动性, 波动的上限为 k_1

和 k_2 ； L 为第 r 条航道的实际距离； v^s 为船舶的设定速度。

2.4 基于储能船舶的岸电接入

电力储能船舶航行至陆上接收站后，采用平均功率放电的方法，经功率变换器输送给沿岸电网或沿海工业用户，并满足如下约束：

$$S_{ev}^{r,s,t} = S_{ev}^{r,s,t-1} - \frac{P_{ev,dis}^{r,s,t}}{C_{ev}^{r,s} \eta_{dis}^{r,s}} \Delta t, t \in [t_{-1}^{r,s}, t_{-2}^{r,s}] \quad (19)$$

$$P_{ev,dis}^{r,s,t} = \frac{P_{rec}^r}{N_{dis}^{r,t}}, N_{dis}^{r,t} \leq N_{dis}^r \quad (20)$$

$$0 \leq P_{ev,dis}^{r,s,t} \leq P_{ev,dis}^{r,s,max} \quad (21)$$

$$S_{ev}^{r,s,t} \geq S_{ev}^{r,s,min} + S_{sail}^{r,s,max}, t \in (t_{-1}^{r,s}, t_{-2}^{r,s}) \quad (22)$$

$$S_{sail}^{r,s,max} = \frac{P_{sail}^{r,s,t,max} (\tilde{t}_{-3}^{r,s} - t_{-2}^{r,s})}{C_{ev}^{r,s}} \quad (23)$$

$$P_{sail}^{r,s,max} = A_R (v^s (1 + k_2))^3 (m_{es}^{r,s} + m_{ev}^{r,s})^{2/3} \quad (24)$$

式中： $P_{ev,dis}^{r,s,t}$ 为 t 时刻电力储能船舶的放电功率； $\eta_{dis}^{r,s}$ 为电力储能船舶的放电效率； $t_{-1}^{r,s}$ 为开始放电的时刻； P_{rec}^r 为第 r 个接收站的接收功率； $N_{dis}^{r,t}$ 为在接收站放电的船舶数量； N_{dis}^r 为第 r 个接收站提供的泊位数量； $P_{ev,dis}^{r,s,max}$ 为船舶的放电功率上限； $S_{sail}^{r,s,max}$ 为电力储能船舶用于航行的备用最大 SOC； $P_{sail}^{r,s,max}$ 为电力储能船舶速度最大时的航行推进功率。

特别地，船舶有可能在充电前和放电前排队，其约束为：

$$S_{ev}^{r,s,t} = S_{ev}^{r,s,t-1}, t \in [t_{-3}^{r,s}, t_{-1}^{r,s}] \cup [t_{-3}^{r,s}, t_{-1}^{r,s}] \quad (25)$$

$$D_{ev}^{r,s,t} = \begin{cases} L^r, & t \in [t_{-3}^{r,s}, t_{-1}^{r,s}] \\ 0, & t \in [t_{-3}^{r,s}, t_{-1}^{r,s}] \end{cases} \quad (26)$$

3 电气化能源岛风电外送技术经济性评价

3.1 评价指标

针对海上风资源的能量运输方案，从技术和经济性 2 个方面建立了如下评价指标。

3.1.1 技术指标

运输方案应具有较好的能效性，也就是上岸的能量尽可能多，全程电能损失和弃风量尽可能小。技术评价指标定义为：

$$\eta = \frac{\sum_{t=1}^{N_T} P_{onshore}^t}{\sum_{t=1}^{N_T} P_{island}^t} \quad (27)$$

$$P_{onshore}^t = P_{island}^t - P_{curt}^t - P_{loss}^t \quad (28)$$

$$U = \frac{\sum_{t=1}^{N_T} P_{onshore}^t}{\sum_{t=1}^{N_T} C_{channel}} \quad (29)$$

式中：运行周期为 N (年)，仿真步长为 Δt (h)，仿真时段总数 $N_T = 365 \times 24N / \Delta t$ ； η 为能源传输效率；

$P_{onshore}^t$ 为 t 时刻到达陆上接入点的功率； P_{curt}^t 为 t 时刻能源岛的风削减功率； P_{loss}^t 为 t 时刻通道损耗； U 为通道利用率； $C_{channel}$ 为通道容量。

3.1.2 经济指标

为了评估电池运输方案的经济可行性，本文考虑了以下经济指标：

$$C_{TDC} = \sum_{j=1}^J C_{CAPEX,j} + \sum_{n=1}^N (1+i)^{-n} O_{total,n} \quad (30)$$

$$O_{total,n} = \sum_{j=1}^J O_{O\&M,j} + \left(\sum_{t=1}^{N_t} P_{island}^{t,n} \Delta t - \sum_{t=1}^{N_t} P_{curt}^{t,n} \Delta t \right) \pi_{island} \quad (31)$$

$$E_{onshore}^n = \sum_{t=1}^{N_t} P_{onshore}^{t,n} \Delta t \quad (32)$$

$$C_{LCOE} = \frac{C_{TDC}}{\sum_{n=1}^N (1+i)^{-n} E_{onshore}^n} \quad (33)$$

式中： C_{TDC} 为项目投资贴现总成本； J 为系统设备的总数量； $C_{CAPEX,j}$ 为第 j 个设备的初始投资成本，设备包括船舶、电池和充电桩，均采用购置形式投入； i 为折现率； $O_{total,n}$ 为第 n 年的年运行成本； $O_{O\&M,j}$ 为第 j 个设备的年运维成本； $N_t = 365 \times 24 / \Delta t$ ； $P_{island}^{t,n}$ 为第 n 年的岛上汇集功率； $P_{curt}^{t,n}$ 为第 n 年的弃风功率； π_{island} 为海上能源岛的购电成本； $E_{onshore}^n$ 为第 n 年送到岸上的电能； C_{LCOE} 为海上风电外送到陆地接收站的平准化电能成本。

本文的经济分析以航运公司为目标，其运营模式如下：航运公司从能源岛上购买电力，并使用电力储能船舶将电力输送到岸上，然后出售电力以获取利润。

3.2 评价方法

考虑到电力船舶运送海上风电的复杂连续-离散混杂特性，本文提出了一种包含连续能源系统和离散交通系统的耦合仿真方法，通过船舶自身充放电和航行状态的变化以及与能源和交通系统的交互，支撑基于电力储能船舶的海上能源岛风电外送方案的技术经济性指标计算，如图 2 所示，其中 m 为仿真次数， M 为达到预定的时间跨度所需时间步长的次数。具体算法流程如下所述。

1) 设置系统初始参数，包括船舶编号、最大锂电池容量、初始 SOC、最大充放电功率、速度、初始离岸距离和初始状态，然后设置岛上储能的初始参数，包括初始 SOC 和最大容量。

2) 根据船舶离岸距离和 SOC 以及是否冗余，判断船舶状态。读取年度汇集风电数据，在每个仿真时间步长内，基于输入的数据和当前系统状态(包

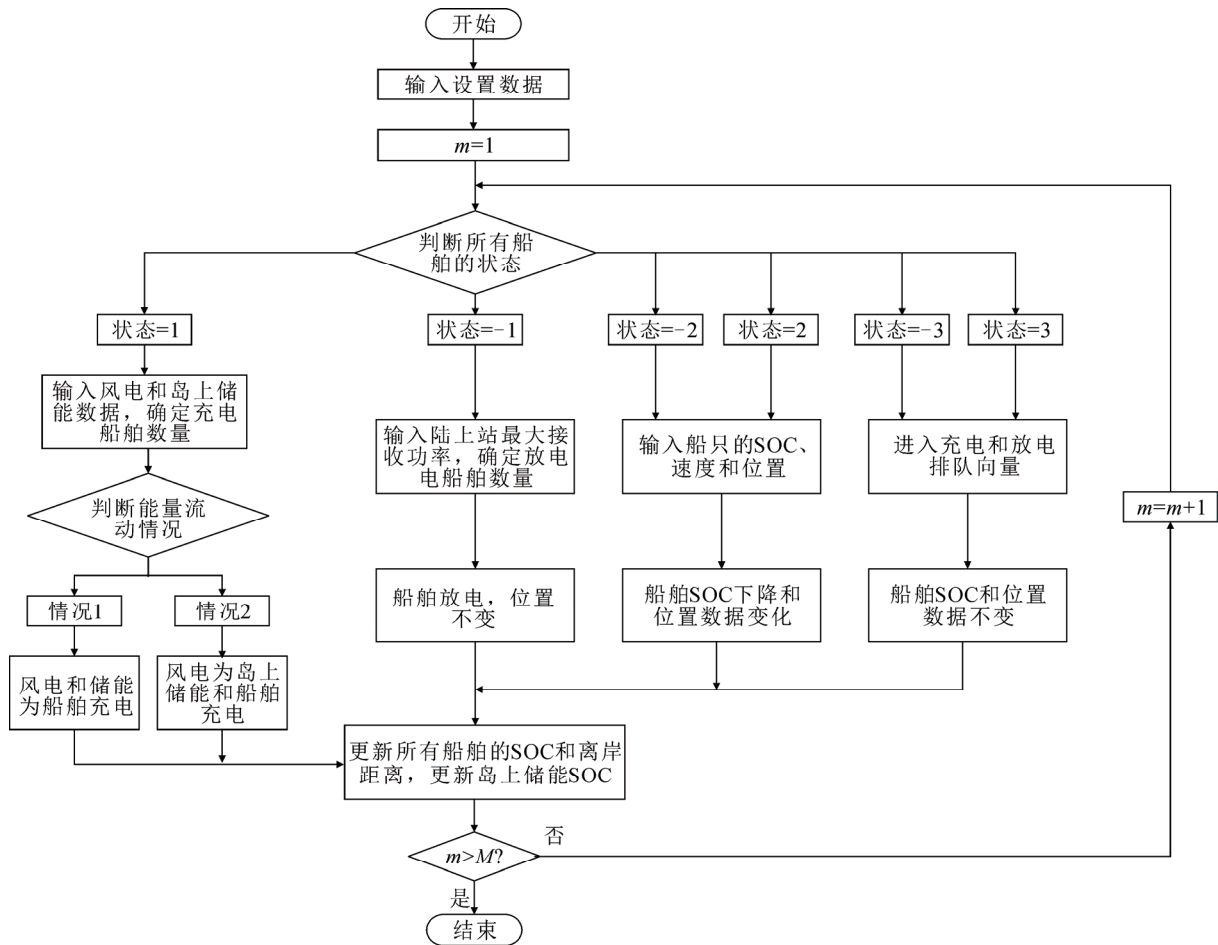


图2 基于储能船舶的海上能源岛风电外送系统仿真流程

Fig.2 Simulation process of offshore energy island wind power delivery system based on energy storage vessels

括船舶的 SOC、位置、速度以及岛上储能的 SOC), 动态更新船舶系统和海上能源岛的状态。

3) 实时更新每艘船的 SOC 和能源岛的存储状态, 确保系统在每个时间步长内的能源供需平衡。包括精确计算船舶充电、放电以及航行过程中动力系统的用电损耗, 动态更新船舶在航道的位置, 同时模拟船舶在海上能源岛与陆上接收站之间的移动过程。

4) 通过记录和分析每个时间步长内的系统状态(如各船舶的 SOC、位置、风电场输出功率、能源岛存储等), 为下一时间步长的状态更新提供决策依据。

5) 当仿真达到预定的时间跨度或所有船舶完成指定任务后, 仿真自动终止。

6) 输出最终仿真结果, 包括船舶的最终 SOC、位置变化及整个仿真过程中能量的传输和分配量。附录 A 图 A2(a)给出了能源岛处船舶充电的状态更新求解细节。海上风电和岛上储能耦合可提供充电

功率, 到岛船舶排队充电, 每艘到岛船舶都会进入充电排队向量, 按照最大功率从前往后满足这一时刻的充电需求, 直至消耗完提供的充电功率。然后更新船舶的 SOC, 并将充满电的船舶剔除充电排队向量, 更新其状态为前往陆上接入点(状态 2), 为下一时刻提供新的充电排队向量, 岛上储能的 SOC 会与下一时刻的海上风电耦合给出新的充电功率。

附录 A 图 A2(b)给出了在航船舶和陆上接入点处的状态更新求解细节。在航船舶有 SOC、速度和离岸距离 3 个更新变量, 根据速度等参数减小 SOC, 并更新离岸距离, 若即将到岛或到岸, 则更新该船舶状态。陆上接入点根据接收功率和泊位数量耦合提供放电功率, 同样地, 到岸船舶都会进入放电排队序列, 按顺序进行放电, 直至消耗完提供的放电功率。然后更新船舶的 SOC, 并将放电至最小值的船舶剔除放电排队向量, 更新其状态为前往能源岛(状态-2), 为下一时刻提供新的放电排队向量。

针对海况波动的补偿, 本文引入船速和船舶每

航程距离的波动, 并采用蒙特卡洛分析方法求出 LCOE 和能效的平均值, 作为系统性能的经济和技术指标。

4 算例分析

4.1 算例介绍

本文以我国广西涠洲岛为例, 验证所提策略的技术和经济可行性。涠洲岛毗邻北部湾已建成的防城港海上风电示范项目^[26]。此外, 广西在“十四五”期间提出了深远海海上风电的统一送出计划, 目标是在此期间装机容量 ≥ 7.5 GW, 其中并网海上风电容量不少于 3 GW^[27]。交通方面, 涠洲岛附近的北海港、钦州港和防城港可以提供良好的基础设施支持, 为储能船舶停泊提供了便利条件。

根据涠洲岛周边资源分布情况及相关资源规划, 算例配置 3 GW 容量风电, 在岛上配置 840 MWh 储能。该岛汇集周边海上风电后, 分别选取距离岛 100 km 的广西省防城港市和 600 km 的广东省深圳市作为接入大陆的终点, 并将航道 1 和航道 2 作为能量通道, 相关运输配置如图 3 所示。算例中采用 2004 年 1 月 1 日到 2024 年 1 月 1 日期间的 50 m 高度风速数据^[28], 估计海上风电出力情况。仿真时间步长为 15 min。附录 B 表 B1 给出了算例中各设备的参数。

为确保海上风电的持续外送和岸上供电的连续性, 每条航道需配置足够多的船舶循环运行。航道 1(100 km)单程航行时间为 4 h, 充放电各需 4 h, 因此至少需配置 4 艘船以完成 1 个循环; 航道 2(600 km)单程航行时间为 24 h, 因此至少需 14 艘船完成 1 个循环。每艘船的充电功率为 110 MW, 最大限度利用 3 GW 风电时, 需配置最多 3 000 MW/110 MW, 即 28 个充电桩。因此, 航道 1 配置 20 艘编号为 V1—V20 的电储能船, 实现 5 个循环; 航道 2 配置 30 艘编号为 V21—V50 的电储能船, 其中 28 艘参与 2 个循环, 另有 2 艘满足航道的 $N-1$ 备用需求。

假设海上该能源岛项目的运营年限为 20 年, 参考文献^[29-30], 在基准、乐观和悲观情况下该能源岛的经济性参数如附录 B 表 B2 所示。在此基础上, 本文对系统中不同参数影响进行了灵敏度分析, 相关假设如附录 B 表 B3 所示。关键参数的影响分析中, 假设依旧采用 2 个岸上接入点的形式, 2 者距能源岛的距离相等。本文采用蒙特卡洛模拟的方

法进行灵敏度分析, 在 20 年的运营年限内, 考虑到海况、航道等因素影响, 每艘船舶每次航程的距离和船速引入不超过 10% 的不确定性, 针对离岸距离、船速、单船容量等参数的灵敏度分析, 分别进行 100 次仿真, 得到平准化电能成本和能量传输效率的期望值, 以此作为相应的经济和技术指标。

4.2 仿真结果

图 4 展示了仿真期间风电、储能、船舶集群的充放电功率。其中, 储能充放电功率 >0 代表充电, <0 代表放电。左侧圆圈处, 风功率在满足所有船舶功率充电的同时, 还能岛上储能充电。在右侧圆圈处则相反, 风功率较小无法满足所有船舶的充电需求, 岛上储能放电, 以增加船舶充电功率。船舶充电总功率为 0 的情况表示船舶都不在能源岛处, 而是在航行或者放电。另外, 根据仿真结果可知, 在运营年限内每艘船舶搭载储能的充放电次数均小于其最大充放电次数 10 000 次。

附录 B 图 B1 展示了航道 1 的 V1 和 V3 以及航道 2 的 V21 和 V23 这 4 艘船舶的 7 日离岸距离, 在船舶停靠能源岛时(离岸距离 100 km 或 600 km), 船舶开始排队充电, 离岸距离在此期间保持不变。考虑到航道不确定性, 船舶航行距离和时间不尽相同。

附录 B 图 B2 给出了船舶外送能源运营年限内系统的能量流动和成本明细。由于航道 2 配置的船舶较多且距离较远, 所以总的船舶动力能耗较大,

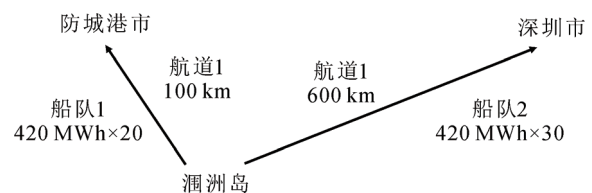


图 3 算例示意图

Fig.3 Schematic diagram of the studied case

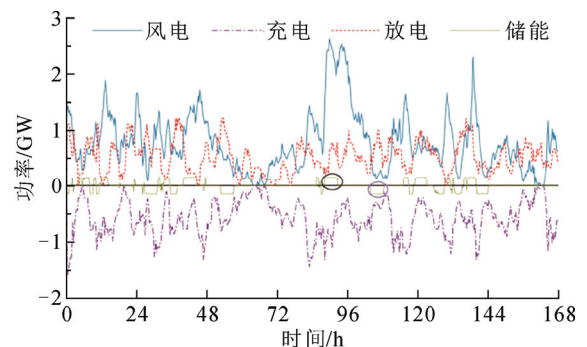


图 4 船舶外送系统功率变化

Fig.4 Changes of vessel delivery system power

且船舶的运输周期较长, 进而导致能源岛处的充电船舶较少。此时, 能效低, 弃风多。因此, 电力储能船舶的最优传输距离有待商榷。算例主要成本是锂电池成本, 其次是电能的资本支出成本。船舶投资成本和较小的岛上储能投资成本对总成本影响较小, 但同时电池的运维成本也是不容忽视的。后续研究可以在 600 km 的沿途接入点放电或者直接减少航道距离, 从而减少循环时间, 增加风电的消纳。

4.3 与海缆对比

将本文方法与文献[18]所提方法进行对比。图 5 比较了高压直流输电、高压交流输电、分频输电系统乐观情况下电力储能船舶的 C_{LCOE} 。结果表明, HVAC 和 HVDC 在应对深远海能量外送时的经济性较差。当离岸距离 > 150 km 时, 船舶外送的经济性优于目前流行的 FFTS。

当配置 3 GW 海上风电时, 实际运行中, 由于风电出力具有波动性, 其瞬时出力多数情况下低于装机容量, 导致海缆利用率较低。因此, 通过组网调度、储能辅助等手段, 海缆的通道容量可小于风电场的装机容量, 从而降低建设成本并提升经济性。然而, 在并网点容量限制和风电出力波动的情况下, 海缆的传输能力存在刚性约束。相比之下, 船舶作为可调节的能量传输工具, 可以根据海上风电出力的波动动态调整运输规模。在本文条件下, 常态化配置 770 MW 电力传输容量, 通过船舶灵活调度, 可用传输容量可在 0~3 GW 之间灵活变化, 从而显著提高通道的利用率。

4.4 关键参数影响分析

4.4.1 离岸距离和分布特性

如前文所述, 离岸距离是影响深远海风电外送解决方案可行性的关键因素。假设 2 航道距离相等, 且在 100~300 km 之间变化, 其余参数不变, 则随着离岸距离的增加, C_{LCOE} 上升, 能源传输效率逐渐下降, 如图 6 所示。这是由于随着离岸距离的增大, 船舶航行时间增加, 进而增加了船舶的运输能耗, 减少了上岸的电能。

图 7 展示了季节分布特性对能源传输效率的影响, 经计算得到, 春夏风电分布方差相当都为最小, 秋季风电分布方差最大, 冬季居中。从而得出风电波动越剧烈, 越不利于能量的有效传输。以离岸 100 km 为例, 表 1 给出了能量的损失明细。可见, 分布特性的不同主要影响风电的消纳, 但对船舶动力损耗的影响几乎不变。

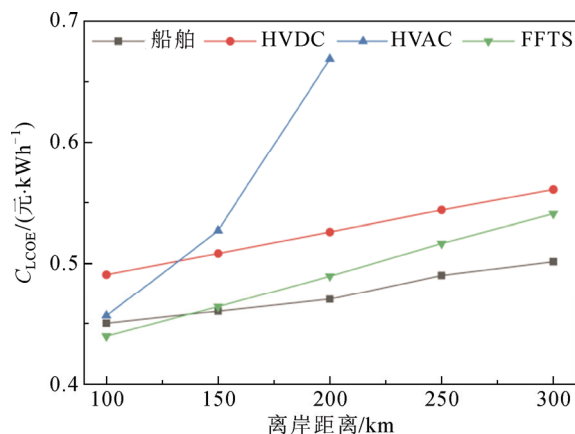


图 5 船舶与海缆模式的 C_{LCOE} 对比

Fig.5 C_{LCOE} comparison of vessel and cable modes

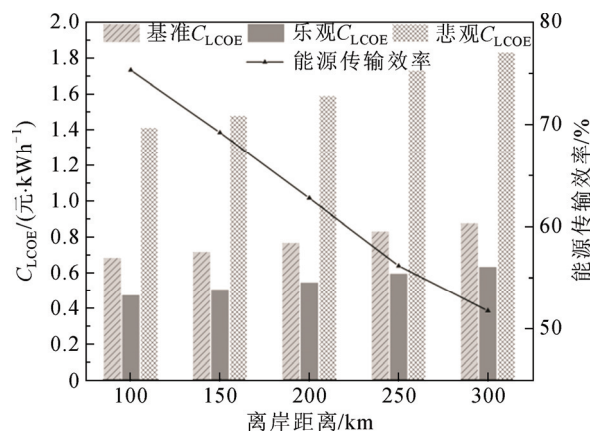


图 6 C_{LCOE} 和能效对离岸距离的灵敏度

Fig.6 C_{LCOE} and energy delivery efficiency sensitivity on distance to shore

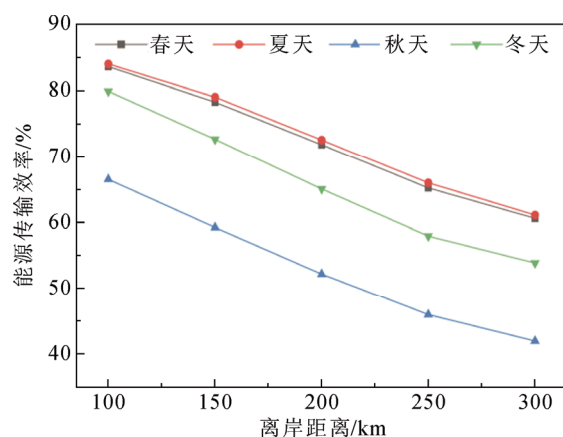


图 7 能效对季节的灵敏度

Fig.7 Energy delivery efficiency sensitivity on seasons

4.4.2 单船储能容量

设置单船储能容量在 100~1 000 MWh 之间变化, 其余参数与基准算例相同。在不同航道长度下,

表 1 季节能量损失明细

Table 1 Breakdown of seasonal energy loss

类型	能量损失比率/%			
	春	夏	秋	冬
弃风	12	11	29	15
船舶消耗	5	5	5	5

图 8(a)展示了单体船舶容量对 C_{LCOE} 和能源传输效率的影响。随着单体船舶容量的增加，能源传输效率增加，但由于增加了初始的储能投资成本， C_{LCOE} 也不断攀升。在图 8(a)中圆圈标注是能效的斜率变点，随着单体储能容量的增加，能效在拐点斜率变小，这是由于单体船舶容量的增加会导致排队时长

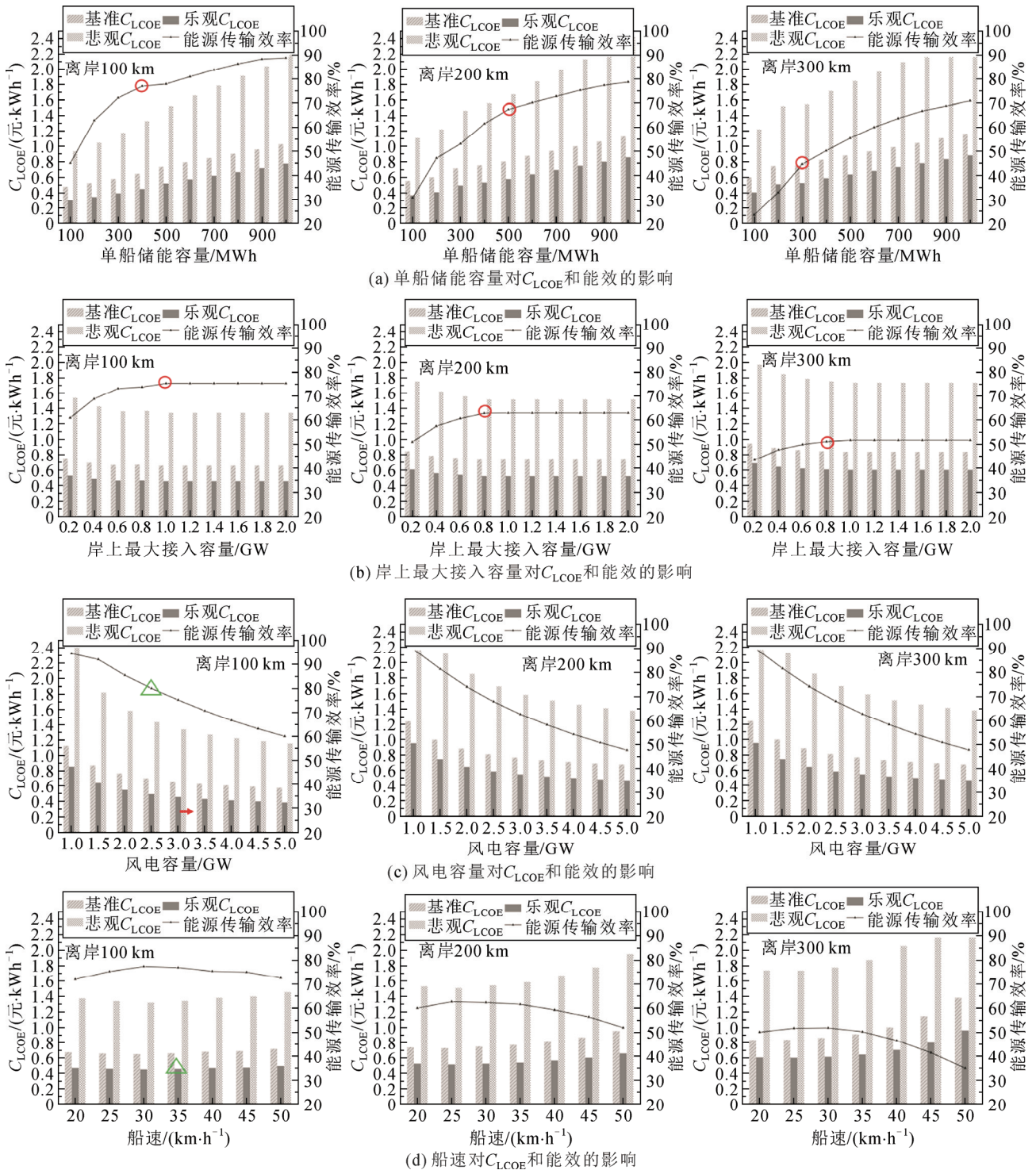


图 8 单船储能容量、岸上最大接收容量、风电容量和船速对能效和 C_{LCOE} 的影响

Fig.8 Impacts of single-vessel energy storage capacity, maximum onshore receiving capacity, wind power capacity and vessel speed on C_{LCOE} and energy transmission efficiency

增加, 进一步使能效的增长放缓。

4.4.3 岸上最大接入容量

在不同航道长度下, 图 8(b)展示了岸上最大接入容量对 C_{LCOE} 和能源传输效率的影响。可以看到, 在图 8(b)的圆圈标注之后, C_{LCOE} 和能源传输效率不变。这说明岸上最大接入容量存在可行的最小值, 且此时船舶模式的岸上最大接入容量小于海缆的岸上接入容量。

4.4.4 风电容量

图 8(c)展示了在不同航道长度下风电容量对 C_{LCOE} 和能源传输效率的影响。结果表明, 随着风电容量的增加, 能量传输效率降低, C_{LCOE} 逐渐降低且趋于平缓。图 8(c)箭头之后, C_{LCOE} 几乎不变。在图 8 中纵向比较, 将能效和 C_{LCOE} 同时作为评价指标, 若以能效 80%以上为条件, 寻找 C_{LCOE} 最低的情况, 则三角形标注区域的对应的情况经济性最好, C_{LCOE} 为 0.45 元/kWh。

4.4.5 船速

图 8(d)展示了船速对 C_{LCOE} 和能源传输效率的影响。针对能效进行考虑, “慢速和快速航行”并不总是理想的, 25~35 km/h 可被视为所考虑场景下的最佳参考速度区间。船舶速度较小会导致运输的循环时间过长, 船舶速度较大会导致船舶动力能耗过大。因此, 船速也是待优化的重要变量。在图 8 中纵向比较, 若以能效 75%以上作为条件, 三角形标注区域的对应的情况经济性最好, C_{LCOE} 为 0.49 元/kWh。

4.4.6 能效分析

本文针对不同离岸距离, 开展了电能上岸成本与能源传输效率对单船储能容量、岸上最大接入容量、风电容量和船速的灵敏度分析。发现大多数情况下, 能源传输效率 < 90%, 若要优化系统来提高能源传输效率, 建议从以下方面着手。

1) 针对离岸距离和船舶数量, 较长的离岸距离会增加船舶在途数量, 导致能源岛处船舶较少, 弃风增加, 因此系统优化应考虑较短的离岸距离和较多的船舶数量。

2) 单船储能容量的增加和风电容量的减小会提高能效, 系统应在成本允许的情况下开展优化, 并合理配置单船储能容量和风电容量, 以实现能源传输效率的最大化。

3) 船速的大小主要影响航行电能损失, 系统优化应合理配置每艘船舶的船速, 以实现航行电能损失的最小化。

5 结论

本文建立了电气化能源岛与电力储能船舶相结合的海上风电外送技术架构, 并给出了相应的综合评价指标与模型, 分析结果表明:

1) 所提出评估模型能够有效反映能源岛与陆上接入点之间的运输约束和充放电规则, 支撑电力储能船舶外送风电的分析需求。

2) 在当前锂电池的技术水平下, 电力储能船舶外送在应对 150~200 km 风电外送时, 电能上岸成本约为 0.46~0.47 元/kWh, 相较于 HVDC(0.5~0.52 元/kWh)和 FFTS(0.47~0.49 元/kWh)海缆具有更好的经济性。不仅如此, 船舶外送可根据陆地电网阻塞和区域间负荷需求差异, 在一定范围内改变接入点, 支撑电网运行调度。

3) 船舶方案的岸上最大接入容量可小于海上风电的容量, 在保证能效的前提下, 海上风电的容量可设置为岸上最大接入容量的 3 倍。

4) 为了尽可能传输能量并考虑经济性, 风电容量、离岸距离与船舶单体容量需要正向关联, 船舶速度存在合理范围, 岸上接受能力存在最小值。

目前由于锂电池的能量密度较小且成本较高, 船舶模式难以适用于 200 km 及更远海域。随着锂电池的能量密度的增高和成本的下降, 电力储能船舶方案的适用范围将进一步扩大。未来可考虑船舶与海缆结合的模式, 通过储能船舶平抑风电波动, 基于风电平均功率来配置海缆容量。

附录见本刊网络版(<http://hve.epri.sgcc.com.cn>)。

参考文献 References

- [1] British Petroleum. bp statistical review of world energy 2022[R/OL]. [2024-01-01]. <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2022-full-report.pdf>.
- [2] IRENA. Renewable power generation costs in 2022[R/OL]. [2024-08-20]. <https://www.irena.org/Publications/2023/Aug/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2022>.
- [3] 李岩, 冯俊杰, 卢毓欣, 等. 大容量远海风电柔性直流送出关键技术及展望[J]. 高电压技术, 2022, 48(9): 3384-3393. LI Yan, FENG Junjie, LU Yuxin, et al. Key technologies and prospects of VSC-HVDC for large-capacity and long-distance offshore wind power transmission[J]. High Voltage Engineering, 2022, 48(9): 3384-3393.
- [4] FRANCO B A, BAPTISTA P, NETO R C, et al. Assessment of off-floating pathways for wind-powered offshore hydrogen production: Energy and economic analysis[J]. Applied Energy, 2021, 286: 116553.
- [5] YAN Y M, ZHANG H R, LIAO Q, et al. Roadmap to hybrid offshore system with hydrogen and power co-generation[J]. Energy Conversion and Management, 2021, 247: 114690.
- [6] D'AMORE-DOMENECH R, MECA V L, POLLET B G, et al. On the bulk transport of green hydrogen at sea: comparison between submarine pipeline and compressed and liquefied transport by ship[J].

- Energy, 2023, 267: 126621.
- [7] ROGEAU A, VIEUBLED J, DE COATPONT M, et al. Techno-economic evaluation and resource assessment of hydrogen production through offshore wind farms: a European perspective[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2023, 187(3): 113699.
- [8] GROENEMANS H, SAUR G, MITTELSTEADT C, et al. Techno-economic analysis of offshore wind PEM water electrolysis for H₂ production[J]. Current Opinion in Chemical Engineering, 2022, 37: 100828.
- [9] 文汀, 随权, 林湘宁, 等. 计及共享全电船舶参与的海岛电网日前调度研究[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(8): 2416-2428. WEN Ting, SUI Quan, LIN Xiangning, et al. Research on day-ahead dispatching strategy for grids with shared electric vessels on pelagic islands[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(8): 2416-2428.
- [10] 王锡凡, 刘沈全, 王秀丽, 等. 分频输电系统研究现状、趋势与展望[J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(17): 6775-6786. WANG Xifan, LIU Shenquan, WANG Xiuli, et al. Status, trends and prospects of the fractional frequency transmission system[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(17): 6775-6786.
- [11] 郝治国, 谢凡, 张雨宁, 等. 远海风电直流汇集送出系统直流线路继电保护技术现状与展望[J]. 高电压技术, 2023, 49(1): 1-18. HAO Zhiguo, XIE Fan, ZHANG Yuning, et al. Status and prospects of relay protection technology for DC lines in distant offshore wind DC collection and transmission system[J]. High Voltage Engineering, 2023, 49(1): 1-18.
- [12] 姚伟, 熊永新, 姚雅涵, 等. 海上风电柔直并网系统变频控制综述[J]. 高电压技术, 2021, 47(10): 3397-3413. YAO Wei, XIONG Yongxin, YAO Yahan, et al. Review of voltage source converter-based high voltage direct current integrated offshore wind farm on providing frequency support control[J]. High Voltage Engineering, 2021, 47(10): 3397-3413.
- [13] 陆振纲, 谢立军, 赵国亮, 等. 海上风电柔性低频送出系统无功电压协调控制策略[J]. 高电压技术, 2023, 49(9): 3708-3718. LU Zhengang, XIE Lijun, ZHAO Guoliang, et al. Coordinated reactive power-voltage control strategy of flexible low-frequency transmission system for offshore wind power integration[J]. High Voltage Engineering, 2023, 49(9): 3708-3718.
- [14] 孙玉巍, 王童, 付超, 等. 适用于海上风电分频输电的模块化多电平矩阵变换器故障穿越控制策略[J]. 高电压技术, 2023, 49(1): 19-30. SUN Yuwei, WANG Tong, FU Chao, et al. Fault ride-through control strategy of modular multilevel matrix converter for fractional frequency transmission system[J]. High Voltage Engineering, 2023, 49(1): 19-30.
- [15] Dogger Bank Wind Farm. Building the world's largest offshore wind farm[EB/OL]. [2024-08-20]. <https://doggerbank.com>.
- [16] 幸旭彬, 陈淼, 李飞宇, 等. 一种基于换电船舶协同优化的离岸波浪能发电系统两阶段灵活电量外送策略[J]. 广东电力, 2022, 35(12): 1-10. XING Xubin, CHEN Miao, LI Feiyu, et al. A two stage power delivery strategy for offshore wave power generation system based on cooperative optimization of power exchange ships[J]. Guangdong Electric Power, 2022, 35(12): 1-10.
- [17] XIANG X, FAN S Y, GU Y J, et al. Comparison of cost-effective distances for LFAC with HVAC and HVDC in their connections for offshore and remote onshore wind energy[J]. CSEE Journal of Power and Energy Systems, 2021, 7(5): 954-975.
- [18] 黄明煌, 王秀丽, 刘沈全, 等. 分频输电应用于深远海风电并网的技术经济性分析[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(5): 167-174. HUANG Minghuang, WANG Xiuli, LIU Shenquan, et al. Technical and economic analysis on fractional frequency transmission system for integration of long-distance offshore wind farm[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(5): 167-174.
- [19] D'AMORE-DOMENECH R, LEO T J, POLLET B G. Bulk power transmission at sea: life cycle cost comparison of electricity and hydrogen as energy vectors[J]. Applied Energy, 2021, 288: 116625.
- [20] BELLOTTI D, RIVAROLO M, MAGISTRI L. A comparative techno-economic and sensitivity analysis of power-to-X processes from different energy sources[J]. Energy Conversion and Management, 2022, 260: 115565.
- [21] ZHUANG W N, PAN G S, GU W, et al. Hydrogen economy driven by offshore wind in regional comprehensive economic partnership members[J]. Energy & Environmental Science, 2023, 16(5): 2014-2029.
- [22] Ocean Power Grid, Inc. Battery tanker using the ocean as the power transmission line[EB/OL]. [2024-08-20]. <https://oceanpowergrid.jp/en>.
- [23] WANG Z X, LIN X N, LIU C, et al. A hybrid transmission network in pelagic islands with submarine cables and all-electric vessel based energy transmission routes[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2020, 120: 106005.
- [24] 陈笑云, 顾延勋, 胡大朋, 等. 基于储能船舶的海岛群电-氢混合能量调度策略[J]. 电网技术, 2024, 48(8): 3317-3328. CHEN Xiaoyun, GU Yanxun, HU Dapeng, et al. Hybrid energy dispatching strategies for island group electric hydrogen based on energy storage ships[J]. Power System Technology, 2024, 48(8): 3317-3328.
- [25] CHEN J C, WANG F, STELSON K A. A mathematical approach to minimizing the cost of energy for large utility wind turbines[J]. Applied Energy, 2018, 228: 1413-1422.
- [26] 杨义, 刘云, 朱晓玲, 等. 投资广西 | 风起北部湾 电从海上来 [EB/OL]. (2024-06-24)[2024-08-27]. <http://gx.people.com.cn/n2/2024/0624/c179464-40889008.html>. YANG Yi, LIU Yun, ZHU Xiaoling, et al. Invest in Guangxi | Wind from Beibu Gulf electricity from the sea[EB/OL]. (2024-06-24) [2024-08-27]. <http://gx.people.com.cn/n2/2024/0624/c179464-40889008.html>.
- [27] 广西壮族自治区人民政府. 广西可再生能源发展“十四五”规划 [EB/OL]. [2024-08-27]. <http://fgw.gxzf.gov.cn/zfxgkz/fdzdgnr/ghjh/zxgh/W020220608683575189311.pdf>. Development and Reform Commission of Guangxi Zhuang Autonomous Region. 14th Five-Year plan for Guangxi renewable energy development[EB/OL]. [2024-08-27]. <http://fgw.gxzf.gov.cn/zfxgkz/fdzdgnr/ghjh/zxgh/W020220608683575189311.pdf>.
- [28] NASA POWER. Data access viewer[DB/OL]. [2024-08-27]. <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>.
- [29] IEA. Offshore wind outlook 2019[R/OL]. [2024-08-27]. <https://www.iea.org/reports/offshore-wind-outlook-2019>.
- [30] 杨梓. 价格探底, 储能企业咋破局[N]. 中国能源报, 2024-07-01(14). YANG Zi. Price bottoming out, energy storage companies how to break the situation[N]. China Energy News, 2024-07-01(14).



ZHANG Lipai

张力沛

1999—, 男, 硕士

主要从事海上资源开发的工程应用研究工作

E-mail: lipzhang@tju.edu.cn



XU Xiandong

Ph.D.

Associate professor

Corresponding author

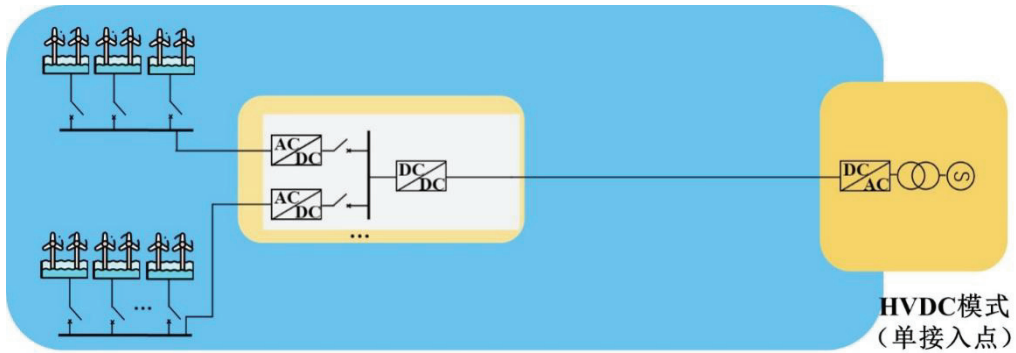
徐宪东(通信作者)

1987—, 男, 博士, 副教授

主要从事综合能源系统仿真模拟与灵活调控研究

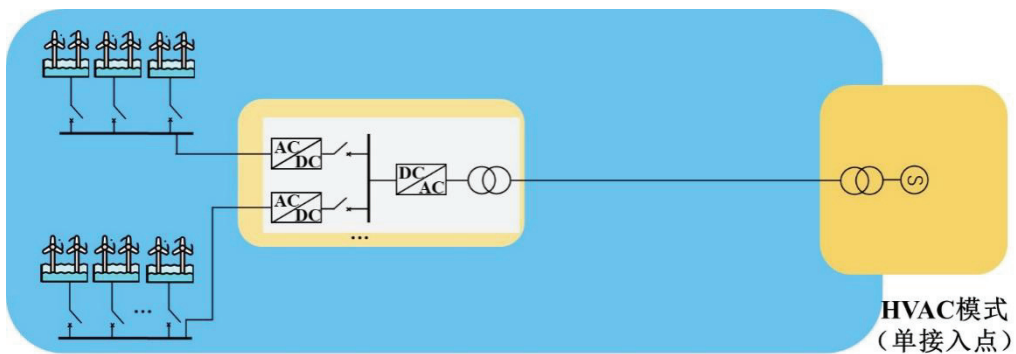
E-mail: xux27@tju.edu.cn

附录 A



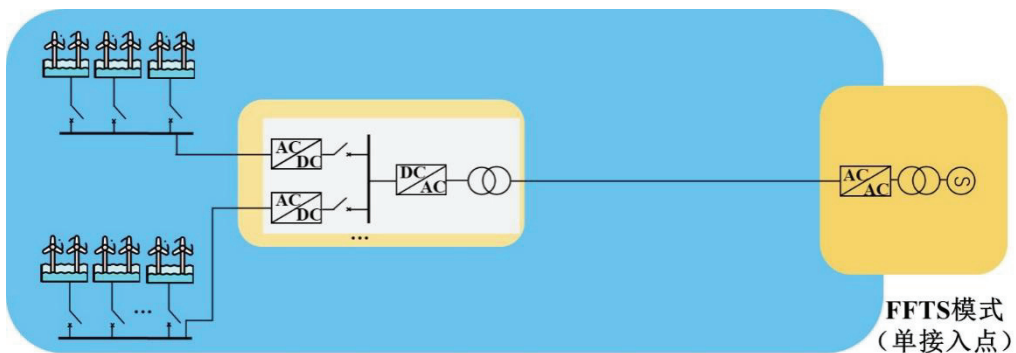
HVDC模式
(单接入点)

(a) HVAC 海缆外送模式



HVAC模式
(单接入点)

(b) HVDC 海缆外送模式

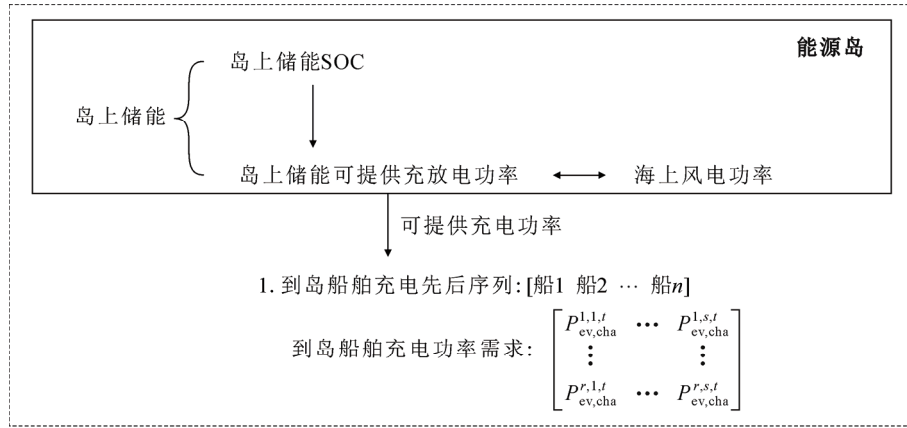


FFTS模式
(单接入点)

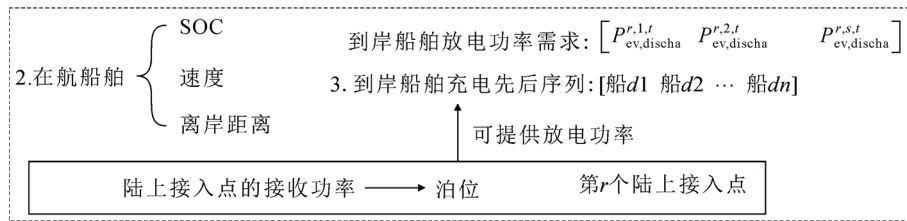
(c) FFTS 海缆外送模式

图 A1 基于电气化能源岛的海缆外送系统示意图

Fig.A1 Schematic diagram of submarine cable transmission system based on electrified energy island



(a) 能源岛处



(b) 在航船舶和陆上接入点处

图 A2 船舶外送系统仿真算法求解细节

Fig.A2 Solving details of simulation algorithms for vessel delivery systems

附录 B

表 B1 算例系统参数设置

Table B1 Parameters of the studied case

设备类型	参数名称	数值	单位
纯电船舶	空载排水量	1 680	t
	满载排水量	3 400	t
	平均速度	25	km/h
	CAPEX	3.7	万元/t
	OPEX	0.005×CAPEX	
储能	最大充放电功率	110	MW
	充放电效率	95%	
	最大循环次数	10 000	
	日自放电	<8%	
	能量密度	250	Wh/kg
	OPEX	0.005×CAPEX	
充电桩	CAPEX	10	万元/MW
	OPEX	0.005×CAPEX	

表 B2 相关经济参数假设

Table B2 Relevant economic assumptions

参数	数值			单位
	基准	乐观	悲观	
购电成本 ^[29]	0.3	0.154	0.539	元/kWh
储能 CAPEX ^[30]	60	50	150	万元/MWh

表 B3 灵敏度分析相关假设

Table B3 Assumptions for sensitivity analysis

参数	最小值	最大值	单位
离岸距离	100	300	km
单船储能容量	100	1 000	MWh
风电容量	1	5	GW
船速	20	50	km/h

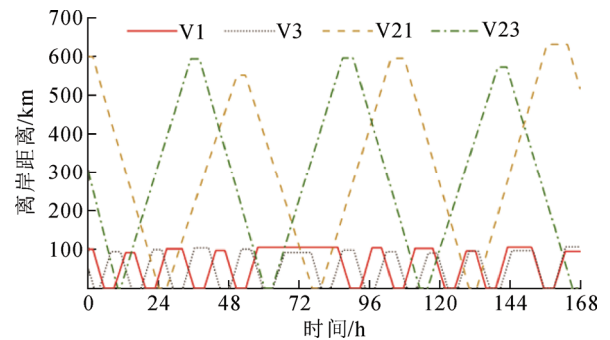
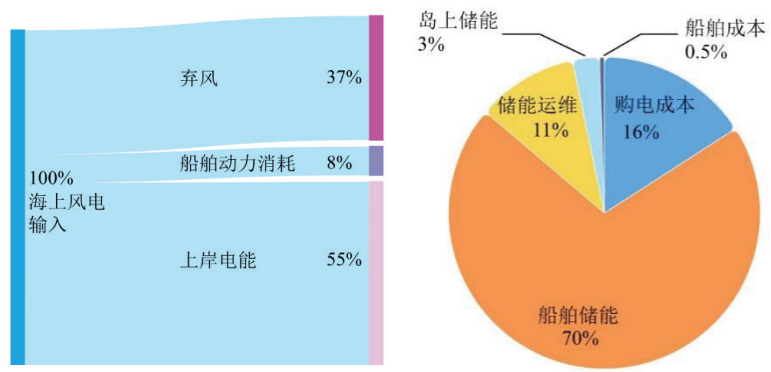


图 B1 部分船舶离岸距离变化

Fig.B1 Change of distance to shore for selected vessels



(a) 算例系统能量流动

(b) 算例系统成本明细

图 B2 船舶外送系统的能量流动和成本明细

Fig.B2 Energy flow and cost breakdown of vessel delivery system