

海上风电多类型直流送出系统拓扑经济性分析

李贤育¹, 姚良忠^{1*}, 程帆¹, 毛蓓琳¹, 潘尚智¹, 周月宾², 吴越²

(1. 武汉大学电气与自动化学院, 湖北省 武汉市 430072;

2. 直流输电技术国家重点实验室(南方电网科学研究院), 广东省 广州市 510663)

Economic Analysis of Multi-type DC System Topologies for Offshore Wind Power Transmission

LI Xianyu¹, YAO Liangzhong^{1*}, CHENG Fan¹, MAO Beilin¹, PAN Shangzhi¹, ZHOU Yuebin², WU Yue²

(1. School of Electrical Engineering and Automation, Wuhan University, Wuhan 430072, Hubei Province, China;

2. State Key Laboratory of HVDC, Electric Power Research Institute, China Southern Power Grid, Guangzhou 510663, Guangdong Province, China)

Abstract: Compared with the VSC-HVDC scheme, the DR-HVDC diode rectifier at the sending end has the advantages such as lower power loss, smaller converter size, and low cost, which are important for the development of offshore wind power transmission in the future. However, to solve black startup and offshore AC voltage regulation problems, the existing DR-HVDC topologies mainly adopt three schemes, such as installing the energy storage on the offshore platform, adding additional AC connecting links to the onshore system, and paralleling VSC at the sending end. For the background of deep-sea offshore wind power transmission, this paper makes an economic analysis on the three DR-HVDC topology schemes and compares them with VSC-HVDC. The economic analysis models of the above delivery schemes are established through the life cycle cost analysis (LCCA) method. Furthermore, the influences of related factors are analyzed, including offshore distance, installed capacity, on-grid price, and effective working hours. The results show that DR-HVDC can significantly reduce the converter station cost, operation loss cost, and maintenance cost compared with VSC-HVDC. Meanwhile, with the increase of offshore wind power capacity and transmission distance, paralleling VSC or energy storage schemes of DR-HVDC show more edges in the economy. Therefore, DR-HVDC topologies have a broad application prospect for offshore wind power integration.

Keywords: offshore wind power; DC transmission system;

基金项目: 直流输电技术国家重点实验室开放基金资助(用于深海大规模海上风电集群分布式并网的多类型变换器交直流组网拓扑及控制运行)。

State Key Laboratory of HVDC (Multi-type AC / DC Converters Networking Topology and Operation Control for Deep-sea Large-scale Offshore Wind Power Integration).

diode rectifier; system topology; life cycle cost analysis

摘要: 相比于柔性直流输电(VSC-HVDC)送出方案, 送端采用不控整流器(diode rectifier, DR)的DR-HVDC方案具有损耗低、体积小和成本低的优点, 是未来海上风电送出技术的重要发展方向之一。为了解决黑启动和海上交流电压调控问题, 现有的DR-HVDC拓扑主要采用海上平台装设储能、系统增加交流联络线路、送端换流站并联VSC三种方案。以深远海海上风电送出为背景, 对上述三种DR-HVDC拓扑方案进行了经济性分析, 并与VSC-HVDC方案进行比较。采用了全寿命周期成本分析(life cycle cost analysis, LCCA)方法, 建立了上述四种送出方案的经济性分析模型, 并对各方案的离岸距离、装机容量、上网电价以及有效工作时长等因素进行单一变量分析。结果表明, 相比于VSC-HVDC, DR-HVDC送出方案的换流站成本、运行损耗和维护成本均显著降低。同时, 随着海上风电容量和输送距离的增加, 采用送端并联VSC和送端储能的DR-HVDC方案的经济性优势更加明显。因此, DR-HVDC送出方案在海上风电电网中具有广阔的应用前景。

关键词: 海上风电; 直流输电; 不控整流器; 系统拓扑; 全寿命周期成本分析

0 引言

随着全球碳中和目标的提出, 世界各国正着力加快能源转型, 特别是通过大力发展可再生能源技术来破解经济发展和气候变暖矛盾的困局。中国作为绿色能源革命的倡导国之一, 在新能源领域发展迅速, 风电已成为除火电、水电外的第三大电源^[1]。海上风电由于风速高、风资源丰富和不占用陆地面积的特点^[2],

成为未来大规模新能源基地的重点建设方向。截至2020年底, 全球海上风电总装机容量已经超过35 GW, 中国位列第二, 总装机容量达到8.99 GW^[3], 且将持续保持高速增长态势。目前, 海上风电场的建设呈现由近到远、由浅向深的趋势, 2019年, 欧洲新增海上风电平均离岸距离已经达到60 km^[4]。因此, 降低海上风电送出的投资建设成本和运营成本是进一步提升海上风电规模化经济送出容量的关键^[5]。

相比高压交流输电 (HVAC) 技术, 基于模块化多电平换流器的柔性直流 (VSC-HVDC) 送出方案的送出功率受充电功率影响较小^[6-7], 成为大规模深远海海上风电送出的优选方案^[8-9], 然而其存在平台建设成本高和运维困难等问题。为了进一步降低海上风电成本, SIEMENS公司提出了送端基于不控整流 (diode rectifier, DR) 的DR-HVDC方案。在相同容量下, 海上换流器DR的平台结构体积减少了80%, 重量减少了67%, 建设成本约为VSC的30%^[10], 具备明显的经济优势和广阔的发展前景, 是目前的研究热点。然而, DR直流送出系统在海上风电场交流侧不具备无源运行能力, 无法实现黑启动, 且存在无法调控交直流电压和电流谐波等问题^[11-12]。针对上述问题, 文献[13]提出利用交流输电线路给风电场提供启动电源; 文献[14]提出了基于构网型海上风电的DR-HVDC送端交流母线电压、频率和功率的控制策略; 文献[15-16]分别提出了DR与VSC串联和并联的直流送出方案, 并通过海上VSC实现了风电场的无功支撑和电流谐波改善。为了进一步论证其技术可行性, 国内外学者针对DR直流送出方式的启动^[17-18]、控制策略^[19-22]和故障穿越^[23]等方面展开了深入研究。综上, DR具备体积小、损耗低、功率密度高的优势, 在未来大规模深远海海上风电送出场景中具有广阔的发展前景^[24]。

在海上风电送出方案的经济性研究方面, 目前学者们主要针对HVAC、VSC-HVDC和分频输电 (fractional frequency transmission system, FFTS) 进行了经济性分析^[25-27]。文献[28]采用灵敏度方法分析离岸距离、上网电价和折现率等因素对交直流送出方案全生命周期成本 (life cycle cost, LCC) 的影响。文献[29-31]从初始投资成本、维护成本和运行损耗成本等方面对上述三种交直流送出系统进行了经济性评估, 给出了柔性直流送出方案更适用于远距离送出的定性结论。然而, 目前对DR-HVDC直流送出方式的经济性研究较少, 仅有定性结论。因此, 系统地对上述多类型DR-HVDC直流送出系统拓扑的经济性进行

研究, 并与VSC-HVDC进行经济对比分析成为其未来工程应用的必然要求。

本文以装机容量为900 MW、离岸距离为140 km的大型海上风电基地为背景, 对VSC-HVDC和三种DR-HVDC直流送出系统拓扑方案进行了经济性分析, 采用全寿命周期成本分析 (life cycle cost analysis, LCCA) 方法, 从整体上权衡了初始投资成本、运行损耗成本和维护成本等多方面成本, 建立了经济性分析模型。同时, 结合国内外海上风电场实际工程数据, 计算出各直流送出方案的LCC。最后, 对离岸距离、装机容量、上网电价以及有效工作时长等因素进行单一变量影响分析, 以探求最优的海上风电直流送出方案, 为深远海海上风电送出系统的投资建设提供参考依据。

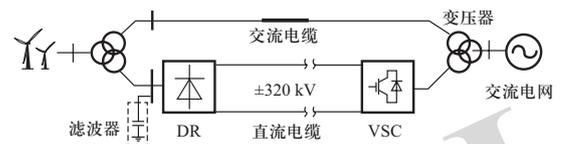
1 直流送出系统的拓扑结构

本文根据大规模深远海海上风电直流送出系统的特点, 考虑了如图1所示的四种直流送出方案, 详细参数如附录A表A1所示。

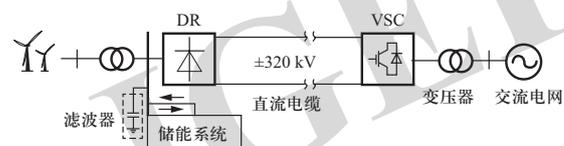
方案1: 柔性直流VSC-HVDC送出方式;



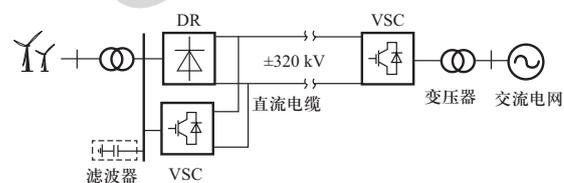
(a) 方案1: VSC-HVDC



(b) 方案2: 送端DR+受端VSC-HVDC与HVAC并联方式



(c) 方案3: 送端DR+受端VSC-HVDC与储能系统并联方式



(d) 方案4: 送端DR并联VSC+受端VSC-HVDC

图1 多类型海上风电直流送出方案拓扑图

Fig. 1 Topologies of multiple types of offshore wind power DC transmission schemes

方案2: 海上DR+陆上VSC+并联HVAC方式, HVAC可实现海上风电的黑启动并提高系统可靠性, HVAC容量为风电装机容量的20%;

方案3: 海上DR+陆上VSC+海上交流母线配备储能方式, 储能配置容量为风电装机容量的10%;

方案4: 海上DR+陆上VSC+陆上VSC方式, 海上VSC实现黑启动和交流电压支撑, 海上VSC配置容量为风电装机容量的30%^[14]。

2 经济性分析模型

2.1 全寿命周期成本分析(LCCA)模型

LCCA指的是工程项目以及系统运行寿命期间所产生的总成本^[32], 包括初始投资成本、运营成本和报废成本等, 其组成如图2所示。

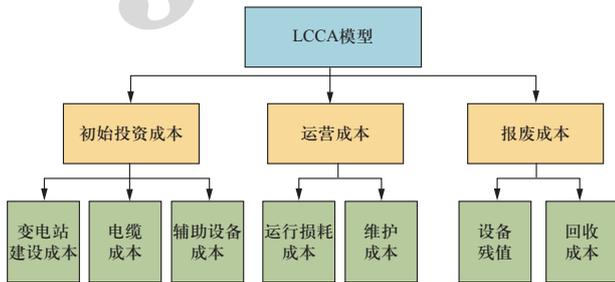


图2 全寿命周期成本分析模型组成
Fig. 2 The composition of LCCA

考虑到资金具有时间价值, 需要将未来的现金流折现到成本现值。忽略不同年份的运营成本差异, 现金流折现计算式为^[28]

$$L_{CCA} = C_1 + \sum_{t=1}^{n_c} \frac{1}{(1+r)^t} (C_{0t} + C_{Mt}) + \frac{1}{(1+r)^{n_c}} C_D \quad (1)$$

式中: C_1 为初始投资成本; C_{0t} 、 C_{Mt} 为年份 t 的运行损耗成本和维护成本; n_c 为输电变电设备年寿命, 取值25; r 为电力工业投资回收率, 取值8%^[33]; C_D 为报废成本, 约为初始投资成本的3%~5%^[34], 本文取5%。

2.2 初始投资成本分析

四种送出方案中海上风机及其基建的购置和安装费用完全一致, 故在本文计算中不纳入风机及基建费用。因此, 本文的初始投资成本包括海上换流站、岸上换流站、输电电缆及其他辅助设备购置及其安装费用。

$$C_1 = C_{on} + C_{off} + C_{cable} + C_Q + C_B \quad (2)$$

式中: C_1 为初始投资成本; C_{on} 为岸上换流站或变电站

成本; C_{off} 为海上换流站或变电站成本; C_{cable} 为电缆成本; C_Q 为无功补偿成本; C_B 为储能成本。

2.2.1 变电站或换流站购置及安装费用

变电站或换流站的投资成本包括基建、设备采购和设备安装等费用。根据文献[35-37]的数据和其他调研数据, 各类型换流器及海上工作平台的购置和安装成本为

$$\begin{cases} C_{off} = a + bS_T \\ C_{on} = cS_T^d \end{cases} \quad (3)$$

式中: a 为海上工作平台固定成本; b 为海上工作平台和换流器或变压器的可变成本系数; c 、 d 分别为岸上换流器或变压器成本的比例系数和指数系数; S_T 为海上风机额定容量, 各类型送出方案成本系数见附录A表A2。

2.2.2 电缆购置及铺设费用

四种直流送出方案根据实际容量需求选择合适的电缆型号及电缆购置费用, 相关参数见附录A表A3, 海底电缆铺设费用按照30万元/km计算^[38]。

$$C_{cable} = t_c l_c n + 30 l_c n \quad (4)$$

式中: t_c 为电缆价格, 万元/km; l_c 为离岸距离, km; n 为HVAC回路数。

2.2.3 辅助设备费用

1) 无功补偿成本。

无功补偿成本包括海上换流器DR的无功补偿和交流线路的无功补偿。

$$C_Q = k_{c1} Q_{c1} + k_{c2} Q_{c2} \quad (5)$$

式中: C_Q 为无功补偿总成本; k_{c1} 、 k_{c2} 分别为DR和交流电缆无功补偿成本系数; Q_{c1} 、 Q_{c2} 分别为DR和交流线路的无功补偿容量, Mvar。

2) 储能设备成本。

参考风电场储能的招标文件, 设定储能系统额定装机容量为风电场额定容量的10%。储能系统成本表达式^[39]如下:

$$C_{ie} = k_p P_{rate} + k_c E_{rate} \quad (6)$$

式中: C_{ie} 为储能成本; k_p 为单位储能功率价格, 万元/MW; k_c 为单位储能容量价格, 万元/MWh; E_{rate} 为储能额定容量; P_{rate} 为储能额定功率。具体参数见附录A表A4。

2.3 运营成本分析

运营成本包括运行损耗成本和维护成本, 前者包括换流站损耗成本和线路损耗成本; 后者包括各设备的日常维护、检修停运和故障修复等成本。

2.3.1 运行损耗成本

运行损耗成本 C_L 与有效工作时长 T_{op} 、额定容量

S_T 、上网电价 E_{op} 等因素相关, 表达式如下:

$$C_L = (P_{loss_off} + P_{loss_on} + P_{loss_cable})T_{op}E_{op} \quad (7)$$

式中: P_{loss_off} 、 P_{loss_on} 、 P_{loss_cable} 分别为海上、岸上换流器或变压器和海底电缆的运行损耗功率, MW; T_{op} 为有效工作时长, h; E_{op} 为上网电价。

1) 换流器损耗。

换流器VSC采用的是全控型器件IGBT, 根据运行损耗分布特性, 分别从开关器件通态损耗、截止损耗、储能器件损耗三个方面进行计算^[40]。

$$P_{loss_VSC} = 6N(P_{T_cond} + P_{D_cond} + P_{T_off} + P_{D_off} + P_C) \quad (8)$$

式中: N 为换流器桥臂的子模块个数; P_{T_cond} 、 P_{D_cond} 分别为IGBT和反并联二极管的通态损耗; P_{T_off} 、 P_{D_off} 分别为IGBT和二极管的截止损耗; P_C 为变换器中储能元件的损耗。

参考基于晶闸管的换流器运行损耗分布特性, 换流器DR只有通态损耗、截止损耗^[10], 详细计算见附录A。表1为各类型换流器损耗的计算结果。

表1 换流器损耗对比

Table 1 Comparison of converter loss

送出类型	方案1	方案2	方案3	%	
				方案4	
海上换流器	1.43	0.417	0.417	DR	0.417
				VSC	1.43
岸上换流器	1.43	1.43	1.43	1.43	
变电站	0.04	0.04	0.04	0.04	

2) 交流线路损耗^[35]。

$$P_{AC_loss} = 3\delta \left(\frac{\eta_{off} S_T}{\sqrt{3}U_n} \right)^2 r_c l_c n \quad (9)$$

式中: P_{AC_loss} 为交流线路损耗功率; δ 为损失负荷系数; η_{off} 为变压器传输效率; U_n 为额定交流电压; r_c 为线路等效电阻, Ω/km 。电缆线路参数见附录A表A5。

3) 直流线路功率损耗。

$$P_{DC_loss} = 2(P_{DC} / U_{DC})^2 R l_c \quad (10)$$

式中: P_{DC_loss} 为直流线路损耗功率, MW; P_{DC} 为输送功率, MW; U_{DC} 为直流电压, kV; R 为直流电缆等效电阻, Ω/km 。

2.3.2 维护成本

维护成本 C_m 为

$$C_m = C_m + C_E + C_{down} \quad (11)$$

式中: C_m 为日常维护成本; C_E 为故障恢复成本; C_{down} 为检修停运成本。

1) 日常维护成本 C_m 包括送出方案中各设备的日常维护费用^[31]:

$$C_m = \sum_{i=1}^3 m_{s,i} C_{0,i} \quad (12)$$

式中: $m_{s,i}$ 分别为海上换流站、岸上换流站和电缆的年维修费用百分比, 取值见表2。

2) 故障恢复成本 C_E 包括修理或更换损坏器件、停电时功率传输的损失等成本。单位容量的故障恢复成本远远高于上网电价, 本文将其设置为1.0万元/MWh^[41]。

$$C_E = E_1 (f_{DR} + f_{cable} + f_{MMC_off} + f_{MMC_on}) T_E S_T - f_{DR} T_{DR} S_T E_{op} \gamma_1 - f_{cable} T_{cable} S_T E_{op} \gamma_2 \quad (13)$$

式中: E_1 为单位容量故障维修成本; f_i 为相应设备的故障发生概率; T_E 为故障维修平均时长; S_T 为传输容量, MW; γ_1 、 γ_2 分别为方案2中HVAC传输容量、方案4中海上换流站MMC容量与海上风电额定容量的比值; T_{DR} 为换流站DR故障维修时长; T_{cable} 为电缆故障维修时长, 具体参数见表2。

3) 每年在停机检修期间传输能量损失费^[30]:

$$C_{down} = T_{down} S_T E_{op} \alpha - \Delta T_{DR} S_T E_{op} \alpha (\gamma_1 + \gamma_2) \quad (14)$$

式中: T_{down} 为维修停运时长; α 为出力折扣系数; T_{DR} 为换流站DR单独停电检修的天数。设备检修一般选择在低风力月份, 设 α 为0.8。停运检修时间由最长停机时间决定, 取值见表2。

表2 维护成本参数^[42-45]

Table 2 Maintenance cost parameters

器件类型	检修停运 T_{down}/d	维修费用 $m_s/\%$	故障修复 时间 T_E/d	年故障概率 $f_i/\%$	
海上换流器	VSC	30	1.5	30	2
	DR	24	1.2	24	1.5
岸上换流器	VSC	20	1.5	30	1
海上变压器	15	0.5	30	0.8	
岸上变压器	7	0.2	30	0.8	
海底电缆	10	0.03	45	0.8	

3 经济性比较分析

3.1 各方案的LCC分析

本文以离岸距离为140 km、装机容量为900 MW

的典型送出场景为例,通过分解计算上述四种直流送出方案的初始投资成本、运营成本和报废成本,得到了各方案的经济评估数据,如图3所示。

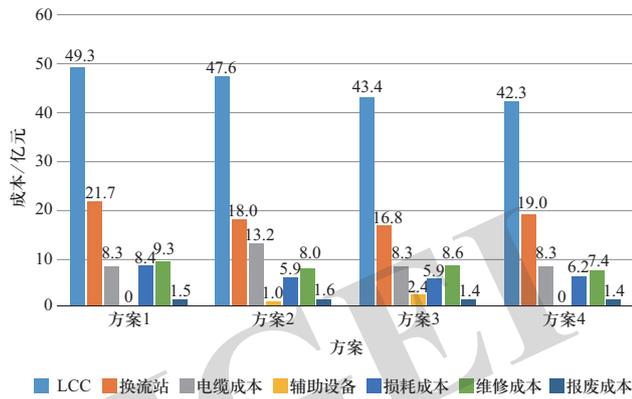


图3 各方案LCC组成图

Fig. 3 Cost composition chart of LCC

由图3可以看出:①海上换流站VSC建设成本远高于海上换流站DR,故方案1的换流站建设成本比其他方案高约20%。同时方案1的运行损耗和维护成本均高于其他方案。从整体上看,方案1的LCC较其他方案高出1.7亿~7亿元。②由于交流电缆成本远高于其他方案,方案2的初始投资成本略高于方案1,但其运营成本相对较低。③方案3和方案4经济性优势明显,与方案4相比,方案3的换流站建设成本低11.3%,但方案3需要配置辅助设备,如储能设备和无功补偿装置,故两者的初始投资成本差距不大。在运营成本方面,方案4的并联VSC可在DR故障或检修时保持一定传输能力,可靠性增加,从而使维护成本降低。④从整体上看,方案4的LCC最低,其经济性最优,其次为方案3。

3.2 LCC的影响因素分析

结合海上风电送出特点,本文考虑离岸距离、装机容量、上网电价和有效工作时长四个关键因素,绘制出单一变量影响因素下的LCC曲线。

3.2.1 离岸距离

由图4可以看出,与方案2相比,方案3和4的成本曲线较为平缓,主要原因是方案2的电缆购置成本较高。由于方案2中并联HVAC存在传输极限,需要根据传输距离、电压等级来配置交流电缆型号和无功补偿容量。在离岸距离超过130 km后,方案2相对于柔性直流送出方案不再具有经济优势,而且其LCC呈现折线增长趋势。

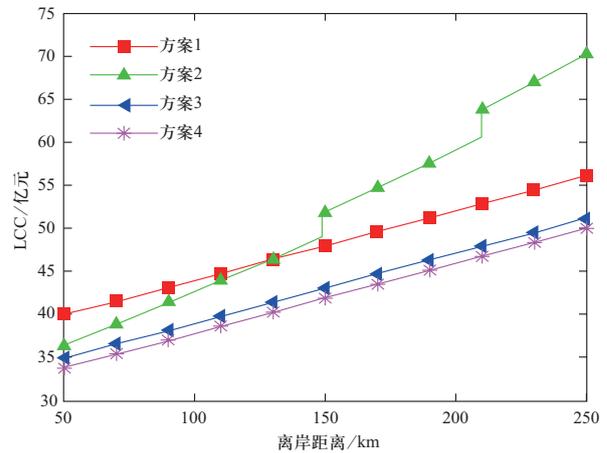


图4 离岸距离对LCC的影响

Fig. 4 Effect of offshore distance on LCC

3.2.2 装机容量

由图5可以看出,与方案1相比,方案2~4成本曲线随装机容量的变化较为平缓,主要原因是方案2~4换流器DR的建设和运行损耗成本较低。随着装机容量增加,方案3中储能系统的建设成本急剧上升,抵消了换流站建设成本低的优势,方案3的斜率略大于方案4。当海上风电的装机容量超过750 MW,方案4的LCC低于方案3,为该容量区间内的最优方案。而海上风电的装机容量超过1000 MW时,方案1在四种方案中经济性最差,方案4经济性优势更加显著。

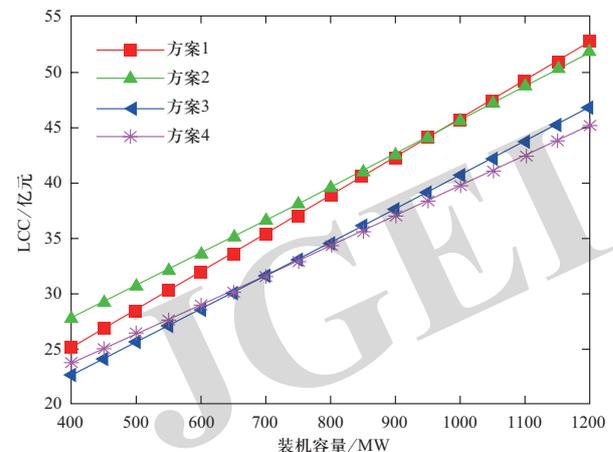


图5 装机容量对LCC的影响

Fig. 5 Effect of transmission capacity on LCC

3.2.3 上网电价

分析各方案成本组成的变化可知,上网电价对LCC的影响主要体现在运营成本方面。如图6所示,随着上网电价的提高,方案1的LCC增长速度高于方案2,说明方案1的运营成本相对较高;方案4的斜率

低于方案3, 说明方案4的运营成本要低于方案3。究其原因, 方案4换流站运行损耗成本高于方案3, 但维护成本的停电检修成本和故障恢复成本远低于方案3。

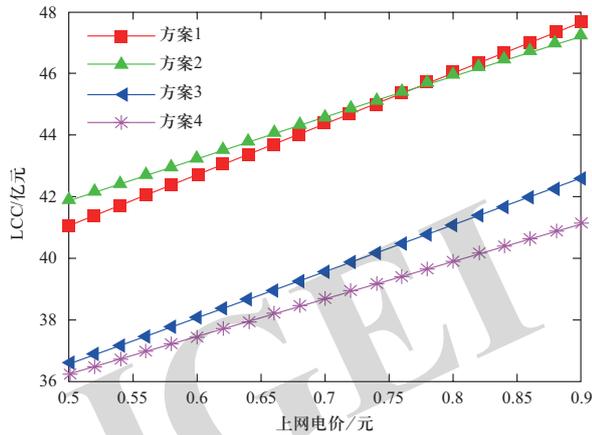


图6 上网电价对LCC的影响

Fig. 6 Effect of feed-in tariff on LCC

3.2.4 有效工作时长

分析各方案成本组成的变化可知, 有效工作时长对LCC的影响主要体现在运行损耗方面。由图7可以看出, 方案2—4的LCC曲线增长较为平缓, 方案1的运行损耗成本远高于DR-HVDC方案。方案4中海上换流站VSC运行损耗成本高于方案2和方案3, 方案4的LCC曲线增长略快于方案3。当风机的有效工作时长超过3100 h后, 方案1的LCC最高, 其次为方案2。

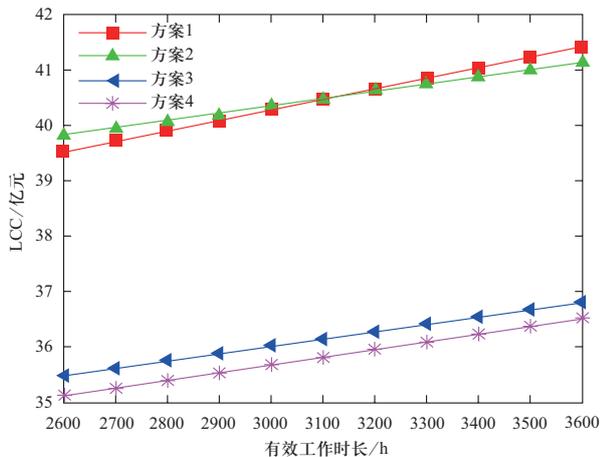


图7 有效工作时长对LCC的影响

Fig. 7 Effect of effective working hours on LCC

4 结论

针对柔性直流送出 (VSC-HVDC) 和三种DR-

HVDC直流系统拓扑方案 (系统增加交流联络线路、海上交流母线配备储能、在送端换流站并联VSC), 本文采用全寿命周期成本分析模型, 选取装机容量为900 MW、离岸距离为140 km的海上风电场作为典型场景, 建立了上述四种海上风电直流送出系统拓扑方案的经济性分析模型, 得到了各方案的LCC及其各类成本组成, 并对离岸距离、装机容量、上网电价以及有效工作时长四个关键因素开展了单一变量影响分析。结果表明: 相比于VSC-HVDC送出, DR-HVDC拓扑方案的换流器建设和运营成本显著降低。在大容量远距离送出场景下, 采用送端换流站并联VSC的DR-HVDC送出方案的LCC最低, 经济性最优。本文建立的海上风电多类型直流送出方案经济性分析模型, 可为深远海海上风电送出方案的最优投资建设提供参考依据。

参考文献

- [1] 国家统计局. 中国统计年鉴2020[M]. 北京: 中国统计出版社, 2020.
- [2] XIE L J, YAO L Z, CHENG F, et al. Coordinate control strategy for stability operation of offshore wind farm integrated with diode-rectifier HVDC[J]. *Global Energy Interconnection*, 2020, 3(3): 205-216.
- [3] 王秀强. 朝阳之晖, 与时并明——2020年中国风电行业回顾与展望[J]. *能源*, 2021(2): 60-65.
WANG Xiuqiang. Sunshine of the rising sun and bright time: review and prospect of China's wind power industry in 2020[J]. *Energy*, 2021 (2): 60-65(in Chinese).
- [4] 唐巍, 郭雨桐, 闫姝, 等. 多场景海上风电场关键设备技术经济性分析[J]. *中国电力*, 2021, 54(7): 178-184.
TANG Wei, GUO Yutong, YAN Shu, et al. Techno-economic analysis of key equipment for offshore wind farms with multiple scenarios[J]. *Electric Power*, 2021, 54(7): 178-184(in Chinese).
- [5] 常怡然, 蔡旭. 低成本混合型海上风场直流换流器[J]. *中国电机工程学报*, 2018, 38(19): 5821-5828.
CHANG Yiran, CAI Xu. Cost-effective hybrid HVDC converter for offshore wind farms[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2018, 38(19): 5821-5828(in Chinese).
- [6] 姚中原. 我国海上风电发展现状研究[J]. *中国电力企业管理*, 2019(22): 24-28.
- [7] LIU G, FAN M M, WANG P Y, et al. Study on reactive power compensation strategies for long distance submarine cables considering electrothermal coordination[J]. *Journal of Marine Science and Engineering*, 2021, 9(1): 90.
- [8] RYNDZIONEK R, SIENKIEWICZ Ł. Evolution of the HVDC link connecting offshore wind farms to onshore power

- systems[J]. *Energies*, 2020, 13(8): 1914.
- [9] VAN DER LOOS A, NORMANN H E, HANSON J, et al. The co-evolution of innovation systems and context: offshore wind in Norway and the Netherlands[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2021, 138: 110513.
- [10] SIEMENS. Siemens revolutionizes grid connection for offshore wind power plants[DB/OL]. 2015-10-23.[2021-06-10] <https://www.3blmedia.com/News/Siemens-Revolutionizes-Grid-Connection-Offshore-Wind-Power-Plants>.
- [11] 唐英杰, 张哲任, 徐政. 基于二极管不控整流单元的远海风电低频交流送出方案[J]. *中国电力*, 2020, 53(7): 44-54. TANG Yingjie, ZHANG Zheren, XU Zheng. Diode rectifier unit based LFAC transmission for offshore wind farm integration[J]. *Electric Power*, 2020, 53(7): 44-54(in Chinese).
- [12] CHAE S H, KANG M H, SONG S H, et al. Analysis of the jeju island power system with an offshore wind farm applied to a diode rectifier HVDC[J]. *Energies*, 2019, 12(23): 4515.
- [13] YU L J, LI R, XU L. Parallel operation of diode-rectifier based HVDC link and HVAC link for offshore wind power transmission[J]. *The Journal of Engineering*, 2019, 2019(18): 4713-4717.
- [14] XIE L J, YAO L Z, LI Y, et al. Frequency regulation participation of offshore wind farm integrated by diode-rectifier HVDC system[J]. *The Journal of Engineering*, 2019, 2019(16): 977-981.
- [15] NGUYEN T H, LEE D C, KIM C K. A cost-effective converter system for HVDC links integrated with offshore wind farms[C]//IECON 2013 - 39th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society. November 10-13, 2013, Vienna, Austria. IEEE, 2013: 7978-7983.
- [16] LI R, XU L. A unidirectional hybrid HVDC transmission system based on diode rectifier and full-bridge MMC[J]. *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, 2020.
- [17] 程帆, 姚良忠, 谢立军, 等. 海上风电经DR-MMC并联混合直流送出系统启动及协调控制策略[J]. *全球能源互联网*, 2020, 3(2): 117-124. CHENG Fan, YAO Liangzhong, XIE Lijun, et al. Start-up and coordinated control strategies for offshore wind power transmitted by DR-MMC parallel hybrid HVDC system[J]. *Journal of Global Energy Interconnection*, 2020, 3(2): 117-124(in Chinese).
- [18] LI X Y, LIANG S, LI Y, et al. Start-up strategy for DR-MMC paralleled hybrid HVDC integrated with offshore wind power[C]//2020 IEEE 4th Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI²). October 30 - November 1, 2020, Wuhan, China. IEEE, 2020: 665-669.
- [19] NAMI A, RODRÍGUEZ-AMENEDO J L, ARNALTES S, et al. Hybrid HVDC system for offshore wind farms connection using series-connected diode rectifier units[C]//2019 21st European Conference on Power Electronics and Applications (EPE '19 ECCE Europe). September 3-5, 2019, Genova, Italy. IEEE, 2019: P.1-P.10.
- [20] ZHANG Z R, TANG Y J, XU Z. Medium frequency diode rectifier unit based HVDC transmission for offshore wind farm integration[J]. *IET Renewable Power Generation*, 2021, 15(4): 717-730.
- [21] YU L J, LI R, XU L, et al. Analysis and control of offshore wind farms connected with diode rectifier-based HVDC system[J]. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2020, 35(4): 2049-2059.
- [22] HOFFMANN M, RATHKE C, MENZE A, et al. Parallel operation of HVDC DRU and VSC converters for offshore wind farm connection: technical and economic feasibility[C]//15th IET International Conference on AC and DC Power Transmission (ACDC 2019). Coventry, UK. Institution of Engineering and Technology, 2019.
- [23] LI R, YU L J, XU L, et al. DC fault protection of diode rectifier unit based HVDC system connecting offshore wind farms[C]//2018 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM). August 5-10, 2018, Portland, OR, USA. IEEE, 2018: 1-5.
- [24] GOMIS-BELLMUNT O, SAU-BASSOLS J, PRIETO-ARAUJO E, et al. Flexible converters for meshed HVDC grids: from flexible AC transmission systems (FACTS) to flexible DC grids[J]. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2020, 35(1): 2-15.
- [25] LAURIA S, SCHEMBARI M, PALONE F, et al. Very long distance connection of gigawatt-size offshore wind farms: extra high-voltage AC versus high-voltage DC cost comparison[J]. *IET Renewable Power Generation*, 2016, 10(5): 713-720.
- [26] 杨方, 张义斌, 葛旭波, 等. 德国海上风电VSC-HVDC技术分析[J]. *电网与清洁能源*, 2012, 28(10): 63-68. YANG Fang, ZHANG Yibin, GE Xubo, et al. Technical analysis of VSC-HVDC in Germany' offshore wind power[J]. *Power System and Clean Energy*, 2012, 28(10): 63-68(in Chinese).
- [27] 王锡凡, 刘沈全, 宋卓彦, 等. 分频海上风电系统的技术经济分析[J]. *电力系统自动化*, 2015, 39(3): 43-50. WANG Xifan, LIU Shenquan, SONG Zhuoyan, et al. Technical and economical analysis on offshore wind power system integrated via fractional frequency transmission system[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2015, 39(3): 43-50(in Chinese).
- [28] 张昭丞, 郭佳田, 诸浩君, 等. 基于全生命周期成本的海上风电并网方案优选分析[J]. *电力系统保护与控制*, 2017, 45(21): 51-57. ZHANG Zhaocheng, GUO Jiatian, ZHU Haojun, et al. Optimization scheme of offshore wind power grid connection based on LCC model[J]. *Power System Protection and Control*, 2017, 45(21): 51-57(in Chinese).
- [29] 王秀丽, 赵勃扬, 黄明煌, 等. 大规模深远海风电送出方式比较及集成设计关键技术研究[J]. *全球能源互联网*, 2019, 2(2): 138-145. WANG Xiuli, ZHAO Boyang, HUANG Minghuang, et al.

- Research of integration methods comparison and key design technologies for large scale long distance offshore wind power[J]. *Journal of Global Energy Interconnection*, 2019, 2(2): 138-145(in Chinese).
- [30] 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(in Chinese).
- [31] XIANG X, FAN S Y, GU Y, et al. Comparison of cost-effective distance for LFAC with HVAC and HVDC in connections of offshore and remote onshore wind energy[J]. *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, 2021: 1-22.
- [32] MAIENZA C, AVOSSA A M, RICCIARDELLI F, et al. A life cycle cost model for floating offshore wind farms[J]. *Applied Energy*, 2020, 266: 114716.
- [33] 蔡亦竹, 柳璐, 程浩忠, 等. 全寿命周期成本(LCC)技术在电力系统中的应用综述[J]. *电力系统保护与控制*, 2011, 39(17): 149-154.
CAI Yizhu, LIU Lu, CHENG Haozhong, et al. Application review of life cycle cost (LCC) technology in power system[J]. *Power System Protection and Control*, 2011, 39(17): 149-154(in Chinese).
- [34] IOANNOU A, ANGUS A, BRENNAN F. A lifecycle techno-economic model of offshore wind energy for different entry and exit instances[J]. *Applied Energy*, 2018, 221: 406-424.
- [35] XIANG X, MERLIN M M C, GREEN T C. Cost analysis and comparison of HVAC, LFAC and HVDC for offshore wind power connection[C]//12th IET International Conference on AC and DC Power Transmission (ACDC 2016). May 28-29, 2016, Beijing. IET, 2016: 1-6.
- [36] LI R, YU L J, XU L, et al. Coordinated control of parallel DR-HVDC and MMC-HVDC systems for offshore wind energy transmission[J]. *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, 2020, 8(3): 2572-2582.
- [37] BATISTA R C, NICOLINI A M, DE M CARNIELUTTI F, et al. Analysis of modular multilevel converters for HVDC connection of offshore wind power plants[C]//2017 Brazilian Power Electronics Conference (COBEP). November 19-22, 2017, Juiz de Fora, Brazil. IEEE, 2017: 1-7.
- [38] 凌峰, 汤昶烽, 卫志农. 全寿命周期成本在海上风电输电方式经济性评估中的应用[J]. *江苏电机工程*, 2013, 32(5): 5-9.
LING Feng, TANG Changfeng, WEI Zhinong. The application of LCC in the economic evaluation of transmission means of the offshore wind power[J]. *Jiangsu Electrical Engineering*, 2013, 32(5): 5-9(in Chinese).
- [39] 姜书鹏, 乔颖, 徐飞, 等. 风储联合发电系统容量优化配置模型及敏感性分析[J]. *电力系统自动化*, 2013, 37(20): 16-21.
JIANG Shupeng, QIAO Ying, XU Fei, et al. Capacity optimization and sensitivity analysis of cogeneration system of wind power and energy storage[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2013, 37(20): 16-21(in Chinese).
- [40] 罗永捷, 宋勇辉, 熊小伏, 等. 高压大容量MMC换流阀损耗精确计算[J]. *中国电机工程学报*, 2020, 40(23): 7730-7742.
LUO Yongjie, SONG Yonghui, XIONG Xiaofu, et al. Accurate loss calculation method for bulk-power MMCs[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2020, 40(23): 7730-7742(in Chinese).
- [41] 徐进, 韦古强, 金逸, 等. 江苏如东海上风电场并网方式及经济性分析[J]. *高电压技术*, 2017, 43(1): 74-81.
XU Jin, WEI Guqiang, JIN Yi, et al. Economic analysis on integration topology of Rudong offshore wind farm in Jiangsu Province[J]. *High Voltage Engineering*, 2017, 43(1): 74-81(in Chinese).
- [42] IVÁN A A, RUBEN P G, BLASCO-GIMENEZ R, et al. Control strategy of a HVDC-diode Rectifier connected type-4 off-shore wind farm[C]//2015 IEEE 2nd International Future Energy Electronics Conference (IFEEC). November 1-4, 2015, Taipei, Taiwan, China. IEEE, 2015: 1-6.
- [43] 杨源, 汪少勇, 谭江平, 等. 海上风电智慧运维管理系统[J]. *南方能源建设*, 2021, 8(1): 74-79.
YANG Yuan, WANG Shaoyong, TAN Jiangping, et al. The intelligent operation and maintenance management system for offshore wind farms[J]. *Southern Energy Construction*, 2021, 8(1): 74-79(in Chinese).
- [44] 黄玲玲, 寻健, 王浩. 海上风机综合检修优化策略[J]. *电测与仪表*, 2020, 57(22): 112-119.
HUANG Lingling, XUN Jian, WANG Hao. Optimization strategy for comprehensive maintenance of offshore wind turbines[J]. *Electrical Measurement & Instrumentation*, 2020, 57(22): 112-119(in Chinese).
- [45] BRESESTI P, KLING W L, HENDRIKS R L, et al. HVDC connection of offshore wind farms to the transmission system[J]. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 2007, 22(1): 37-43.

收稿日期: 2021-03-31; 修回日期: 2021-08-17。



李贤育

作者简介:

李贤育(1996), 男, 硕士研究生, 研究方向为柔性直流输电、新能源发电及并网、海上风电及并网技术, E-mail: 1064656568@qq.com。

姚良忠(1961), 男, 教授, 博士生导师, 研究方向为新能源发电与并网、直流电网技术。通信作者, E-mail: yaoliangzhong@whu.edu.cn。

(责任编辑 张宇)

附录 A 部分成本计算过程及参数

A1 换流站VSC损耗计算

根据换流站的电压等级和传输容量, 选定IGBT型号。通过二极管的耐压水平和直流电压等级来确定二极管的个数 N 。

1) IGBT的导通损耗。

$$\begin{cases} P_{T, \text{cond}}(i_{\text{CE}}) = i_{\text{CE}} U_{\text{CE}0} + i_{\text{CE}}^2 r_{\text{CE}} \\ P_{D, \text{cond}}(i_f) = i_f U_{f0} + i_f^2 r_f \end{cases} \quad (\text{A1})$$

式中: $P_{T, \text{cond}}$ 、 $P_{D, \text{cond}}$ 分别为流经IGBT和反并联二极管的通态损耗; i_{CE} 、 i_f 分别为流经IGBT和反并联二极管的电流; $U_{\text{CE}0}$ 、 U_{f0} 分别为IGBT和反并联二极管的通态压降; r_{CE} 、 r_f 分别为IGBT和反并联二极管的通态电阻。

2) IGBT的截止损耗。

$$\begin{cases} P_{T, \text{off}} = \frac{U_{\text{CE}}^2}{R_{T, \text{off}}} \\ P_{D, \text{off}} = \frac{U_D^2}{R_{D, \text{off}}} \end{cases} \quad (\text{A2})$$

式中: $P_{T, \text{off}}$ 、 $P_{D, \text{off}}$ 分别为IGBT和反并联二极管的截止损耗; $R_{T, \text{off}}$ 、 $R_{D, \text{off}}$ 分别为IGBT和二极管的正向截止电阻, 由厂商数据手册提供; U_{CE} 、 U_D 分别为IGBT和反并联二极管的正向截止电压。

3) 电容模块损耗。

电容模块的运行损耗为

$$P_C = \sum_{i=1}^n I_i^2 R(f_i) \quad (\text{A3})$$

式中: I_i 为 i 次谐波电流的有效值; $R(f_i)$ 为电容在 i 次谐波电流下的等效串联电阻值, 具体参数由VSC换流器厂家提供; n_i 为第 n 次谐波。

A2 换流器DR的损耗计算

根据换流站的电压等级和传输容量, 选定二极管的型号。再考虑二极管的耐压水平和直流电压等级, 确定二极管的个数。根据SIEMENS、ABB提供的最新二极管参数, 单个二极管的损耗为

$$P_{\text{TAV}} = V_{\text{TO}} I_{\text{TAV}} + r_T I_{\text{rms}}^2 \quad (\text{A4})$$

式中: V_{TO} 是二极管的门槛电压, V; I_{TAV} 是流过二极管的正向平均电流, A; r_T 为二极管的通态特性斜率电阻, m Ω ; I_{rms} 为流过二极管的电流有效值, A。

A3 无功功率补偿成本

1) 理论上, DR的外特性与触发角为 0° 的LCC相同, 故其无功补偿容量 Q_{C1} 可参考LCC的补偿容量, 约为风电场额定容量的30%^[11]。

2) 变压器的无功损耗 Q_{C2} , 约为风电场额定容量的1%。

3) 在海底电缆传输中, 对地电容是限制有功功率传输的主要因素, 系统需要补偿无功功率。

$$Q_{C2} \approx 2\pi f_n C V_n^2 l_c \quad (\text{A5})$$

式中: Q_{C2} 为并联补偿电抗容量, Mvar; f_n 为交流频率; C 为海底电缆的 π 型等值电容, Mvar/km。

表 A1 海上风电直流送出系统参数

Table A1 Offshore wind farm DC transmission system parameters

参数类型	方案1	方案2	方案3	方案4
容量/MW	900			300
海上VSC换流站				
子模块数/个	240			107
子模块电容/ μF	15 000			6420
海上DR换流站				
容量/MW		900	900	900
变压器漏抗/pu		0.05	0.05	0.05
岸上换流站VSC				
容量/MW	900	900	900	900
子模块数/个	240	240	240	240
子模块电容/ μF	15 000	15 000	15 000	15 000
辅助器件				
储能容量/MW			90	
无功补偿容量/Mvar		420	300	

表 A2 换流站或变电站建设成本系数

Table A2 Substation construction cost coefficient

并网类型	a	b	c	d
变电站	0.439	0.004	0.002 3	0.751 3
方案1	2.195	0.009 7	0.007 2	1
方案2	0.80	0.005 3	0.007 2	1
方案3	0.80	0.005 3	0.007 2	1
DR	0.80	0.005 3		
方案4			0.007 2	1
VSC	2.195	0.009 7		

表 A3 电缆价格及回路数
Table A3 Cable price and number of circuits

电缆类型	离岸距离 l_c /km	电压 V_n /kV	半径/mm ²	传输容量 P /MW	单回路电缆价格 t_c /(万元·km ⁻¹)
交流电缆	0~150	132	630	187.0	266.5
	150~200	132	800	203.0	309.3
	200~250	132	1000	217.0	334.5
直流电缆	0~250	±320	1200	1791.0	365.7

表 A4 储能系统经济参数
Table A4 Economic parameters of energy storage system

参数	磷酸铁锂电池 (LFP)	全钒液流电池 (VRB)	超级电容
K_p /(元·kW ⁻¹)	3224	3720	1500
K_c /(元·(kWh) ⁻¹)	1085	1085	4100

表 A5 电缆参数
Table A5 Cable parameters

电缆类型	电压 V_n /kV	半径/mm ²	电阻 r_c /(mΩ·km ⁻¹)	电容 C /(nF·km ⁻¹)	稳态电流 I_{ssn} /A
交流电缆	132	630	26.2	209	995
	132	800	21.5	217	1080
	132	1000	18.2	238	1154
直流电缆	±320	1200	22.4		1791

“新型配电系统智能感知、分析与优化运行”专题征稿启事

社会的发展进步使得用户对电能供应的安全性与可靠性要求越来越高,同时伴随着近年来光伏、风电等分布式发电技术的飞速发展并实现平价上网,越来越多的用户逐渐成为发用电一体的“产消者”,其发电量甚至大于用电量,用户与电网从传统供需关系向双向互动模式转变。这驱使传统配电系统向新型配电系统演化,加之电动汽车、电力电子设备大量接入,配电网感知与优化运行问题愈发突出,配电系统进入了新的发展阶段。同时,信息与通信技术日新月异,为开展相关研究创造了更加先进的技术手段。在这样的新形势下,如何准确感知配电网状态,保障配电系统安全运行,值得广泛关注与深入研究。

为展示和分享优秀研究成果,《全球能源互联网》编辑部特邀天津大学栾文鹏教授、国家电网有限公司吕军教授高级工程师、山东理工大学徐丙垠教授共同担任特约主编,主持“新型配电系统智能感知、分析与优化运行”专题,与读者共同探讨该领域学术研究与应用方面的最新进展,真诚欢迎广大专家学者和科研人员积极投稿。

本刊不收取版面费、审稿费等任何费用,录用稿件有丰厚稿酬,所有发表论文均可多渠道公开获取。

“新型配电系统智能感知、分析与优化运行”专题拟于2022年5月出版,截稿日期2022年1月31日。

一、专题征稿范围(包括但不限于)

- 1) 配电网智能传感器与感知量测技术
- 2) 感知信息模型与信息传输、交互、安全技术
- 3) 配电设备状态监测与诊断
- 4) 配电网状态估计与风险评估
- 5) 电能质量监测与电压无功优化控制
- 6) 故障监测与自愈控制
- 7) 含高比例清洁能源的配电网优化运行
- 8) 配电网与用户侧分布式光伏+储能优化运行控制
- 9) 物联网、大数据、人工智能、云计算等新技术应用

二、投稿方式

请前往www.gei-journal.com/cn,在线提交全文,专题栏目选择“新型配电系统智能感知、分析与优化运行”。投稿前请仔细阅读投稿指南。

论文请按照《全球能源互联网》投稿模板撰写。请在期刊网站点击“我要投稿—投稿模板下载”,或关注“全球能源互联网期刊”微信公众号,在“中文期刊—投稿模板”中下载投稿模板,模板详细列出了论文各要素内容和版式要求,可方便套用。

三、联系方式

栾文鹏 教授: wenpeng.luan@tju.edu.cn
吕军 教高: zjklj@vip.sina.com
徐丙垠 教授: xuby@vip.163.com

《全球能源互联网》期刊编辑部:
周舟, 主编, zhou-zhou@geidco.org
李锡, 本期责编, xi-li@geidco.org
张宇, zhangyu@geidco.org
张鹏, zhang-peng@geidco.org