

基于极限学习机的输配一体储能系统选址定容协同优化策略

郑重^{1,2}, 苗世洪^{1,2}, 张松岩^{1,2}, 姚福星^{1,2}, 张迪^{1,2}, 韩佶^{1,2}

(1. 华中科技大学 电气与电子工程学院 强电磁工程与新技术国家重点实验室, 湖北 武汉 430074;
2. 华中科技大学 电气与电子工程学院 电力安全与高效湖北省重点实验室, 湖北 武汉 430074)

摘要:针对传统电网储能选址定容模型所存在的资源协同不足、求解复杂等问题,提出了一种基于极限学习机(ELM)的输配一体储能系统选址定容协同优化策略。首先,综合考虑输配电网的安全运行约束和经济性优化目标,分别建立输电网及配电网储能系统选址定容模型;引入二阶锥松弛转化模型非凸约束,建立基于二阶锥松弛的输配一体储能系统选址定容优化模型。其次,充分计及输配电网协同运行机制,推导含二阶锥约束的输电网节点边际电价;构建基于ELM的输配电网状态表征模型,实现输配电网状态快速响应。然后,提出一种基于ELM的输配一体储能系统选址定容协同优化算法,获取输配电网储能系统的全局最优配置。最后,以一个T6D7D9系统为例进行仿真分析,仿真结果表明所提优化策略能够充分协同输配电网资源,促进清洁能源安全消纳,有效提升输配电网运行经济性,实现“互利共赢”的目标。

关键词:输配一体;储能系统;选址定容;二阶锥松弛;极限学习机;协同优化

中图分类号:TM 715

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202111007

0 引言

近年来,全球环境气候问题突出,以风电、光伏为代表的新能源电站发展迅猛。由于风电、光伏等新能源发电方式具有随机性、波动性等强不确定性特征,其大规模接入将导致弃风弃光、潮流倒送、电网失稳等一系列问题日益严峻。在此背景下,储能系统凭借其自身所具有的调节灵活、响应迅速、安全可靠等特性,逐渐引起社会各界的广泛关注。2020年3月11日,国家发改委印发《关于加快建立绿色生产和消费法规政策体系的意见》,在促进能源清洁发展方面指出,要加大对储能技术、多能互补的政策支持力度^[1]。目前,储能技术正朝着转换高效化、高能量密度化和低应用成本化的方向发展。随着储能技术的研究和应用日渐成熟,储能系统的合理规划被公认为是促进清洁能源消纳、提高电网运行经济性和安全性的有效手段。

储能系统的有序接入是其技术经济性得以充分展现的重要前提。针对配电网储能选址定容问题,国内外学者已经开展了大量相关研究。文献[2]提出了一种多能互补发电系统中分布式电源与广义储能的双层优化规划方法。文献[3]提出了一种考虑源网荷灵活性资源的配电网储能优化配置方法,并采用内嵌潮流计算的多目标复合差分进化算法进行求解。文献[4]以储能系统荷电状态为参量,提出了基于可变功率修正系数的储能系统充放电控制策

略,并以此为基础构建了计及风电场投资、运行成本和储能运行寿命的储能容量优化模型。文献[5]综合考虑火电煤耗运行成本、风电弃风功率、储能建设成本等优化目标,提出了一种计及风险备用约束和多能源机组组合调度约束的输电网风储联合配置的规划方法。文献[6]计及设备投资、储能运行、风电消纳等约束,建立了涵盖规划决策、运行评估的输电网风储两阶段联合规划模型。上述文献主要研究了储能电站在输电网和主动配电网背景下的选址定容优化问题,未充分计及输电网和配电网间存在的协同关系,电网整体资源利用不充分,存在一定局限性。

随着智能电网的不断发展,输电网与配电网间信息数据耦合不断增强,输配电网协调优化必要性日益彰显^[7-9]。现有输配协同优化方法主要可以分为集中式和分布式2类。其中,传统集中式算法将输配电网视为统一整体,以系统整体经济性最优为目标进行计算;传统分布式算法将输配协同优化问题分解为输电网及配电网优化子问题,并利用节点边际电价LMP(Locational Marginal Price)和购电功率等边界观测量反复迭代,进而实现输配电网信息协同。文献[10]提出了一种基于LMP和配电网联络线购电功率交互的输配电网协调优化算法——异构分解HGD(HeteroGeneous Decomposition)算法,计及电网直流潮流约束,将输配一体经济调度问题分解为输电网经济调度和配电网经济调度2个子问题,并通过迭代获取模型最优解。文献[11]在传统HGD算法的基础上,通过数值拟合求解LMP对负荷的灵敏度,提升传统HGD算法收敛性。与此同时,鉴于传统分布式优化算法具有需要反复迭代、计算

收稿日期:2021-03-05;修回日期:2021-09-22

基金项目:国家自然科学基金资助项目(51777088)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(51777088)

时间较长的问题,文献[12]提出了一种非迭代解耦的协调求解方法,通过网损修正提升算法精度,相较于传统分布式算法计算效率得以提升。文献[13]提出了一种基于改进广义Benders分解的输电网协调经济调度方法,并利用预定可行割集的方式减少迭代次数。综上所述,现有部分输配一体优化算法采用直流潮流模型,由于输电网有功无功无法解耦,该方式下的计算精度难以得到保证。此外,现有输配一体优化算法研究主要集中在调度层面,设计输配一体协同的储能选址定容算法较少涉及。与此同时,目前关于输配一体协同优化核心是通过输电网与配电网间反复交互迭代获取全局最优解。当网络规模扩大时,输电网优化及配电网子问题计算次数将进一步增加,算法收敛性面临严峻挑战。

针对以上问题,本文提出了一种基于极限学习机ELM(Extreme Learning Machine)的输配一体储能系统选址定容协同优化策略。首先,以电网经济性最优为目标,计及电网安全稳定约束及联络线功率约束,建立基于二阶锥松弛的输配一体储能选址定容模型。其次,推导包含二阶锥约束的输电网节点边际电价TLMP(Transmission Locational Marginal Price),并通过ELM分别构建输电网及配电网储能选址定容状态表征模型,实现输、配电网子优化问题的快速响应。然后,以TLMP和配电网需求功率为交互变量,提出基于ELM的输配一体储能系统选址定容优化算法,以获取储能系统全局最佳安装位置及容量。最后,通过算例分析验证了本文所提算法的有效性及鲁棒性。

1 输配一体储能选址定容优化模型

随着智能配电网、主动配电网建设的不断推进,输电网数据信息大量交互、深度耦合,输电网向配电网提供电能支撑,配电网潮流分布亦对输电网存在一定制约,传统优化算法将配电网“被动地”视为输电网的固定负荷节点,无法获取系统全局最优解,适应性和可移植性亦较差,显然已不再适用。鉴于此,本文首先建立输电网及配电网储能选址定容模型,并进一步利用二阶锥松弛对模型非凸约束进行转化,建立输配一体储能选址定容优化模型,为后续算法的提出奠定基础。

1.1 输电网储能选址定容优化模型

1.1.1 目标函数

输电网储能选址定容模型以系统发电成本 $F_{\text{trans, gen}}$ 、网损成本 $F_{\text{trans, loss}}$ 、储能设备投建等年值 $F_{\text{trans, invest}}$ 、火电机组启停成本 $F_{\text{trans, shut}}$ 和弃风弃光成本 $F_{\text{trans, abandon}}$ 最小为优化目标,具体表达式如下:

$$F_{\text{trans}} = F_{\text{trans, gen}} + F_{\text{trans, loss}} + F_{\text{trans, invest}} + F_{\text{trans, shut}} + F_{\text{trans, abandon}} \quad (1)$$

$$F_{\text{trans, gen}} = \sum_{i=1}^T \sum_{i=1}^{N_G} [a_i + b_i P_{i,t}^{\text{trans}} + c_i (P_{i,t}^{\text{trans}})^2] \quad (2)$$

$$F_{\text{trans, loss}} = k_{\text{trans, loss}} P_{\text{trans, loss}} \quad (3)$$

$$F_{\text{trans, invest}} = (1 - k_c) F_{\text{ap}} (R_c C_{C, \text{trans}} + R_p C_{P, \text{trans}}) \quad (4)$$

$$F_{\text{trans, shut}} = s_{i,t}^{\text{trans}} (1 - u_i^{t-1}) u_i^t + h_{i,t}^{\text{trans}} (1 - u_i^t) u_i^{t-1} \quad (5)$$

$$F_{\text{trans, abandon}} = k_{\text{trans, w, abandon}} P_{\text{trans, w, abandon}} + k_{\text{trans, pv, abandon}} P_{\text{trans, pv, abandon}} \quad (6)$$

式中: F_{trans} 为输电网总目标函数;本文采用典型日的方式,选取一年中24个典型日时段对输电网全年运行状态进行表征,即 $T=24$; N_G 为输电网总火电机组数; a_i 、 b_i 、 c_i 为输电网第 i 台火电机组出力成本系数; $P_{i,t}^{\text{trans}}$ 为 t 时段输电网第 i 台火电机组出力; $k_{\text{trans, loss}}$ 、 $k_{\text{trans, w, abandon}}$ 、 $k_{\text{trans, pv, abandon}}$ 分别为输电网网损成本系数、弃风成本系数和弃光成本系数; $P_{\text{trans, loss}}$ 、 $P_{\text{trans, w, abandon}}$ 、 $P_{\text{trans, pv, abandon}}$ 分别为输电网总网损、总弃风量和总弃光量; R_c 、 R_p 分别为储能系统单位容量和单位功率投建成本; k_c 为储能机组残值率; F_{ap} 为年金现值系数; $C_{C, \text{trans}}$ 、 $C_{P, \text{trans}}$ 分别为输电网储能总投建容量和功率; $s_{i,t}^{\text{trans}}$ 、 $h_{i,t}^{\text{trans}}$ 分别为 t 时段第 i 台火电机组的启动成本和停机成本; u_i^t 为 t 时段第 i 台火电机组启停状态, $u_i^t=1$ 时表示机组处于开机状态, $u_i^t=0$ 时表示机组处于停机状态。

1.1.2 约束条件

1) 功率平衡约束。

输电网运行时应考虑如下系统有功及无功平衡约束:

$$\begin{cases} P_{i,t}^{\text{w, trans}} + P_{i,t}^{\text{pv, trans}} + P_{i,t}^{\text{c, trans, di}} - P_{i,t}^{\text{c, trans, ch}} + P_{i,t}^{\text{trans}} - P_{i,t}^{\text{grid}} - P_{i,t}^{\text{load, trans}} - \sum_{j \in M(i)} P_{ij,t}^{\text{trans}} = 0 \\ Q_{i,t}^{\text{trans}} - Q_{i,t}^{\text{grid}} - Q_{i,t}^{\text{load, trans}} - \sum_{j \in M(i)} Q_{ij,t}^{\text{trans}} = 0 \end{cases} \quad (7)$$

式中: $P_{i,t}^{\text{w, trans}}$ 、 $P_{i,t}^{\text{pv, trans}}$ 分别为 t 时段输电网节点 i 处风电和光伏有功出力; $P_{i,t}^{\text{c, trans, ch}}$ 、 $P_{i,t}^{\text{c, trans, di}}$ 分别为 t 时段输电网节点 i 处储能充电和放电功率; $Q_{i,t}^{\text{trans}}$ 为 t 时段输电网节点 i 处无功补偿装置的无功功率; $P_{i,t}^{\text{grid}}$ 、 $Q_{i,t}^{\text{grid}}$ 分别为 t 时段输电网节点 i 向配电网提供的有功和无功功率; $P_{i,t}^{\text{load, trans}}$ 、 $Q_{i,t}^{\text{load, trans}}$ 分别为 t 时段输电网节点 i 处负荷的有功和无功功率; $M(i)$ 为与输电网节点 i 相连的节点集合; $P_{ij,t}^{\text{trans}}$ 、 $Q_{ij,t}^{\text{trans}}$ 分别为 t 时段输电网支路 $i-j$ 的有功和无功功率。

2) 潮流约束。

输电网支路潮流约束可表示为:

$$\begin{cases} P_{ij,t}^{\text{trans}} = G_{ij} (U_{i,t}^{\text{trans}})^2 - G_{ij} U_{i,t}^{\text{trans}} U_{j,t}^{\text{trans}} \cos \theta_{ij,t} - B_{ij} U_{i,t}^{\text{trans}} U_{j,t}^{\text{trans}} \sin \theta_{ij,t} \\ Q_{ij,t}^{\text{trans}} = B_{ij} U_{i,t}^{\text{trans}} U_{j,t}^{\text{trans}} \cos \theta_{ij,t} - G_{ij} (U_{i,t}^{\text{trans}})^2 - G_{ij} U_{i,t}^{\text{trans}} U_{j,t}^{\text{trans}} \sin \theta_{ij,t} \end{cases} \quad (8)$$

式中: G_{ij} 、 B_{ij} 分别为输电网支路 $i-j$ 的电导和电纳值;

$U_{i,t}^{\text{trans}}$ 、 $U_{j,t}^{\text{trans}}$ 分别为 t 时段输电节点 i 、 j 的电压值; $\theta_{ij,t}$ 为 t 时段输电节点 i 与节点 j 之间的电压相位差。

3) 线路载流量约束。

$$0 \leq I_{ij}^{\text{trans}} \leq I_{ij,\max}^{\text{trans}} \quad (9)$$

式中: I_{ij}^{trans} 为输电支路 i - j 的载流量; $I_{ij,\max}^{\text{trans}}$ 为输电支路 i - j 的载流量上限。

4) 节点电压约束。

$$U_{\min}^{\text{trans}} \leq U_{i,t}^{\text{trans}} \leq U_{\max}^{\text{trans}} \quad (10)$$

式中: U_{\max}^{trans} 、 U_{\min}^{trans} 分别为输电节点电压上限和下限。

5) 储能设备运行约束。

储能设备运行需满足充放电功率约束、充放电状态约束、荷电状态约束等运行约束,具体如下:

$$\begin{cases} 0 \leq P_{i,t}^{\text{c,trans, ch}} \leq p_i^{\text{trans, c}} \\ 0 \leq P_{i,t}^{\text{c,trans, di}} \leq p_i^{\text{trans, c}} \\ B_{i,t}^{\text{di}} + B_{i,t}^{\text{ch}} \leq 1 \\ \sum_{t=1}^T P_{i,t}^{\text{c,trans, di}} \leq C_i^{\text{trans, c}} \\ \sum_{t=1}^T P_{i,t}^{\text{c,trans, ch}} \leq C_i^{\text{trans, c}} \\ S_{i,t}^{\text{soc}} - S_{i,t-1}^{\text{soc}} = \frac{P_{i,t}^{\text{c,trans, di}} / \eta_{\text{di}} - \eta_{\text{ch}} P_{i,t}^{\text{c,trans, ch}}}{C_i^{\text{trans, c}}} \\ S_{\min}^{\text{soc}} \leq S_{i,t}^{\text{soc}} \leq S_{\max}^{\text{soc}} \end{cases} \quad (11)$$

式中: $c_i^{\text{trans, c}}$ 、 $p_i^{\text{trans, c}}$ 分别为输电节点 i 处储能安装容量和功率; $B_{i,t}^{\text{ch}}$ 、 $B_{i,t}^{\text{di}}$ 分别为 t 时段输电节点 i 处储能充电和放电状态 0-1 变量, $B_{i,t}^{\text{ch}} = 1$ 、 $B_{i,t}^{\text{di}} = 0$ 时表示储能电站处于充电状态, $B_{i,t}^{\text{di}} = 1$ 、 $B_{i,t}^{\text{ch}} = 0$ 时表示储能电站处于放电状态; $S_{i,t}^{\text{soc}}$ 为 t 时段输电节点 i 处储能荷电状态; η_{ch} 、 η_{di} 分别为储能充电和放电效率; S_{\max}^{soc} 、 S_{\min}^{soc} 分别为输电节点储能的最大和最小荷电状态。

6) 储能设备投建约束。

考虑输电网络特性, 储能设备应安装在输电网络固定节点, 且应满足安装容量约束, 即:

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^{N_{\text{trans}}} c_i^{\text{trans, c}} = C_{\text{C,trans}}, \quad \sum_{i=1}^{N_{\text{trans}}} p_i^{\text{trans, c}} = C_{\text{P,trans}} \\ c_{\min}^{\text{trans, c}} \leq c_i^{\text{trans, c}} \leq c_{\max}^{\text{trans, c}}, \quad p_{\min}^{\text{trans, c}} \leq p_i^{\text{trans, c}} \leq p_{\max}^{\text{trans, c}} \end{cases} \quad (12)$$

式中: $c_{\max}^{\text{trans, c}}$ 、 $c_{\min}^{\text{trans, c}}$ 和 $p_{\max}^{\text{trans, c}}$ 、 $p_{\min}^{\text{trans, c}}$ 分别为输电节点接入容量和功率的上、下限; N_{trans} 为输电节点总数。

7) 联络线功率约束。

输电网络与配电网联络线传输功率应满足:

$$0 \leq P_{i,t}^{\text{grid}} \leq P_{i,t}^{\text{grid, max}} \quad (13)$$

式中: $P_{i,t}^{\text{grid, max}}$ 为 t 时段节点 i 联络线传输功率上限。

8) 平衡节点约束。

$$U_i^{\text{trans, balance}} = U_b^{\text{trans}} \quad (14)$$

式中: $U_i^{\text{trans, balance}}$ 为 t 时段输电网络平衡节点电压; U_b^{trans} 为输电网络基准电压。

9) 分布式发电出力约束。

$$\begin{cases} 0 \leq P_{i,t}^{\text{trans, w}} \leq c_i^{\text{trans, w}} P_t^{\text{w}} \\ 0 \leq P_{i,t}^{\text{trans, pv}} \leq c_i^{\text{trans, pv}} P_t^{\text{pv}} \end{cases} \quad (15)$$

式中: $c_i^{\text{trans, w}}$ 、 $c_i^{\text{trans, pv}}$ 分别为输电节点 i 处风电和光伏安装容量; P_t^{w} 、 P_t^{pv} 分别为风电和光伏典型日出力值。

10) 火电机组出力约束。

$$u_i^t P_{i,t}^{\text{trans, min}} \leq P_{i,t}^{\text{trans}} \leq u_i^t P_{i,t}^{\text{trans, max}} \quad (16)$$

式中: $P_{i,t}^{\text{trans, max}}$ 、 $P_{i,t}^{\text{trans, min}}$ 分别为 t 时段输电节点 i 处发电机出力上限和下限。

11) 机组爬坡约束。

$$\begin{cases} P_{i,t}^{\text{trans}} - P_{i,t-1}^{\text{trans}} \leq R_{\text{ui}} \\ P_{i,t-1}^{\text{trans}} - P_{i,t}^{\text{trans}} \leq R_{\text{di}} \end{cases} \quad (17)$$

式中: R_{ui} 、 R_{di} 分别为机组 i 爬坡最大上坡率和下坡率。

12) 机组最小启停机时间约束。

机组最小持续运行 / 停运时间约束可表示为^[14]:

$$\begin{cases} T_{i,\text{on}} \geq T_{i,\text{on, min}} \\ T_{i,\text{off}} \geq T_{i,\text{off, min}} \end{cases} \quad (18)$$

式中: $T_{i,\text{on}}$ 、 $T_{i,\text{off}}$ 分别为机组 i 持续运行时间和持续停运时间; $T_{i,\text{on, min}}$ 、 $T_{i,\text{off, min}}$ 分别为机组 i 最小持续运行时间和最小持续停运时间。

1.2 配电网储能选址定容优化模型

1.2.1 目标函数

配电网储能选址定容优化模型以购电成本、网损成本、弃风弃光成本和储能设备投建等年值之和最小为优化目标, 具体表达式如下:

$$F_{\text{dis, k}} = F_{\text{dis, k, b}} + F_{\text{dis, k, loss}} + F_{\text{dis, k, abandon}} + F_{\text{dis, k, invest}} \quad (19)$$

$$F_{\text{dis, k, b}} = \sum_{t=1}^T L_{k,t}^{\text{imp}} P_{k,t}^{\text{grid}} \quad (20)$$

$$F_{\text{dis, k, loss}} = k_{\text{dis, k, loss}} P_{\text{dis, k, loss}} \quad (21)$$

$$F_{\text{dis, k, abandon}} = k_{\text{dis, k, w, abandon}} P_{\text{dis, k, w, abandon}} + k_{\text{dis, k, pv, abandon}} P_{\text{dis, k, pv, abandon}} \quad (22)$$

$$F_{\text{dis, k, invest}} = R_{\text{C}} (1 - k_{\text{c}}) F_{\text{ap}} C_{\text{C, dis, k}} \quad (23)$$

式中: $F_{\text{dis, k}}$ 为第 k 个配电网优化目标; $F_{\text{dis, k, b}}$ 为第 k 个配电网购电成本; $F_{\text{dis, k, loss}}$ 为第 k 个配电网网损成本; $F_{\text{dis, k, abandon}}$ 为第 k 个配电网弃风弃光成本; $F_{\text{dis, k, invest}}$ 为第 k 个配电网储能投建等年值成本; $L_{k,t}^{\text{imp}}$ 为 t 时段第 k 个配电网购电电价; $P_{k,t}^{\text{grid}}$ 为 t 时段第 k 个配电网购电量; $k_{\text{dis, k, loss}}$ 、 $k_{\text{dis, k, w, abandon}}$ 和 $k_{\text{dis, k, pv, abandon}}$ 分别为第 k 个配电网网损成本系数、弃风成本系数和弃光成本系数; $P_{\text{dis, k, loss}}$ 、 $P_{\text{dis, k, w, abandon}}$ 和 $P_{\text{dis, k, pv, abandon}}$ 分别为第 k 个配电网总网损、总弃风量和总弃光量; $C_{\text{C, dis, k}}$ 为第 k 个配电网储能总投建容量。

1.2.2 约束条件

配电网功率平衡约束、潮流约束等约束表达式及变量定义与输电网络对应约束(式(8)~(15))类似, 具体见附录 A。

1.3 基于二阶锥松弛的输配一体电网储能选址定容优化模型

1.3.1 基于二阶锥松弛的模型非凸约束转化

由上述分析可知,本文所建立的输电网储能选址定容模型和配电网选址定容模型中均包含潮流约束等典型非凸约束,如式(8)所示。考虑到目前非凸优化问题无法使用成熟商业软件进行求解,同时启发式算法在求解非凸优化问题时存在全局搜索能力差、精度低等缺陷^[2],因此本文引入二阶锥松弛技术^[15],将输电网及配电网储能选址定容非凸优化问题转换为凸优化问题,从而降低模型求解难度。以输电网储能选址定容模型为例,介绍该模型的二阶锥松弛过程。首先定义变量如下:

$$\begin{cases} J_{i,t}^{\text{trans}} = (U_{i,t}^{\text{trans}})^2, J_{j,t}^{\text{trans}} = (U_{j,t}^{\text{trans}})^2 \\ K_{ij,t}^{\text{trans}} = U_{i,t}^{\text{trans}} U_{j,t}^{\text{trans}} \cos \theta_{ij,t} \\ H_{ij,t}^{\text{trans}} = U_{i,t}^{\text{trans}} U_{j,t}^{\text{trans}} \sin \theta_{ij,t} \end{cases} \quad (24)$$

根据式(24)可进一步将输电网潮流方程约束、线路载流量约束及节点电压约束分别转换为:

$$\begin{cases} P_{ij,t}^{\text{trans}} = G_{ij} J_{i,t}^{\text{trans}} - G_{ij} K_{ij,t}^{\text{trans}} - B_{ij} H_{ij,t}^{\text{trans}} \\ Q_{ij,t}^{\text{trans}} = -B_{ij} J_{i,t}^{\text{trans}} + B_{ij} K_{ij,t}^{\text{trans}} - G_{ij} H_{ij,t}^{\text{trans}} \end{cases} \quad (25)$$

$$0 \leq (G_{ij}^2 + B_{ij}^2)(J_{i,t}^{\text{trans}} + J_{j,t}^{\text{trans}} - 2K_{ij,t}^{\text{trans}}) \leq (I_{ij,\text{max}}^{\text{trans}})^2 \quad (26)$$

$$J_{i,\text{min}}^{\text{trans}} \leq J_{i,t}^{\text{trans}} \leq J_{i,\text{max}}^{\text{trans}} \quad (27)$$

式中: $J_{i,\text{max}}^{\text{trans}}$ 、 $J_{i,\text{min}}^{\text{trans}}$ 分别为输电网节点*i*电压平方上限和下限。

由式(24)可知,二阶锥变量需满足如下耦合关系:

$$K_{ij,t}^{\text{trans}} - K_{ji,t}^{\text{trans}} = 0 \quad (28)$$

$$H_{ij,t}^{\text{trans}} + H_{ji,t}^{\text{trans}} = 0 \quad (29)$$

$$J_{i,t}^{\text{trans}} J_{j,t}^{\text{trans}} = (K_{ij,t}^{\text{trans}})^2 + (H_{ij,t}^{\text{trans}})^2 \quad (30)$$

由于式(30)仍存在非凸项,将其进一步松弛为:

$$J_{i,t}^{\text{trans}} J_{j,t}^{\text{trans}} \geq (K_{ij,t}^{\text{trans}})^2 + (H_{ij,t}^{\text{trans}})^2 \quad (31)$$

式(31)用二阶锥标准形式可表示为:

$$\left\| \begin{array}{c} 2K_{ij,t}^{\text{trans}} \\ 2H_{ij,t}^{\text{trans}} \\ J_{i,t}^{\text{trans}} - J_{j,t}^{\text{trans}} \end{array} \right\| \leq J_{i,t}^{\text{trans}} + J_{j,t}^{\text{trans}} \quad (32)$$

配电网模型二阶锥松弛具体流程见附录B。

1.3.2 输配一体储能选址定容模型目标函数

在完成输配电网储能选址定容模型凸松弛处理后,本文进一步建立基于二阶锥松弛的输配一体电网储能选址定容优化模型。模型优化目标为输电网及配电网总体经济性最优,具体表达式如下:

$$F_{\text{t-d}} = F_{\text{trans}} + \sum_{k=1}^{N_D} F_{\text{dis},k} \quad (33)$$

式中: $F_{\text{t-d}}$ 为输配电网总体经济性优化目标; N_D 为配电网总数量。

值得说明的是,本文以1个输电网与*k*个配电网组成的系统为例进行分析,类似地,本文所提模型与

算法能够自然地推广至*m*个输电网与*k*个配电网所组成的系统。

1.3.3 输配一体储能选址定容模型约束条件

输配一体电网储能选址定容优化模型约束即为输电网储能选址定容模型与配电网储能选址定容模型约束的并集。

综上,本文所建立的输配一体储能选址定容模型如下:

$$\begin{cases} \text{目标函数: 式(33)} \\ \text{s.t. 式(7)、(11)—(18)、(24)—(29)、(32),} \\ \text{附录A式(A1)、(A5)—(A9),} \\ \text{附录B式(B1)—(B7)} \end{cases} \quad (34)$$

2 基于ELM的输配一体储能选址定容模型求解

在建立输配一体储能选址定容模型后,由于传统输配一体优化算法存在计算时间长、收敛困难、全局搜索能力差等缺陷,本文进一步提出基于ELM的输配一体储能选址定容算法,从而改善算法计算时间及收敛性。

2.1 包含二阶锥约束的输配电网LMP推导

TLMP和配电网购电功率是表征输配电网协同运行机制的重要指标,能够充分反映输配协同过程中输电网优化信息。TLMP定义为满足输电网节点新增单位负荷的系统边际成本^[16]。在输配电网协同优化领域,TLMP具有反映输电网电能生产成本、引导配电网购电计划制定、促进输配协同优化问题收敛至全局最优解等重要作用。目前,部分学者在研究输配一体优化问题时采用出清电价或以直流潮流为基础的电网LMP^[17-18],该方法虽然计算简单,但无法充分表征电力供需关系。与此同时,传统TLMP求解方法亦无法解决模型二阶锥约束所导致互补松弛条件出现二次项的问题,以输电网二阶锥约束为例,式(32)对应的互补松弛条件为:

$$\lambda_{\text{cone}} \left\{ \sqrt{[4(K_{ij,t}^{\text{trans}})^2 + 4(H_{ij,t}^{\text{trans}})^2 + (J_{i,t}^{\text{trans}} - J_{j,t}^{\text{trans}})^2]} - J_{i,t}^{\text{trans}} - J_{j,t}^{\text{trans}} \right\} = 0 \quad (35)$$

式中: λ_{cone} 为式(32)所对应的拉格朗日乘子。

由于式(35)为二次项形式,因此传统方法将难以直接获取对应TLMP,从而极大地增加了模型求解复杂度。鉴于此,在基于二阶锥松弛的输配一体电网储能选址定容优化模型的基础上,本文进一步推导含二阶锥约束的TLMP表达式。首先,对二阶锥约束的互补松弛条件形式进行等价变形。以输电网二阶锥约束为例,式(35)所示的互补松弛条件可表示为:

$$\lambda^{J^+} (J_{i,t}^{\text{trans}} + J_{j,t}^{\text{trans}}) - \lambda^{J^-} (J_{i,t}^{\text{trans}} - J_{j,t}^{\text{trans}}) - 2\lambda^H K_{ij,t}^{\text{trans}} - 2\lambda^K H_{ij,t}^{\text{trans}} = 0 \quad (36)$$

式中: λ^{J^+} 、 λ^{J^-} 、 λ^K 、 λ^H 为对应的拉格朗日乘子。在满足强对偶性的条件下,式(36)所示的拉格朗日乘子满足:

$$\begin{cases} 2\lambda^H \\ 2\lambda^K \\ \lambda^{J^-} \end{cases} \leq \lambda^{J^+} \quad (37)$$

进一步构造输电网储能选址定容模型拉格朗日函数,见附录 C。

类似地,可以得到配电网储能选址定容模型拉格朗日函数及输配一体储能选址定容模型拉格朗日函数。根据输电网储能选址定容模型 KKT 条件可得:

$$L^{\text{imp}} = -u^p - \underline{\lambda}_c + \bar{\lambda}^G \quad (38)$$

式中: L^{imp} 为 TLMP 值; u^p 和 $\underline{\lambda}_c$ 、 $\bar{\lambda}^G$ 分别为式(7)和式(13)所对应的拉格朗日乘子。

鉴于上文所建立的输配一体储能选址定容模型中存在 0-1 变量(火电机组启停及储能充放电状态变量),本文借鉴整数松弛定价^[16]的思想进行求解,即首先允许火电机组启停变量 u_i^t 和储能充放电状态变量 $B_{i,t}^{\text{ch}}$ 、 $B_{i,t}^{\text{dis}}$ 在定价模型中连续地在 $[0, 1]$ 区间内变化,对输配电网储能选址定容协同优化模型进行整体优化求解,在获取变量最优值后将其作为参数代入原模型中,进而根据式(38)求解松弛后的 TLMP。该方法有效地解决了模型中包含 0-1 变量导致拉格朗日乘子不精确的问题,确保模型 TLMP 求解精度。

至此,本文完成了含二阶锥约束的输配一体储能选址定容模型 TLMP 推导,为输配电网交互关系的有效表征提供理论基础。

2.2 基于 ELM 的输配电网状态表征模型

由上述分析可知,传统输配一体协调优化算法通常需要反复迭代求解输电网子优化及配电网子优化问题,随着迭代次数的提升,算法的时间复杂度和空间复杂度主要来源于输配电网子优化问题;此外,电压等级的升高、网络拓扑的复杂化均将导致算法的计算时间、计算精度和收敛性受到极大挑战。鉴于此,本文提出一种基于 ELM 的输配电网储能选址定容状态表征模型。ELM 是一种新型单隐层前向神经网络。与传统智能算法相比,ELM 训练过程中不需要调整网络的输入权值以及隐元的偏置,能够产生唯一的最优解,因此具有学习速度快且泛化性能好的优点^[19]。

ELM 的输入矩阵和输出矩阵可分别表示为:

$$X_{\text{input}} = \begin{bmatrix} x_{11} & x_{12} & \cdots & x_{1c} \\ x_{21} & x_{22} & \cdots & x_{2c} \\ \vdots & \vdots & & \vdots \\ x_{r1} & x_{r2} & \cdots & x_{rc} \end{bmatrix} \quad (39)$$

$$Y_{\text{output}} = \begin{bmatrix} y_{11} & y_{12} & \cdots & y_{1c} \\ y_{21} & y_{22} & \cdots & y_{2c} \\ \vdots & \vdots & & \vdots \\ y_{s1} & y_{s2} & \cdots & y_{sc} \end{bmatrix} \quad (40)$$

式中: X_{input} 、 Y_{output} 分别为 ELM 输入矩阵和输出矩阵; c 为 ELM 训练样本数量; r 为输入向量维度; s 为输出向量维度。

进一步地,假设输入层 S 与隐层 B 连接权值矩阵 W 和隐层 B 与输出层 F 连接权值矩阵 β 分别为:

$$W = \begin{bmatrix} w_{11} & w_{12} & \cdots & w_{1r} \\ w_{21} & w_{22} & \cdots & w_{2r} \\ \vdots & \vdots & & \vdots \\ w_{l1} & w_{l2} & \cdots & w_{lr} \end{bmatrix} \quad (41)$$

$$\beta = \begin{bmatrix} \beta_{11} & \beta_{12} & \cdots & \beta_{1s} \\ \beta_{21} & \beta_{22} & \cdots & \beta_{2s} \\ \vdots & \vdots & & \vdots \\ \beta_{l1} & \beta_{l2} & \cdots & \beta_{ls} \end{bmatrix} \quad (42)$$

式中: l 为隐层向量维度。

进一步假设隐层神经元的阈值 b 为:

$$b = [b_1, b_2, \cdots, b_l]^T \quad (43)$$

设隐层神经元的激活函数为 $g(x)$, 则 ELM 网络的输出 T 可表示为:

$$T = \beta G(\cdot) \quad (44)$$

$$G(\cdot) = \begin{bmatrix} g(w_{11}x_{11} + b_1) & g(w_{12}x_{12} + b_1) & \cdots & g(w_{1l}x_{1l} + b_1) \\ g(w_{21}x_{21} + b_2) & g(w_{22}x_{22} + b_2) & \cdots & g(w_{2l}x_{2l} + b_2) \\ \vdots & \vdots & & \vdots \\ g(w_{l1}x_{l1} + b_l) & g(w_{l2}x_{l2} + b_l) & \cdots & g(w_{ll}x_{ll} + b_l) \end{bmatrix} \quad (45)$$

式中: $G(\cdot)$ 为 ELM 网络的隐层传输矩阵; $w_i = [w_{i1}, w_{i2}, \cdots, w_{ir}]$ ($i=1, 2, \cdots, l$) 为连接权值矩阵 W 的第 i 个行向量; $x_j = [x_{1j}, x_{2j}, \cdots, x_{rj}]^T$ ($j=1, 2, \cdots, c$) 为输入矩阵 X_{input} 的第 j 个列向量。

由于输配一体储能选址定容模型中数据量冗杂,输配电网间高度耦合,因此对于输电网和配电网选址定容模型而言,确定系统控制变量、状态变量是实现 ELM 迅速表征的首要前提。针对本文所研究的输配电网储能选址定容问题,需要分别训练 2 类 ELM,即输电网状态表征模型及配电网状态表征模型,分别对应输电网及配电网储能选址定容子优化问题。其中,输电网控制变量、状态变量分别设置如下:

$$X_{\text{trans, control}} = [P_{i,t}^{k, \text{grid}}] \quad (46)$$

$$Y_{\text{trans, state}} = [L^{\text{imp}}, P_{\text{trans, w, abandon}}, P_{\text{trans, pv, abandon}}, C_i^{\text{trans}}, P_{\text{trans, loss}}, P_{i,t}^{\text{c, trans, ch}}, P_{i,t}^{\text{c, trans, di}}, P_{i,t}^{\text{trans}}] \quad (47)$$

式中: $X_{\text{trans, control}}$ 为输电网控制变量; $Y_{\text{trans, state}}$ 为输电网状态变量。

类似地,配电网控制变量、状态变量设置如下:

$$\mathbf{X}_{\text{dis},k,\text{control}} = [L^{\text{imp}}] \quad (48)$$

$$\mathbf{Y}_{\text{dis},k,\text{state}} = [P_{i,t}^{\text{grid}}, c_i^{\text{dis},k}, P_{i,t}^{\text{c,dis},k,\text{di}}, P_{i,t}^{\text{c,dis},k,\text{ch}}, P_{\text{dis},k,\text{loss}}, P_{\text{dis},k,\text{w,abandon}}, P_{\text{dis},k,\text{pv,abandon}}] \quad (49)$$

式中: $\mathbf{X}_{\text{dis},k,\text{control}}$ 为第 k 个配电网控制变量; $\mathbf{Y}_{\text{dis},k,\text{state}}$ 为第 k 个配电网状态变量。

确定输电网控制变量及状态变量后,即可通过ELM分别建立输电网状态表征模型及配电网状态表征模型。由上述分析可知,输电网及配电网状态表征模型满足如下约束条件:

$$\begin{cases} \mathbf{X}_{\text{trans,input}} = \mathbf{X}_{\text{trans,control}} \\ \mathbf{Y}_{\text{trans,output}} = \mathbf{Y}_{\text{trans,state}} \end{cases} \quad (50)$$

$$\begin{cases} \mathbf{X}_{\text{dis},k,\text{input}} = \mathbf{X}_{\text{dis},k,\text{control}} \\ \mathbf{Y}_{\text{dis},k,\text{output}} = \mathbf{Y}_{\text{dis},k,\text{state}} \end{cases} \quad (51)$$

式中: $\mathbf{X}_{\text{trans,input}}$ 、 $\mathbf{Y}_{\text{trans,output}}$ 、 $\mathbf{X}_{\text{dis},k,\text{input}}$ 、 $\mathbf{Y}_{\text{dis},k,\text{output}}$ 分别为输电网ELM训练输入矩阵、输电网ELM训练输出矩阵、第 k 个配电网ELM训练输入矩阵和第 k 个配电网ELM训练输出矩阵。

综上,本文进一步构建基于ELM的输电网状态表征模型及配电网状态表征模型,具体流程如下。

步骤1:分别确定输电网和配电网控制及状态向量 $[\mathbf{X}_{\text{trans,control}}, \mathbf{Y}_{\text{trans,state}}]$ 、 $[\mathbf{X}_{\text{dis},k,\text{control}}, \mathbf{Y}_{\text{dis},k,\text{state}}]$ 。

步骤2:数据输入。分别以输电网和配电网为研究对象,初始化输入层 S 和隐层 B 连接权值矩阵 $\mathbf{W}_{\text{trans}}$ 、 $\mathbf{W}_{\text{dis},k}$ 以及隐层神经元的阈值 b_{trans} 、 $b_{\text{dis},k}$ 。

步骤3:确定隐层神经元激活函数,本文选择 sign 函数作为隐层神经元激活函数。

步骤4:依次计算输电网及配电网隐层输出矩阵 $\mathbf{G}_{\text{trans}}(\cdot)$ 、 $\mathbf{G}_{\text{dis},k}(\cdot)$ 及输出层权值矩阵 β_{trans} 、 $\beta_{\text{dis},k}$,并最终根据式(39)–(45),分别构建输电网状态表征模型和配电网状态表征模型。

2.3 基于ELM的输配一体储能选址定容算法

2.3.1 算法流程

在2.1节和2.2节的研究基础上,本文进一步提出基于ELM的输配一体储能选址定容算法。该算法将TLMP和配电网购电功率作为交互变量,通过基于ELM的输配电网状态表征模型实现输电网及配电网储能选址定容问题求解,并构造算法收敛判据,迭代求解直至算法收敛后输出系统储能选址定容优化结果。算法流程图如附录D图D1所示。

2.3.2 算法最优性验证

下面本文将进一步对算法的最优性进行证明。由附录D图D1可知,本文所提出的基于ELM的输配一体储能选址定容算法收敛判据为:

$$|L_{m+1}^{\text{imp}} - L_m^{\text{imp}}| \leq \varepsilon \quad (52)$$

式中: L_m^{imp} 、 L_{m+1}^{imp} 分别为第 m 次迭代和第 $m+1$ 次迭代时TLMP值; ε 为收敛阈值。利用2.1节类似的方法,

输配一体储能选址定容模型KKT条件的联络线功率项可表示为:

$$(-u^{\text{p}} - \underline{\lambda}_{\text{G}} + \bar{\lambda}^{\text{G}}) - (u^{\text{dis,P}} - \underline{\lambda}_{\text{dis,G}} + \bar{\lambda}^{\text{dis,G}}) = 0 \quad (53)$$

式中: $u^{\text{dis,P}}$ 和 $\underline{\lambda}_{\text{dis,G}}$ 、 $\bar{\lambda}^{\text{dis,G}}$ 分别为附录A式(A1)和附录A式(A8)所对应的拉格朗日乘子。进一步假设算法在第 k 次迭代收敛,分别根据输电网及配电网KKT最优性条件可得:

$$L_m^{\text{imp}} = u^{\text{dis,P}} - \underline{\lambda}_{\text{dis,G}} + \bar{\lambda}^{\text{dis,G}} \quad (54)$$

$$L_{m+1}^{\text{imp}} = -u^{\text{p}} - \underline{\lambda}_{\text{G}} + \bar{\lambda}^{\text{G}} \quad (55)$$

当算法在第 m 次迭代收敛时, $L_m^{\text{imp}} = L_{m+1}^{\text{imp}}$,算法收敛解满足式(53)所示的输配一体储能选址定容模型KKT最优性条件,因此算法的最优性得到了证明。

综上,本文提出的基于ELM的输配一体储能选址定容算法能够充分计及输配电网状态交互,同时利用ELM的快速响应特性,克服了传统算法在计算时间和收敛性方面的缺陷,算法的最优性亦得到有效证明,具有优秀的应用价值。

3 算例分析

本文算例采用如图1所示的T6D7D9系统进行分析,该系统包含1个输电网及与之相连的2个配电网。系统基本参数见文献[20],本文以锂电池储能为例开展算例分析,储能系统参数见文献[21],输配电网网架参数及锂电池基础参数见附录E表E1—E4。在本文算例中,仅考虑配电网向输电网购电,不允许配电网潮流返送。

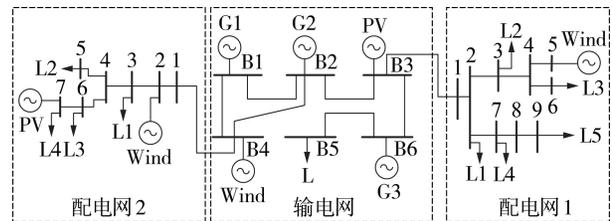


图1 算例系统结构图

Fig.1 Structure diagram of example system

本文分别从计算精度、鲁棒性及算法有效性等多个维度进行深入探讨,具体结果如下。

3.1 状态表征模型精度验证

为验证本文所提出的基于ELM的输配电网状态表征模型的计算精度,在本文算例中,利用输电网及配电网选址定容子优化程序得到600组数据,选取其中的50%作为训练数据,剩余的50%作为测试数据,输电网及配电网1、配电网2的300组测试样本对应的训练误差如图2所示。

由图2可知,输电网、配电网1和配电网2的ELM平均训练误差分别为-0.15%、-2.60%和-2.25%,输电网、配电网1和配电网2的ELM绝对训练误差

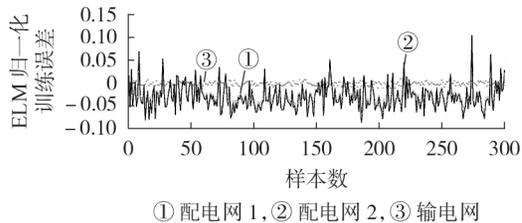


图2 ELM训练误差

Fig.2 Training errors of ELM

分别为0.52%、2.82%和2.68%，系统ELM绝对训练误差为2.05%。可见ELM训练误差基本控制在 $\pm 2\%$ 误差带以内，最大训练误差控制在10%以内，ELM的训练精度得以有效验证。因此，本文所提出的基于ELM的输电网及配电网状态表征模型能够有效反映输电网与配电网变量之间的耦合关系，在确保输电网和配电网储能选址定容优化模型求解精度的前提下，降低了模型计算复杂度，提升了模型收敛速度。

3.2 算法对比

HGD算法是一种较为经典的输配电网交叉迭代算法^[10]，广泛应用于输配电网协调优化调度、控制等领域。本文将基于ELM的输配一体储能选址定容算法与传统集中式算法和基于HGD的分布式算法(简称HGD算法)进行对比，由于基于直流潮流的HGD算法计算误差较大，精度较低，不具有代表性，因此本文选取基于交流潮流的HGD算法和集中式算法与本文算法进行对比，分别构建了以下3种场景：场景1，输配电网协同进行储能选址定容，利用本文所提出的基于ELM的输配一体储能选址定容算法进行优化，进而获取储能选址定容结果；场景2，利用HGD算法获取储能选址定容结果；场景3，利用集中式算法获取储能选址定容结果。

场景1—3下的结果对比如表1所示。

表1 3种场景的算法对比

Table 1 Comparison of algorithms among three scenarios

指标	场景1	场景2	场景3
系统成本/万元	16204.89	15821.13	15750.02
输电网成本/万元	14122.23	13768.11	13717.80
配电网1成本/万元	208.52	206.25	205.14
配电网2成本/万元	1874.15	1846.78	1827.09
运行时间/s	110.20	1069.20	451.00

由表1可知，本文所提出的基于ELM的输配一体储能选址定容算法与传统集中式算法和HGD算法求解结果基本保持一致，3种算法的输配电网优化目标求解误差控制在3%以内。与此同时，由于本文算法利用ELM的构造输配电网状态表征模型替代了HGD算法的输配电网子程序优化过程，在输、配电网独立优化过程中节省了大量时间，因此本

文算法在计算效率方面相较于传统集中式算法和HGD算法优势更显著。

3.3 算法初值敏感性分析

算法的初值敏感性是衡量输配一体选址定容算法收敛稳定性的重要依据之一。由上述分析可知，本文算法在初始化过程中首先需要给定TLMP，进而通过迭代获取模型最优解。而部分传统分布式优化算法求解结果受初值影响较为严重，为研究TLMP初值是否将对算法最终结果及收敛性产生显著影响，本文进一步针对所提算法的初值敏感性开展算例分析，分别构建以下3种场景：场景4，在场景1的基础上增加 $[0, 10\%] L^{\text{TLMP}}$ 随机误差；场景5，在场景1的基础上增加 $[-10\%, 0] L^{\text{TLMP}}$ 随机误差；场景6，在场景1的基础上增加 $[0, 20\%] L^{\text{TLMP}}$ 随机误差；场景7，在场景1的基础上增加 $[-20\%, 0] L^{\text{TLMP}}$ 随机误差。

分别对场景4—7进行优化求解，场景1与场景4—7求解结果对比如表2所示。

表2 算法初值敏感性分析

Table 2 Sensitivity analysis of algorithm initial value

指标	场景1	场景4	场景5	场景6	场景7
系统成本/万元	16205	16211	16211	16223	16217
收敛迭代次数	12	12	12	12	12

由表2可知，场景1与场景4—7相比，最大计算误差为0.07%，即本文所提出的基于ELM的输配一体储能选址定容算法针对不同计算初值的最终计算结果误差均保持在0.1%以内，相较于传统分布式算法，本文算法所具备的良好的鲁棒性及适应性得以充分体现。

3.4 输配一体与输配分离场景对比

为进一步体现本文所提出的输配一体储能选址定容算法在资源协同方面的优势，本文针对输配分离场景及输配协同场景开展算例分析，构建输配分离场景如下：场景8，输电网及配电网分离进行储能选址定容。在此场景下，配电网视为输电网侧固定负荷节点，首先初始化TLMP，并依次进行配电网优化及输电网优化，输配电网在选址定容过程中无交互迭代过程。

场景1与场景8的对比结果如表3—5所示，配电网购电量、输配电网储能系统全时段出力等结果见附录F图F1—F5。

由表3可知，场景1相较于场景8而言，系统总经济成本下降了717.73万元，其中，输电网总经济成本下降了632.77万元，配电网1总经济成本下降了58.37万元，配电网2总经济成本下降了26.58万元，系统中各主体经济性均得到不同程度的改善。与此同时，输配一体储能选址定容场景能够显著降低网络损耗，相较于场景8，场景1的输电网网损下降了

表3 场景1与场景8对比结果

Table 3 Comparison of results between Scenario 1 and Scenario 8

指标	场景1	场景8
系统成本 / 万元	16204.89	16922.62
输电网成本 / 万元	14122.23	14755.00
配电网1成本 / 万元	208.52	266.89
配电网2成本 / 万元	1874.15	1900.73
输电网网损 / (MW·h)	25604.89	45539.62
输电网弃风弃光量 / (MW·h)	0	0
配电网总网损 / (MW·h)	15595.72	17100.96
配电网总弃风弃光量 / (MW·h)	0	3723
输电网储能安装功率 / MW	19.74	14.20
输电网储能安装容量 / (MW·h)	28.63	21.06
配电网储能总安装功率 / MW	10.22	19.17
配电网储能总安装容量 / (MW·h)	15.14	28.22

表4 场景1储能选址定容方案

Table 4 Energy storage location and capacity determination scheme of Scenario 1

安装节点	储能安装功率 / MW	储能安装容量 / (MW·h)
输电网节点B2	1.53	2.25
输电网节点B5	17.34	25.28
输电网节点B6	0.87	1.10
配电网2节点5	2.10	2.98
配电网2节点6	4.04	6.05
配电网2节点7	4.08	6.11

表5 场景8储能选址定容方案

Table 5 Energy storage location and capacity determination scheme of Scenario 8

安装节点	储能安装功率 / MW	储能安装容量 / (MW·h)
输电网节点B5	14.20	21.06
配电网1节点3	0.89	1.12
配电网1节点6	1.64	2.34
配电网1节点7	0.95	1.44
配电网1节点8	1.46	2.23
配电网2节点3	1.87	2.55
配电网2节点5	3.14	5.02
配电网2节点6	5.13	7.54
配电网2节点7	4.09	5.98

19934.73 MW·h,配电网网损下降了1505.24 MW·h;此外,在场景8中配电网2新能源弃电量增加了3723 MW·h,清洁能源消纳问题进一步凸显。

通过对比附录F图F1—F5可知,TLMP能够充分表征输电网优化信息并将其传递至配电网,配电网将根据不同典型日时段下的TLMP,主动调节自身运行状态,并通过购电功率需求的方式反馈配电网优化信息,最终达到三者的利益均衡。场景8中配电网与输电网资源缺乏有效协同,因此相较于场景1,场景8中配电网1、配电网2均需要投建更多储能系统,以满足自身运行经济性需求,故而造成显著的投资冗余;此外,为了提升输电网及配电网自身运行

经济性,场景8中储能系统需要反复充放电进行调节,全网资源缺乏有效协同。因此,计及输配协同的储能选址定容场景能够充分考虑输配电网潮流耦合关系,从系统整体角度确定电网储能系统最优安装位置及对应安装容量,实现系统全局优化。

综上,相较于输配分离储能选址定容场景,输配一体储能选址定容场景能够更加充分地调用全网资源,通过状态变量所反映的信息主动调节输电网及配电网运行状态,合理调控全网储能系统资源,从而实现降低系统网损,促进清洁能源消纳,提升系统经济性的目标。

3.5 大规模网络算例分析

为验证本文所提算法在大规模算例网络中的优势,进一步针对T118D33D33网络开展算例分析,系统算例结构图见附录G图G1。

选取本文算法、HGD算法和集中式算法进行对比分析,结果如表6所示。

表6 3种算法结果对比

Table 6 Comparison of results among three algorithms

指标	本文算法	HGD算法	集中式算法
是否收敛	是	是	否
系统成本 / 万元	26798.53	27006.98	—
输电网成本 / 万元	23822.18	23985.39	—
配电网1成本 / 万元	1482.65	1511.19	—
配电网2成本 / 万元	1493.70	1510.41	—
运行时间 / s	996.73	51415.33	—

由表6可知,在计及输配电网交流潮流的T118D33D33算例系统中,由于计算规模较大,采用传统集中式优化算法已经出现了计算无法收敛的情况,同时相较于传统HGD算法,本文算法能够在确保输电网及各配电网计算误差小于2%的情况下,计算时间缩短了98.06%,求解效率提升效果显著。

值得说明的是,受气候、地形等自然因素的影响,风电及光伏机组出力具有间歇性、波动性、随机性等特点。为研究风光不确定性对本文模型及算法的影响,本文进一步构造风光不确定性场景并开展算例分析,其结果见附录H。

随着输配电网规模的不断增大,模型决策变量与约束条件亦将增加,本文算法在收敛性和计算速度方面的优势将得以进一步凸显。

4 结论

本文以输配电网整体经济性最优为目标,计及输配电网安全稳定运行约束,构建了基于二阶锥松弛的输配一体电网储能选址定容优化模型,并同时提出了一种高效、准确的输配一体储能系统选址定容优化策略,最终通过算例仿真得出以下结论。

1)相较于输配分离储能选址定容场景,本文

所建立的输配协同储能选址定容场景中系统总经济成本下降了717.73万元,系统总网损下降了21439.97 MW·h,新能源消纳量提升了3723 MW·h。因此,本文所建立的基于二阶锥松弛的输配一体储能选址定容模型,能合理利用系统可调控资源,有效促进清洁能源安全消纳,降低网络损耗,提升输电网及各配电网经济性,实现“互利共赢”的目标。

2)相较于传统集中式及分布式算法,本文所提出的基于ELM的输配一体储能选址定容算法能将计算时间缩短75%以上。因此,本文所提算法能够在确保算法计算精度的前提下,显著降低计算复杂度,提升算法收敛性,实现输配电网储能系统的全局最优配置。

输配协同储能选址定容优化问题本质上是一个高维非凸优化问题,求解复杂,收敛性难以保证。在确保输配电网计算精度的前提下,进一步提升本文所提模型及算法在复杂场景下的鲁棒性和收敛性,是需要进一步研究的问题。与此同时,随着系统网络规模的进一步扩大,本文所提模型及算法将拥有更加广阔的应用前景。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 贾兆昊,张峰,丁磊. 考虑功率四象限输出的配电网储能优化配置策略[J]. 电力系统自动化,2020,44(2):104-112.
JIA Zhaohao,ZHANG Feng,DING Lei. Optimal allocation strategy of energy storage in distribution network considering power four-quadrant output[J]. Automation of Electric Power Systems,2020,44(2):104-112.
- [2] 高锋阳,袁成,李昭君,等. 考虑风-光-荷时空相关性的分布式电源和广义储能联合规划[J]. 电力自动化设备,2021,41(6):133-141.
GAO Fengyang,YUAN Cheng,LI Zhaojun,et al. Joint planning of distributed generation and generalized energy storage considering spatial-temporal correlation of wind-photovoltaic-load[J]. Electric Power Automation Equipment,2021,41(6):133-141.
- [3] 朱晓荣,鹿国徽,谢婉莹. 考虑源网荷灵活性资源的配电网储能鲁棒规划[J]. 电力自动化设备,2021,41(8):8-16,40.
ZHU Xiaorong,LU Guowei,XIE Wanying. Robust planning of energy storage in distribution network considering source-network-load flexible resources[J]. Electric Power Automation Equipment,2021,41(8):8-16,40.
- [4] 张熙,张峰,巩乃奇,等. 基于荷电状态动态调整的储能电站容量规划[J]. 电力自动化设备,2015,35(11):20-25.
ZHANG Xi,ZHANG Feng,GONG Naiqi,et al. BESS capacity planning based on dynamic SOC adjustment[J]. Electric Power Automation Equipment,2015,35(11):20-25.
- [5] 刘若河,贾燕冰,付可宁,等. 计及风险备用约束的输电网储容量双层优化[J]. 电网技术,2021,45(7):2741-2752.
LIU Ruohu,JIA Yanbing,FU Kening,et al. Double-layer optimization for wind and energy storage capacity configuration in transmission network considering security reserve constraints[J]. Power System Technology,2021,45(7):2741-2752.
- [6] 李昉昊,王建党,曹晓宇,等. 面向风电场-储能-输电网联合规划的
- 划的机会约束IGDT模型[J]. 电网技术,2019,43(10):3715-3724.
LI Yunhao,WANG Jianxue,CAO Xiaoyu,et al. A chance-constrained IGDT model for joint planning of wind farm, energy storage and transmission[J]. Power System Technology,2019,43(10):3715-3724.
- [7] LIN C,WU W,ZHANG B. Decentralized reactive power optimization method for transmission and distribution networks accommodating large-scale DG integration[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy,2017,8(1):363-373.
- [8] LI Z,SUN H,GUO Q,et al. Generalized master-slave-splitting method and application to transmission-distribution coordinated energy management[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2019,34(6):5169-5183.
- [9] LIN C,WU W,CHEN X,et al. Decentralized dynamic economic dispatch for integrated transmission and active distribution networks using multi-parametric programming[J]. IEEE Transactions on Smart Grid,2018,9(5):4983-4993.
- [10] LI Z,GUO Q,SUN H,et al. Coordinated economic dispatch of coupled transmission and distribution systems using heterogeneous decomposition[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2016,31(6):4817-4830.
- [11] LI Z,GUO Q,SUN H,et al. A new LMP-sensitivity-based heterogeneous decomposition for transmission and distribution coordinated economic dispatch[J]. IEEE Transactions on Smart Grid,2018,9(2):931-941.
- [12] LIN C,WU W,SHAHIDEHPOUR M,et al. A non-iterative decoupled solution of the coordinated robust OPF in transmission and distribution networks with variable generating units[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy,2020,11(3):1579-1588.
- [13] LIN C,WU W,LI Z,et al. Decentralized economic dispatch for transmission and distribution networks via modified generalized benders decomposition[C]//2017 IEEE Power & Energy Society General Meeting(PESGM). Chicago,IL,USA:IEEE,2017:1-5.
- [14] BO L,SHAHIDEHPOUR M. Unit commitment with flexible generating units[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2005,20(2):1022-1034.
- [15] 李超,苗世洪,盛万兴,等. 考虑动态网络重构的主动配电网优化运行策略[J]. 电工技术学报,2019,34(18):3909-3919.
LI Chao,MIAO Shihong,SHENG Wanxing,et al. Optimization operation strategy of active distribution network considering dynamic network reconfiguration[J]. Transactions of China Electrotechnical Society,2019,34(18):3909-3919.
- [16] 王宣元,高峰,康重庆,等. 扩展的节点电价算法研究[J]. 电网技术,2019,43(10):3587-3596.
WANG Xuanyuan,GAO Feng,KANG Chongqing,et al. Analysis of extended locational marginal price[J]. Power System Technology,2019,43(10):3587-3596.
- [17] 叶畅,苗世洪,李超,等. 基于改进并行子空间算法的输配两级电网协同优化[J]. 电工技术学报,2018,33(23):5509-5522.
YE Chang,MIAO Shihong,LI Chao,et al. Coordination optimal scheduling strategy for transmission and distribution system based on improved CSSO algorithm[J]. Transactions of China Electrotechnical Society,2018,33(23):5509-5522.
- [18] 罗微,蔡莹,谭锡林,等. 基于节点边际电价的市场过渡期日前出清策略[J]. 电气应用,2020,39(3):38-43.
LUO Wei,CAI Ying,TAN Xilin,et al. Day-ahead market clearing strategy in transaction to electricity spot market based on locational marginal price[J]. Electrotechnical Application,2020,39(3):38-43.
- [19] HUANG Guangbin,ZHU Qinyu,SIEW C K. Extreme learning

- machine:theory and applications[J]. Neurocomputing,2006,70(1/3):489-501.
- [20] KARGARIAN A,FU Yong. System of systems based security-constrained unit commitment incorporating active distribution grids[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2014,29(5):2489-2498.
- [21] DEGHANI-SANIJ A R, THARUMALINGAM E, DUSSEAULT M B, et al. Study of energy storage systems and environmental challenges of batteries[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews,2019,104:192-208.
- [22] 张智,陈艳波,刘芳,等. 计及运行风险和响应需求的两阶段鲁棒机组组合模型[J]. 中国电机工程学报,2021,41(3):961-973. ZHANG Zhi,CHEN Yanbo,LIU Fang,et al. Two-stage robust unit commitment model considering operation risk and demand response[J]. Proceedings of the CSEE,2021,41(3):961-973.
- [23] 刘宝碁. 不确定规划及应用[M]. 北京:清华大学出版社,2003:43.

作者简介:



郑 重

郑 重(1998—),男,江西抚州人,硕士研究生,主要研究方向为配电网分布式发电规划、电力系统凸优化(E-mail:zzheng@hust.edu.cn);

苗世洪(1963—),男,湖北随州人,教授,博士研究生导师,主要研究方向为电力系统保护控制及微电网和主动配电网新技术(E-mail:shmiao@mail.hust.edu.cn)。

(编辑 李玮)

Collaborative optimization strategy for location and capacity determination of energy storage system considering transmission and distribution integration based on extreme learning machine

ZHENG Zhong^{1,2}, MIAO Shihong^{1,2}, ZHANG Songyan^{1,2}, YAO Fuxing^{1,2}, ZHANG Di^{1,2}, HAN Ji^{1,2}

(1. State Key Laboratory of Advanced Electromagnetic Engineering and Technology, School of Electrical and Electronic Engineering, Huazhong University of Science and Technology, Wuhan 430074, China;

2. Hubei Electric Power Security and High Efficiency Key Laboratory, School of Electrical and Electronic Engineering, Huazhong University of Science and Technology, Wuhan 430074, China)

Abstract: Aiming at the problems of insufficient resource coordination and complex solution in the traditional model of energy storage location and capacity determination, a collaborative optimization strategy for location and capacity determination of energy storage system considering transmission and distribution integration based on ELM (Extreme Learning Machine) is proposed. Firstly, considering the security operation constraints and economic optimization objectives of the transmission and distribution network, the location and capacity determination models of the transmission and distribution network are established respectively. Then, the nonconvex constraint of the second-order cone relaxation transformation model is introduced to establish the location and capacity optimization model of energy storage system considering transmission and distribution integration based on the second-order cone relaxation. Secondly, considering the coordinated operation mechanism of transmission and distribution grids, the locational marginal price of transmission grid with second-order cone constraint is derived. Then, the state representation model of transmission and distribution grids based on ELM is constructed to realize the fast response of states for transmission and distribution grids. Thirdly, the collaborative optimization algorithm for location and capacity determination of energy storage system considering transmission and distribution integration based on ELM is proposed, so as to obtain the global optimal allocation of energy storage system in transmission and distribution grids. Finally, taking a T6D7D9 system as an example for simulation analysis, simulative results show that the proposed strategy can fully coordinate the resources of transmission and distribution grids, promote the safe consumption of clean energy, improve the operation economy of transmission and distribution grids effectively, and achieve the goal of "mutual benefit".

Key words: transmission and distribution integration; energy storage system; location and capacity determination; second-order cone relaxation; extreme learning machine; collaborative optimization

附录 A：配电网储能选址定容模型部分约束

配电网功率平衡约束、潮流约束、线路载流量约束、节点电压约束、储能设备约束、平衡节点约束、联络线功率约束如下。

1) 功率平衡约束。

$$\begin{cases} P_{i,t}^{w,dis,k} + P_{i,t}^{pv,dis,k} + P_{i,t}^{c,dis,k,di} - P_{i,t}^{c,dis,k,ch} + \\ P_{i,t}^{grid} - P_{i,t}^{load,dis,k} - \sum_{j \in M(i)} P_{ij,t}^{dis,k} = 0 \\ Q_{i,t}^{grid} - Q_{i,t}^{load,dis,k} - \sum_{j \in M(i)} Q_{ij,t}^{dis,k} = 0 \end{cases} \quad (A1)$$

2) 潮流约束。

$$\begin{cases} P_{ij,t}^{dis,k} = G_{ij}(U_{i,t}^{dis,k})^2 - G_{ij}U_{i,t}^{dis,k}U_{j,t}^{dis,k} \cos \theta_{ij,t} - \\ B_{ij}U_{i,t}^{dis,k}U_{j,t}^{dis,k} \sin \theta_{ij,t} \\ Q_{ij,t}^{dis,k} = B_{ij}U_{i,t}^{dis,k}U_{j,t}^{dis,k} \cos \theta_{ij,t} - \\ B_{ij}(U_{i,t}^{dis,k})^2 - G_{ij}U_{i,t}^{dis,k}U_{j,t}^{dis,k} \sin \theta_{ij,t} \end{cases} \quad (A2)$$

3) 线路载流量约束。

$$0 \leq I_{ij}^{dis,k} \leq I_{ij,max}^{dis,k} \quad (A3)$$

4) 节点电压约束。

$$U_{min}^{dis,k} \leq U_{i,t}^{dis,k} \leq U_{max}^{dis,k} \quad (A4)$$

5) 储能设备投建约束。

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^{N_{dis,k}} c_i^{dis,k,c} = C_{C,dis,k}, \sum_{i=1}^{N_{dis,k}} p_i^{dis,k,c} = C_{P,dis,k} \\ c_{min}^{dis,k,c} \leq c_i^{dis,k,c} \leq c_{max}^{dis,k,c}, p_{min}^{dis,k,c} \leq p_i^{dis,k,c} \leq p_{max}^{dis,k,c} \end{cases} \quad (A5)$$

6) 储能设备运行约束。

$$\begin{cases} 0 \leq P_{i,t}^{c,dis,k,ch} \leq p_i^{c,dis,k} \\ 0 \leq P_{i,t}^{c,dis,k,di} \leq p_i^{c,dis,k} \\ B_{i,t}^{di} + B_{i,t}^{ch} \leq 1 \\ \sum_{t=1}^T P_{i,t}^{c,dis,k,di} \leq c_i^{dis,k} \\ \sum_{t=1}^T P_{i,t}^{c,dis,k,ch} \leq c_i^{dis,k} \\ S_{i,t}^{soc} - S_{i,t-1}^{soc} = \frac{P_{i,t}^{c,dis,k,di} / \eta_{di} - \eta_{ch} P_{i,t}^{c,dis,k,ch}}{c_i^{dis,k}} \\ S_{min}^{soc} \leq S_{i,t}^{soc} \leq S_{max}^{soc} \end{cases} \quad (A6)$$

7) 平衡节点约束。

$$U_{balance,t}^{dis,k} = U_b^{dis,k} \quad (A7)$$

8) 联络线功率约束。

$$0 \leq P_{i,t}^{grid} \leq P_{i,t}^{grid,max} \quad (A8)$$

9) 分布式发电出力约束。

$$\begin{cases} 0 \leq P_{i,t}^{dis,k,w} \leq c_i^{dis,k,w} P_t^w \\ 0 \leq P_{i,t}^{dis,k,pv} \leq c_i^{dis,k,pv} P_t^{pv} \end{cases} \quad (A9)$$

附录 B：输配电网储能选址定容模型二阶锥松弛过程

配电网储能选址定容模型二阶锥松弛方法与输电网类似，配电网潮流方程约束、线路载流量约束及节点电压约束依次转换为：

$$\begin{cases} J_{i,t}^{\text{dis},k} = (U_{i,t}^{\text{dis},k})^2, & J_{j,t}^{\text{dis},k} = (U_{j,t}^{\text{dis},k})^2 \\ K_{ij,t}^{\text{dis},k} = U_{i,t}^{\text{dis},k} U_{j,t}^{\text{dis},k} \cos \theta_{ij,t} \\ H_{ij,t}^{\text{dis},k} = U_{i,t}^{\text{dis},k} U_{j,t}^{\text{dis},k} \sin \theta_{ij,t} \end{cases} \quad (\text{B1})$$

$$\begin{cases} P_{ij,t}^{\text{dis},k} = G_{ij} J_{i,t}^{\text{dis},k} - G_{ij} K_{ij,t}^{\text{dis},k} - B_{ij} H_{ij,t}^{\text{dis},k} \\ Q_{ij,t}^{\text{dis},k} = -B_{ij} J_{i,t}^{\text{dis},k} + B_{ij} K_{ij,t}^{\text{dis},k} - G_{ij} H_{ij,t}^{\text{dis},k} \end{cases} \quad (\text{B2})$$

$$0 \leq (G_{ij}^2 + B_{ij}^2)(J_{i,t}^{\text{dis},k} + J_{j,t}^{\text{dis},k} - 2K_{ij,t}^{\text{dis},k}) \leq (I_{ij,\max}^{\text{dis},k})^2 \quad (\text{B3})$$

$$J_{i,\min}^{\text{dis},k} \leq J_{i,t}^{\text{dis},k} \leq J_{i,\max}^{\text{dis},k} \quad (\text{B4})$$

$$K_{ij,t}^{\text{dis},k} - K_{ji,t}^{\text{dis},k} = 0 \quad (\text{B5})$$

$$H_{ij,t}^{\text{dis},k} + H_{ji,t}^{\text{dis},k} = 0 \quad (\text{B6})$$

$$\left\| \begin{array}{c} 2K_{ij,t}^{\text{dis},k} \\ 2H_{ij,t}^{\text{dis},k} \\ J_{i,t}^{\text{dis},k} - J_{j,t}^{\text{dis},k} \end{array} \right\| \leq J_{i,t}^{\text{dis},k} + J_{j,t}^{\text{dis},k} \quad (\text{B7})$$

附录 C：输电网储能选址定容模型拉格朗日函数

$$\begin{aligned} L_{\text{trans}} = & \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_G} (a_i + b_i P_{i,t}^{\text{trans}} + c_i (P_{i,t}^{\text{trans}})^2) + k_{\text{trans,loss}} P_{\text{trans,loss}} + k_{\text{w,abandon}} P_{\text{trans,w,abandon}} + k_{\text{pv,abandon}} P_{\text{trans,pv,abandon}} + \\ & R_c (1 - k_c) F(A/P) C_{\text{C,trans}} + u^P (P_{i,t}^{\text{w,trans}} + P_{i,t}^{\text{pv,trans}} + P_{i,t}^{\text{c,trans}} + P_{i,t}^{\text{trans}} - \\ & P_{i,t}^{\text{grid}} - P_{i,t}^{\text{load,trans}} - \sum_{j \in M(i)} P_{ij,t}^{\text{trans}}) + u^Q (Q_{i,t}^{\text{trans}} - Q_{i,t}^{\text{grid}} - Q_{i,t}^{\text{load,trans}} - \sum_{j \in M(i)} Q_{ij,t}^{\text{trans}}) + \\ & u^I (G_{ij} J_{i,t}^{\text{trans}} - G_{ij} K_{ij,t}^{\text{trans}} - B_{ij} H_{ij,t}^{\text{trans}} - P_{ij,t}^{\text{trans}}) + u^J (-Q_{ij,t}^{\text{trans}} - B_{ij} J_{i,t}^{\text{trans}} + B_{ij} K_{ij,t}^{\text{trans}} - G_{ij} H_{ij,t}^{\text{trans}}) + \\ & u^U (U_t^{\text{trans,balance}} - U_b^{\text{trans}}) + u^C (\sum_{i=1}^{N_{\text{trans}}} c_i^{\text{trans}} - C_{\text{C,trans}}) + u^K (K_{ij,t}^{\text{trans}} - K_{ji,t}^{\text{trans}}) + u^H (H_{ij,t}^{\text{trans}} + H_{ji,t}^{\text{trans}}) + \\ & \lambda^{11} [-(G_{ij}^2 + B_{ij}^2)(J_{i,t}^{\text{trans}} + J_{j,t}^{\text{trans}} - 2K_{ij,t}^{\text{trans}})] + \lambda^{12} [(G_{ij}^2 + B_{ij}^2)(J_{i,t}^{\text{trans}} + J_{j,t}^{\text{trans}} - 2K_{ij,t}^{\text{trans}}) - (I_{ij,\max}^{\text{trans}})^2] + \\ & \underline{\lambda}_U (J_{i,\min}^{\text{trans}} - J_{i,t}^{\text{trans}}) + \bar{\lambda}_U (J_{i,t}^{\text{trans}} - J_{i,\max}^{\text{trans}}) + [\lambda^{J+} (J_{i,t}^{\text{trans}} + J_{j,t}^{\text{trans}}) - \lambda^{J-} (J_{i,t}^{\text{trans}} - J_{j,t}^{\text{trans}}) - 2\lambda^H K_{ij,t}^{\text{trans}} - 2\lambda^K H_{ij,t}^{\text{trans}}] + \\ & \underline{\lambda}_G (0 - P_{i,t}^{\text{grid}}) + \bar{\lambda}_G (P_{i,t}^{\text{grid}} - P_{i,t}^{\text{grid,max}}) + \underline{\lambda}_{\text{CC}} (c_{\min}^{\text{trans,c}} - c_i^{\text{trans,c}}) + \bar{\lambda}_{\text{CC}} (c_i^{\text{trans,c}} - c_{\max}^{\text{trans,c}}) + \\ & \underline{\lambda}_{\text{CP}} (p_{\min}^{\text{trans,c}} - p_i^{\text{trans,c}}) + \bar{\lambda}_{\text{CP}} (p_i^{\text{trans,c}} - p_{\max}^{\text{trans,c}}) - \underline{\lambda}_{\text{PCC}} P_{i,t}^{\text{c,trans,ch}} + \bar{\lambda}_{\text{PCC}} (P_{i,t}^{\text{c,trans,ch}} - p_i^{\text{c,trans}}) - \\ & \underline{\lambda}_{\text{PCD}} P_{i,t}^{\text{c,trans,di}} + \bar{\lambda}_{\text{PCD}} (P_{i,t}^{\text{c,trans,di}} - p_i^{\text{c,trans}}) + \underline{\lambda}_{\text{PSD}} (\sum_{t=1}^T P_{i,t}^{\text{c,trans,di}} - c_i^{\text{trans}}) + \bar{\lambda}_{\text{PSD}} (\sum_{t=1}^T P_{i,t}^{\text{c,trans,ch}} \leq c_i^{\text{trans}}) + \\ & \underline{\lambda}_E (S_{\min}^{\text{soc}} - S_{i,t}^{\text{soc}}) + \bar{\lambda}_E (S_{i,t}^{\text{soc}} - S_{\max}^{\text{soc}}) + \underline{\lambda}_P (P_{i,t}^{\text{trans,min}} - P_{i,t}^{\text{trans}}) + \bar{\lambda}_P (P_{i,t}^{\text{trans}} - P_{i,t}^{\text{trans,max}}) + \\ & \lambda^{\text{UI}} (-P_{i,t}^{\text{trans}} + P_{i,t-1}^{\text{trans}} + R_{ui}) + \lambda^{\text{DI}} (-P_{i,t-1}^{\text{trans}} + P_{i,t}^{\text{trans}} + R_{di}) \end{aligned} \quad (\text{C1})$$

附录 D

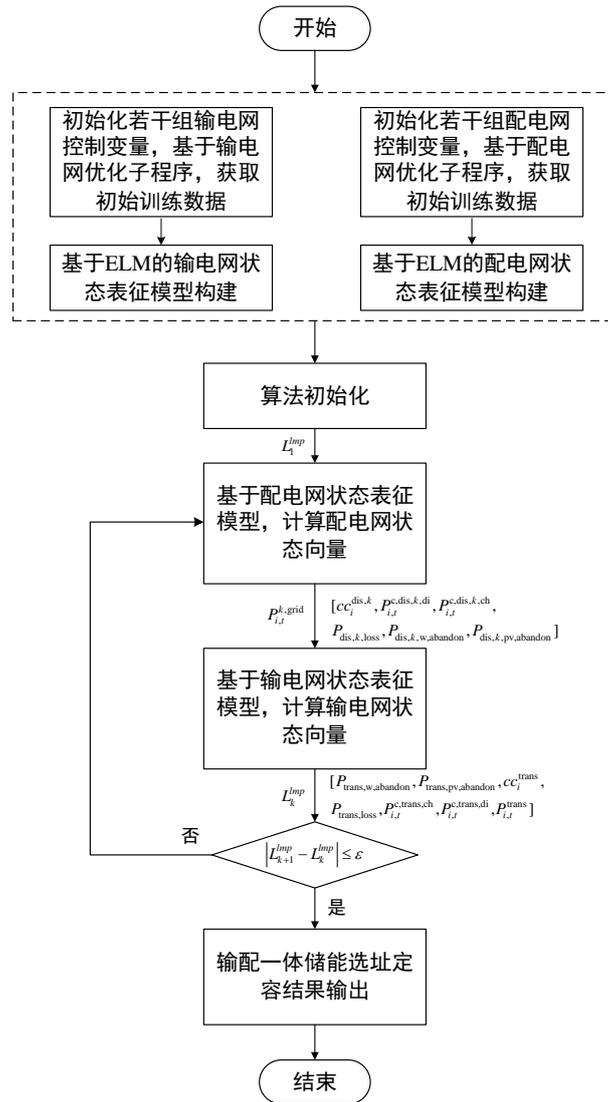


图 D1 基于 ELM 的输配一体储能选址定容算法流程

Fig.D1 Location and sizing algorithm flow of transmission and distribution integrated energy storage power station based on ELM

附录 E：算例主要参数

表 E1 T6D7D9 系统输电网参数

Table E1 Transmission network parameters in T6D7D9 system

起始节点	终止节点	阻抗/p.u.	功率限制/MW
1	2	0.021+ j0.170	200
1	4	0.032+ j0.258	200
2	3	0.004+ j0.037	190
2	4	0.025+ j0.197	200
3	6	0.002+ j0.018	180
4	5	0.005+ j0.037	190
5	6	0.018+ j0.140	180

表 E2 T6D7D9 系统配电网 1 参数

Table E2 Distribution network 1 parameters in T6D7D9 system

起始节点	终止节点	阻抗/p.u.	功率限制/MW
B3	1	0.07+j0.20	60
1	2	0.06+j0.19	60
2	3	0.07+j0.21	30
2	7	0.07+j0.21	30
3	4	0.07+j0.20	40
4	5	0.06+j0.18	20
4	6	0.06+j0.18	30
7	8	0.06+j0.19	20
8	9	0.06+j0.19	20

表 E3 T6D7D9 系统配电网 2 参数

Table E3 Distribution network 2 parameters in T6D7D9 system

起始节点	终止节点	阻抗/p.u.	功率限制/MW
B4	1	0.08+j0.20	70
1	2	0.05+j0.15	70
2	3	0.08+j0.20	90
3	4	0.05+j0.16	70
4	5	0.06+j0.18	40
4	6	0.06+j0.18	50
6	7	0.05+j0.16	40

表 E4 锂电池储能系统基本参数

Table E4 Basic parameters of lithium battery energy storage system

参数	数值
循环寿命/a	15
循环效率/%	97
单位功率成本/(元 · kW ⁻¹)	6500
单位容量成本/[元 · (kW · h) ⁻¹]	3900

附录 F

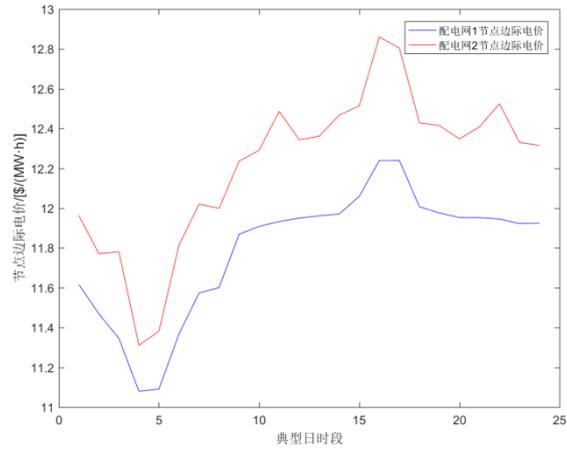


图 F1 场景 1 的 TLMP

Fig.F1 TLMP of Scenario 1

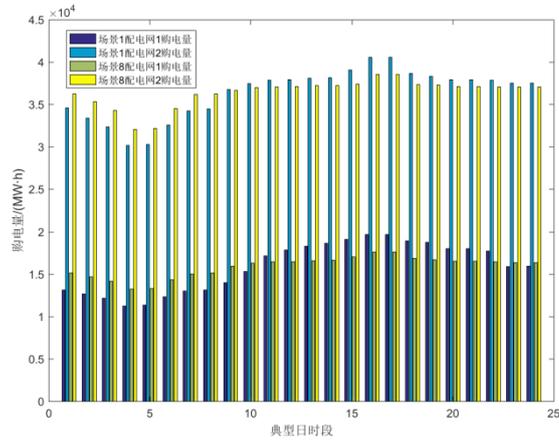


图 F2 配电网购电量

Fig.F2 Purchasing power of distribution network

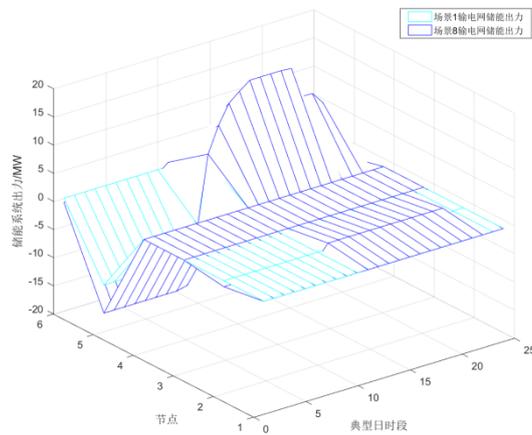


图 F3 输电网储能系统出力

Fig.F3 Output of energy storage station in transmission network

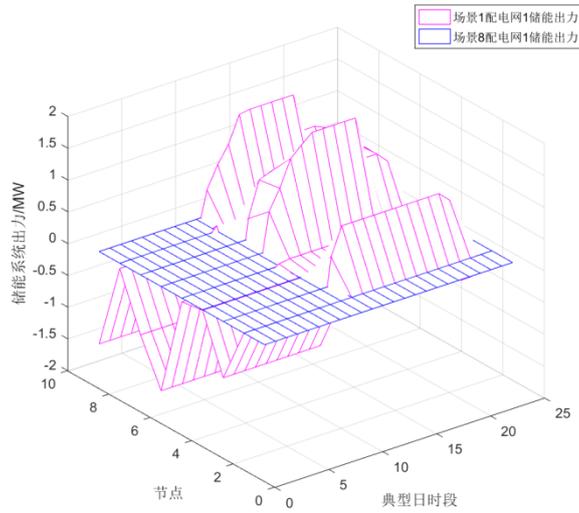


图 F4 配电网 1 储能系统出力

Fig.F4 Output of energy storage station in distribution network 1

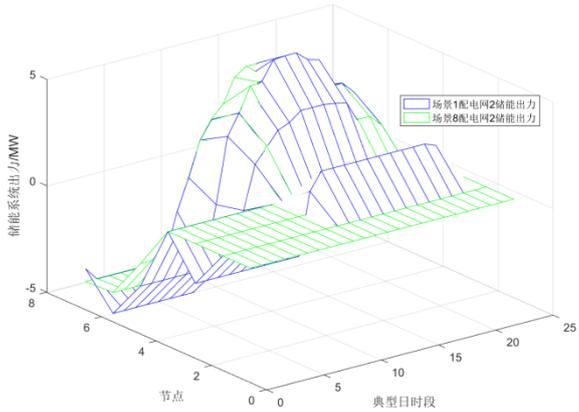


图 F5 配电网 2 储能系统出力

Fig.F5 Output of energy storage station in distribution network 2

附录 G

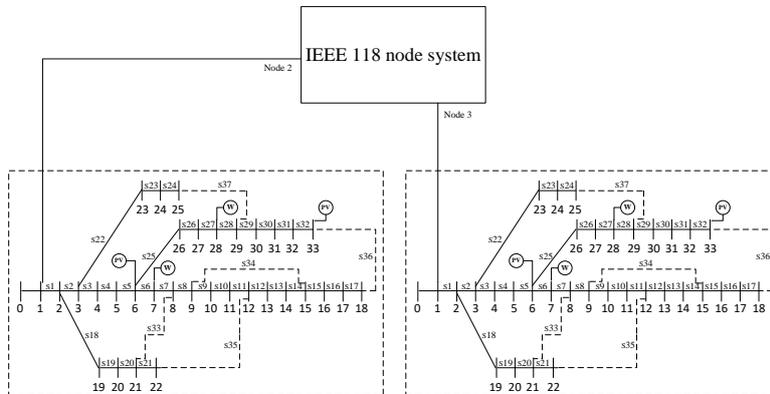


图 G1 T118D33D33 算例结构图

Fig.G1 Structure diagram of T118D33D33 example

附录 H: 风光出力不确定性分析

受气候、地形等自然因素影响,风电及光伏机组出力具有间歇性、波动性、随机性等特点。鉴于此,本文进一

步分析风光出力不确定性对输配一体电网储能选址定容优化模型的影响。以输电网为例，假设输电网中风电机组及光伏机组出力分别服从如下分布^[22]：

$$\begin{cases} P_{i,t}^{\text{trans,w}} \sim N(\mu_{\text{trans,w}}, \sigma_{\text{trans,w}}^2) \\ P_{i,t}^{\text{trans,pv}} \sim N(\mu_{\text{trans,pv}}, \sigma_{\text{trans,pv}}^2) \end{cases} \quad (\text{H1})$$

式中： $\mu_{\text{trans,w}}$ 、 $\mu_{\text{trans,pv}}$ 分别为输电网风电及光伏出力均值； $\sigma_{\text{trans,w}}$ 、 $\sigma_{\text{trans,pv}}$ 分别为输电网风电及光伏出力方差。为便于分析，假设：

$$\begin{cases} \mu_{\text{trans,w}} = \bar{P}_{i,t}^{\text{trans,w}}, \sigma_{\text{trans,w}} = 0.1\bar{P}_{i,t}^{\text{trans,w}} \\ \mu_{\text{trans,pv}} = \bar{P}_{i,t}^{\text{trans,pv}}, \sigma_{\text{trans,pv}} = 0.05\bar{P}_{i,t}^{\text{trans,pv}} \end{cases} \quad (\text{H2})$$

式中： $\bar{P}_{i,t}^{\text{trans,w}}$ 、 $\bar{P}_{i,t}^{\text{trans,pv}}$ 分别为输电网风电及光伏理论出力均值。则输配电网风光机组在悲观置信度 α 下实际出力可表示为^[23]：

$$\begin{cases} P_{i,t,u}^{\text{trans,w}} = \Omega \left\{ P_{i,t,u}^{\text{trans,w}} \mid C_r \left\{ P_{i,t,u}^{\text{trans,w}} \geq \bar{P}_{i,t}^{\text{trans,w}} \right\} \geq \alpha \right\} \\ P_{i,t,u}^{\text{trans,pv}} = \Omega \left\{ P_{i,t,u}^{\text{trans,pv}} \mid C_r \left\{ P_{i,t,u}^{\text{trans,pv}} \geq \bar{P}_{i,t}^{\text{trans,pv}} \right\} \geq \alpha \right\} \end{cases} \quad (\text{H3})$$

式中： $P_{i,t,u}^{\text{trans,w}}$ 、 $P_{i,t,u}^{\text{trans,pv}}$ 分别为输配电网风光机组在悲观置信度 α 下实际出力； $C_r\{\}$ 为置信度符号； $\Omega\{\}$ 为取下界符号。

综上所述，为进一步研究风光出力不确定性对本文输配一体储能选址定容模型的影响，分别构建场景 9，场景 10 如下：场景 9，选取悲观置信度 $\alpha = 20\%$ ，利用悲观置信度下风光机组出力进行输配一体储能选址定容；场景 10，选取随机扰动 $\beta = \pm 20\%$ ，利用随机扰动下风光机组出力进行输配一体储能选址定容。

场景 1、场景 9、场景 10 求解结果对比如下。

表 H1 风光不确定性影响分析
Table H1 Impact analysis of wind power/photovoltaic output uncertainty

对比指标	场景 1	场景 9	场景 10
系统成本/万元	16204.89	17434.50	16213.73
输电网成本/万元	14122.23	15156.11	14122.29
配电网 1 成本/万元	208.52	300.24	288.46
配电网 2 成本/万元	1874.15	1978.21	1822.86
总弃风弃光量/(MW·h)	0	27.7	0
储能总安装功率/MW	29.96	28.99	30.01
总安装容量/(MW·h)	43.77	42.65	43.81

由表 H1 可知，相较于原始场景，风光悲观出力场景下系统总运行成本有所提升，输电网、配电网 1、配电网 2 经济成本分别提升 1033.88、91.72、104.06 万元，该场景下输电网弃风弃光现象开始少量出现。与此同时，通过对比场景 1 及场景 10 可知，在引入随机扰动后，输配电网经济成本、总弃风弃光量及储能总安装容量接近，本文所提出的基于 ELM 的输配一体储能系统选址定容协同优化算法鲁棒性得以彰显。