

考虑分布式光伏高效消纳与负荷损失最小的区域配电网应急资源协同配置策略

唐雅洁¹,李俊豪²,林 达¹,喻 希³,龚迪阳¹,涂春鸣²

(1. 国网浙江省电力有限公司电力科学研究院,浙江 杭州 310014;

2. 湖南大学 国家电能变换与控制工程技术研究中心,湖南 长沙 410082;

3. 湖南工业大学 电气与信息工程学院,湖南 株洲 412007)

摘要:为实现应急资源的合理配置,综合考虑区域配电网正常运行和故障运行下的经济性,提出一种采用线路加固和分布式储能的应急资源协调配置策略。利用最大风速法和阈值法模拟得到线路故障情况,并采取基于Kantorovich距离的后向削减法得到区域配电网遭遇极端天气时的源荷分布经典场景。综合考虑正常工况下分布式光伏高效消纳和故障工况下负荷损失最小,构建了包含应急阶段失负荷成本、应急资源投资成本以及正常运行成本的优化模型。以改进的IEEE 33节点配电网为例对所提应急配置策略进行验证分析。结果表明,所提应急资源配置策略可以兼顾分布式光伏高效消纳和负荷损失最小,在减少极端灾害下经济损失的同时,促进区域配电网的低碳经济运行。

关键词:区域配电网;极端自然灾害;供电恢复;应急资源配置;线路加固;分布式储能

中图分类号:TM73

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202405004

0 引言

近年来,台风、地震等具备“概率小、破坏大”特点的极端自然灾害不仅让世界各国人民的生命财产遭受损失,还对电力系统造成巨大的冲击和破坏^[1]。以台风为例,2021年在北美登陆的飓风“艾达”,导致美国路易斯安那州30余万户用户停电^[2]。2021年的强台风“烟花”使我国上海电网发生线路跳闸402起,影响台区停电4292个,造成巨大的经济损失^[3]。如何提高区域配电网在极端灾害下的应急供电能力并减少经济损失是现阶段电力行业亟需解决的问题^[4]。

区域配电网作为新型电力系统中的关键部分,直接与需求用户对接,保持对用户的稳定可靠供电是其基本要求^[5]。目前,我国一些山地、丘陵和偏远农村地区的区域配电网存在电力线路老化、设备落后等问题,导致配电网供电可靠性低、季节性负荷波动大、负荷转供能力差。随着国家大力推广分布式能源、风光储一体化等绿色发电技术,分布式光伏、风电、分布式储能、可调负荷等灵活可控资源广泛分布于区域配电网,这类灵活资源在配电网正常运行中得到大量应用,但目前区域配电网大部分地区没有充分利用这部分资源进行应急配置,配电网供电可靠性以及分布式灵活资源利用率有待进一步

提升。

目前,关于极端灾害场景下利用分布式资源和其他应急措施对区域配电网进行供电支撑,已有相关学者进行了探讨,主要包含四部分:提升韧性的规划方法^[6-7]、灾前预防措施^[8-9]、快速恢复^[10-11]以及耦合性分析^[12-13]。在提升韧性的规划方法方面,主要有加固线路、安装自动馈线开关、配置智能软开关^[14]。其中:加固线路能极大地降低线路故障率,从而提升线路的抗荷载能力以应对极端灾害的冲击,但过多地进行加固会增加应急配置成本,工程实施经济性较低;安装自动馈线开关可以提高供电可靠性,缩短区域配电网故障的停电时间。对于灾前的预防措施,主要是通过应急资源如储能设备、分布式风光发电设备进行灾前的配置^[15],从而高效支撑极端灾害下的区域配电网供电。文献[8-9]在配电网极端灾害预防阶段引入分布式储能(distributed energy storage system, DESS),通过电能补给的形式可在一定程度上提高配电网的可靠性。但仅考虑了DESS在故障期间的供电支撑能力,忽略了其在区域配电网正常运行期间可以灵活充放电、降低弃光弃风率和削峰填谷的能力。上述研究主要针对故障期间应急恢复供电的优化配置,虽然极端自然灾害对配电网破坏性极强、危害大,但其发生的概率低,且故障工况运行时间远少于正常工况。因此,在减少故障运行造成的经济损失的基础上,同时体现区域配电网长时间尺度下分布式资源的低碳经济运行,有必要考虑区域配电网在正常运行工况下分布式光伏的高效消纳和故障运行工况下最小化失负荷。

收稿日期:2023-12-06;修回日期:2024-04-05

在线出版日期:2024-05-20

基金项目:国网浙江省电力有限公司科技项目(5211DS230003)

Project supported by the Science and Technology Program of State Grid Zhejiang Electric Power Co.,Ltd.(5211DS230003)

为解决上述问题,本文综合考虑了区域配电网正常运行和故障运行下的多方面经济成本,提出一种采用线路加固和 DESS 的应急资源协调配置策略。首先,为体现极端灾害下负荷需求和分布式资源出力的不确定性,利用连续概率分布函数生成初始数据并通过基于 Kantorovich 距离的后向削减法聚类得到分布式资源出力与负荷需求的经典场景;然后,充分考虑配电网正常工况下 DESS 可将光伏、风机多余电能进行吸收储备,具有高效消纳的特点,将正常工况与故障运行工况进行结合,构建包含应急阶段用户失负荷成本、应急资源投资成本、正常运行下储能设备和系统的运行维护成本的优化配置模型,实现了应急资源的最优配置;最后,以改进的 IEEE 33 节点配电网对本文提出的应急资源配置策略进行验证分析,结果表明,该配置策略可实现区域配电网可靠性和经济性的综合提升。

1 台风灾害下应急资源的规划配置框架

区域配电网在极端灾害下运行的示意图如图 1 所示。由图可知,系统在极端灾害下分为 4 个阶段:正常运行阶段 $[t_0, t_1)$ 、发生灾害阶段 $[t_1, t_2)$ 、系统适应阶段 $[t_2, t_3)$ 、故障恢复阶段 $[t_3, t_4]$ 。若区域配电网不采取任何策略,则遭遇极端灾害后负荷水平将会降低至 $P_{L1}(t)$ 。经过应急资源线路加固和 DESS 配置后,系统负荷水平从 $P_{L1}(t)$ 提升至 $P_{L2}(t)$,减小了失负荷面积 S ,最终能有效提高区域配电网在极端灾害下的支撑供电恢复能力。

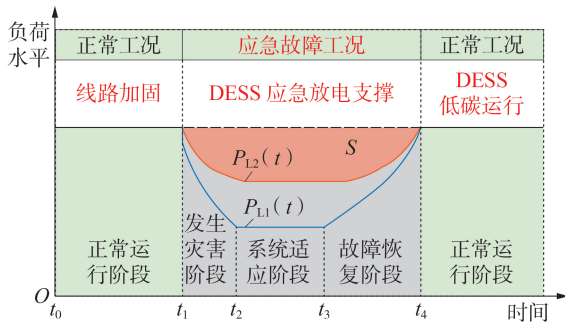


图1 极端灾害下配电网运行示意图

Fig.1 Schematic diagram of distribution network operation under extreme disasters

以上措施已使得配电网在故障期间的可靠性得到保障,若在配电网运行中占主要时间的正常工况下,有效利用 DESS 的充放电可提高分布式光伏、风机的消纳率,从而实现区域配电网的低碳经济运行。

本文综合考虑分布式光伏高效消纳和最小失负荷,建立两阶段应急资源配置模型,包括极端灾害下故障场景生成和应急资源选址定容 2 个阶段,其应急资源配置框架示意图如图 2 所示。

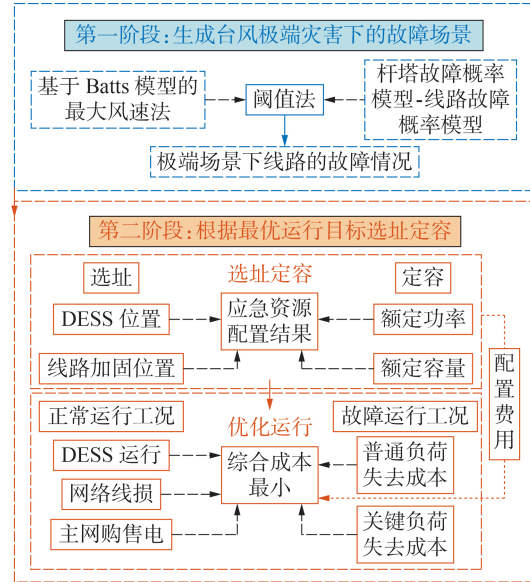


图2 应急资源配置框架示意图

Fig.2 Schematic diagram of emergency resource allocation framework

第一阶段是以台风影响杆塔倒塌作为线路故障的机理进行故障概率的建模,通过阈值法得到不确定性故障集合。第二阶段则在第一阶段的基础上,以综合成本(年正常运行成本、年故障失负荷成本和应急资源投资成本)最小为目标,确定 DESS 在区域配电网中的安装位置、功率、容量以及线路加固位置。同时对故障运行工况的年失负荷成本以及正常运行工况的年经济性运行成本进行优化决策,得到 DESS 在 2 个时段的最优运行策略。

2 极端灾害故障场景建模与不确定性分析

2.1 台风极端灾害下线路杆塔故障

台风灾害主要是通过影响区域配电网的输电杆塔使其发生倒塌事故,导致杆塔间的线路断线。因此本文对台风极端场景下区域配电网线路杆塔的故障进行相关建模。首先采用 Batts 模型^[16]来模拟台风灾害波及配电网各点的风速。

$$v = \begin{cases} v_{R_{max}} r/R_{max} & r \leq R_{max} \\ v_{R_{max}} (R_{max}/r)^\beta & r > R_{max} \end{cases} \quad (1)$$

式中: r 为区域配电网线路到台风中心点的距离, v 为该线路上的风速; R_{max} 为最大风速半径, $v_{R_{max}}$ 为该半径下的风速; β 为形状系数。

确定风速后,可以采用最大风速法来确定线路上杆塔的故障率,从而得到整条线路的故障概率,具体模型如下:

$$\begin{cases} P_{CT}(v_k) = 0.0001 e^{0.0421 v_k} \\ P_{ij} = 1 - \prod_{k=1}^{N_{CT}} (1 - P_{CT}(v_k)) \end{cases} \quad (2)$$

式中: v_k 为杆塔 k 处的风速; $P_{CT}(v_k)$ 为区域配电网杆

塔在风速 v_k 下的故障概率; N_{CT} 为线路 ij 上的杆塔数量; P_{ij} 为线路 ij 的总故障概率。

采取阈值法^[17]得到的阈值与线路总故障概率进行对比,生成线路最终受损场景。其阈值可根据0和1之间的均匀随机数得到或者以配电网规划人员抗击台风的规划经验^[18]进行选取。 t 时刻线路 ij 受到台风灾害后的故障情况可用 $z_{ij,t}$ 表示,当区域配电网线路的故障概率超过该线路所能承受的物理阈值时判定线路断线,此时 $z_{ij,t}$ 为1,否则线路为正常状态, $z_{ij,t}$ 为0。

2.2 负荷需求和分布式资源出力波动性

无论是正常情况还是在台风极端场景下,负荷侧的功率需求以及分布式资源的出力都会存在一定的波动性。发生极端灾害时,用户侧负荷需求会随故障程度发生较大变化。同时分布式光伏和风力发电具有随机性、间歇性特点,且其出力易受台风灾害影响。因此,考虑此类分布式资源出力的波动性是很有必要的。

本文通过连续概率分布函数中的正态分布生成负荷和分布式资源出力的波动性场景,对于生成的场景采用基于 Kantorovich 距离的后向削减法^[19]得到典型负荷和分布式资源出力场景。该部分的流程如图3所示。

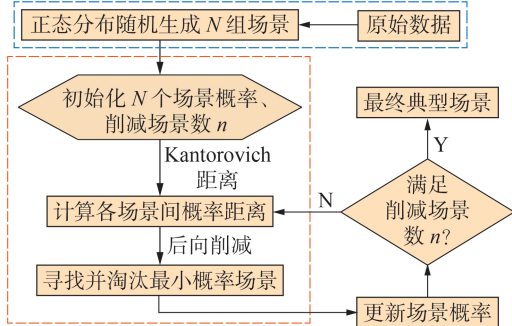


图3 不确定场景生成流程

Fig.3 Flowchart of indeterminate scenario generation

首先,基于原始数据进行正态分布随机生成 N 组场景;然后,初始化现有场景的概率以及削减场景数 n ;其次,采用基于 Kantorovich 距离的后向削减法淘汰最小概率场景,并判断场景数是否满足要求,详细的削减流程见附录 A;最后,得到典型负荷需求和单台分布式资源出力数据。

3 综合多工况的应急资源优化配置模型

提升台风极端灾害下分布式资源主动支撑区域配电网应急恢复供电能力,首要考虑的因素是如何避免重要负荷缺电,尽可能地减少负荷损失。本文选取正常运行期间(包括极端灾害前和故障恢复后)和极端灾害发生过程中这2个时间阶段进行分析,建立线路加固和 DESS 协调配置模型来提升配电网

的供电可靠性。以年投资成本、区域配电网极端负荷损失价值、年正常运行成本三者之和最小为目标函数,具体表示为:

$$\min F_{IC} + F_{EC} + F_{NC} \quad (3)$$

式中: F_{IC} 为提升应急恢复供电能力的年投资费用; F_{EC} 为极端灾害下故障引起的年负荷损失价值; F_{NC} 为区域配电网正常运行的年经济性成本。

3.1 DESS 与线路加固优化配置模型

3.1.1 DESS 与线路加固投资成本模型

年投资费用 F_{IC} 包括线路加固费用 C_{set}^H 和 DESS 年配置费用 C_{set}^{DESS} 。台风极端灾害会影响杆塔的结构稳定性从而破坏线路。根据线路故障的概率,提前进行线路加固措施,可优化提升区域配电网的抵御能力。相关投资成本的计算公式如下:

$$\begin{cases} F_{IC} = C_{set}^H + C_{set}^{DESS} \\ C_{set}^H = \alpha \sum_{ij \in L} x_{ij}^h c_h y_{ij} \\ C_{set}^{DESS} = \alpha \sum_{j \in \Omega_N} (C_{e, set} E_{set, j}^{DESS} + C_{p, set} P_{set, j}^{DESS}) \\ \alpha = \frac{m(1+m)^{n_p}}{(1+m)^{n_p} - 1} \end{cases} \quad (4)$$

式中: $C_{e, set}$ 和 $C_{p, set}$ 分别为 DESS 配置的容量成本系数和额定功率成本系数; $E_{set, j}^{DESS}$ 和 $P_{set, j}^{DESS}$ 分别为配置在节点 j 处 DESS 的额定容量和额定功率; L 为故障线路集; x_{ij}^h 为二进制决策变量,表示线路 ij 是否进行加固措施,其值为1代表进行线路加固,为0则代表不进行线路加固; c_h 为单位长度的线路加固投资成本; y_{ij} 为配电网线路的实际长度; α 为规划年限折算系数,与时间和贴现率相关; m 为贴现率; n_p 为设备的规划年限; Ω_N 为区域配电网节点集。

3.1.2 DESS 配置约束

DESS 配置包括位置、容量和额定功率的确定,通过优化模型的求解可以得到最优决策结果,具体约束模型如下。

1) DESS 数量约束。

$$\sum_{j \in \Omega_N} x_j^{DESS} \leq N_{set}^{DESS} \quad (5)$$

式中: x_j^{DESS} 为二进制决策变量,表示 DESS 选址,值为1时表示在节点 j 配置 DESS,为0则不进行配置; N_{set}^{DESS} 为 DESS 最大配置数量。

2) 节点预配置储能额定功率和容量约束。

$$\begin{cases} 0 \leq P_{set, j}^{DESS} \leq x_j^{DESS} P_{set, j, max}^{DESS} \\ 0 \leq E_{set, j}^{DESS} \leq x_j^{DESS} E_{set, j, max}^{DESS} \end{cases} \quad j \in \Omega_N \quad (6)$$

式中: $P_{set, j, max}^{DESS}$ 和 $E_{set, j, max}^{DESS}$ 分别为可配置的额定功率和容量上限。

3.2 区域配电网故障工况运行优化模型

3.2.1 故障运行时段下的目标函数

当发生台风极端灾害时,通过 DESS 的紧急放电

支撑,能在灾害期间最大限度地确保用户侧负荷恢复供电,减少失负荷量。选取区域配电网极端灾害期间的年失负荷成本为该部分目标函数,即:

$$F_{EC} = N_e \sum_{t=t_0}^{t_0+T_e} \sum_{j \in \Omega_N} c_1 \omega_j \rho_{j,t} P_{j,t}^L \Delta t \quad (7)$$

式中: N_e 为区域配电网年平均遭受台风灾害次数; c_1 为负荷损失价值; ω_j 为根据负荷重要度确定的重要性权重; $\rho_{j,t}$ 为 t 时刻节点 j 处负荷的失负荷百分比; $P_{j,t}^L$ 为 t 时刻节点 j 处负荷的有功需求; t_0 为极端灾害开始时刻; T_e 为灾害持续时长; Δt 为优化的时间尺度,本文为1h。

3.2.2 故障运行时段下的约束条件

1) 区域配电网节点功率平衡约束。

$$\left\{ \begin{array}{l} \sum_{k \in \delta(j)} P_{jk,t} - \sum_{i \in \pi(j)} P_{ij,t} = P_{j,t}^{\text{grid}} - P_{j,t}^{\text{ch}} + P_{j,t}^{\text{dis}} - (1 - \rho_{j,t}) P_{j,t}^L \\ j \in \Omega_N, t \in \{t_0, t_0+1, \dots, t_0+T_e\} \\ \sum_{k \in \delta(j)} Q_{jk,t} - \sum_{i \in \pi(j)} Q_{ij,t} = Q_{j,t}^{\text{grid}} - (1 - \rho_{j,t}) Q_{j,t}^L \\ j \in \Omega_N, t \in \{t_0, t_0+1, \dots, t_0+T_e\} \end{array} \right. \quad (8)$$

式中: $\delta(j)$ 为区域配电网中以节点 j 为首端节点的支路末端节点集合; $\pi(j)$ 为区域配电网中以节点 j 为末端节点的支路首端节点集合; $P_{ij,t}$ 和 $Q_{ij,t}$ 分别为 t 时刻线路 ij 上传输的有功和无功功率; $P_{j,t}^{\text{grid}}$ 和 $Q_{j,t}^{\text{grid}}$ 分别为 t 时刻上级电网经过变压器与区域配电网中节点 j 的交互有功和无功功率; $Q_{j,t}^L$ 为 t 时刻节点 j 处的负荷无功需求。

2) 电压松弛约束。

$$-u_{ij,t} M \leq V_{i,t} - V_{j,t} - \frac{r_{ij} P_{ij,t} + x_{ij} Q_{ij,t}}{V_N} \leq u_{ij,t} M \quad (9)$$

式中: $V_{i,t}$ 和 $V_{j,t}$ 分别为 t 时刻区域配电网节点 i 和节点 j 处的电压; r_{ij} 和 x_{ij} 分别为线路 ij 上的电阻和电抗; M 为一个比较大的数; $u_{ij,t}$ 为 t 时刻线路 ij 的最终状态,其值为1表示线路最终断开,为0表示线路最终闭合,并通过式(10)所示的线路加固模型最终确认。

$$u_{ij,t} = (1 - x_{ij}^h) z_{ij,t} \quad (10)$$

3) 节点失负荷率约束。

$$0 \leq \rho_{j,t} \leq 1 \quad j \in \Omega_N, t \in T \quad (11)$$

式中: T 为区域配电网的运行时间段集合,包含故障和正常运行时间段。

4) 储能运行约束。式(12)为DESS充放电状态约束,表示 t 时刻节点 j 处的DESS不能同时充放电;式(13)—(15)分别为DESS充放电功率约束、储能电量平衡约束、荷电状态约束。

$$u_{j,t}^{\text{ch}} + u_{j,t}^{\text{dis}} \leq 1 \quad j \in \Omega_N \quad (12)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} 0 \leq P_{j,t}^{\text{ch}} \leq u_{j,t}^{\text{ch}} P_{\text{set},j}^{\text{DESS}} \\ 0 \leq P_{j,t}^{\text{dis}} \leq u_{j,t}^{\text{dis}} P_{\text{set},j}^{\text{DESS}} \end{array} \right. \quad j \in \Omega_N, t \in T \quad (13)$$

$$E_{j,t+1}^{\text{DESS}} = E_{j,t}^{\text{DESS}} + \left(\eta_{\text{ch}} P_{j,t}^{\text{ch}} - \frac{P_{j,t}^{\text{dis}}}{\eta_{\text{dis}}} \right) \Delta t \quad j \in \Omega_N, t \in T \quad (14)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} E_{j,t_0}^{\text{DESS}} = S_{\text{SOC},j,t_0} E_{\text{set},j}^{\text{DESS}} \\ S_{\text{SOC},\min} E_{\text{set},j}^{\text{DESS}} \leq E_{j,t}^{\text{DESS}} \leq S_{\text{SOC},\max} E_{\text{set},j}^{\text{DESS}} \end{array} \right. \quad (15)$$

式中: $u_{j,t}^{\text{ch}}$ 和 $u_{j,t}^{\text{dis}}$ 为二进制决策变量,DESS充电时 $u_{j,t}^{\text{ch}} = 1$ 且 $u_{j,t}^{\text{dis}} = 0$,放电时 $u_{j,t}^{\text{ch}} = 0$ 且 $u_{j,t}^{\text{dis}} = 1$; $P_{j,t}^{\text{ch}}$ 和 $P_{j,t}^{\text{dis}}$ 分别为 t 时刻节点 j 处DESS的充电和放电功率,其输出受到充放电标识和功率上下限的约束; $E_{j,t}^{\text{DESS}}$ 为 t 时刻节点 j 处DESS的剩余电量; η_{ch} 为DESS的充电效率; η_{dis} 为DESS的放电效率; $S_{\text{SOC},\max}$ 和 $S_{\text{SOC},\min}$ 分别为DESS荷电状态的上、下限; E_{j,t_0}^{DESS} 为 t_0 时刻节点 j 处DESS的电量值; S_{SOC,j,t_0} 为 t_0 时刻节点 j 处DESS的初始荷电状态,台风极端灾害下可以通过改变该值以实现应急供电能力的提升。

区域配电网在故障运行时段下的约束还包括上级电网交互约束、线路潮流约束以及电压电流安全约束,具体表达式见附录B式(B1)—(B3)。

3.3 区域配电网正常工况运行优化模型

3.3.1 正常运行时段下的目标函数

当没有发生极端灾害时,区域配电网将运行在正常工况。此时若促进分布式光伏等分布式资源的消纳率则可提高配电网的经济水平,本节以区域配电网经济性最优为目标建立正常运行工况下的目标函数。

$$F_{\text{NC}} = \sum_{t=t_1}^{t_1+T_n} (C_{\text{grid},t} + C_{\text{run},t}^{\text{DESS}} + C_{\text{loss},t}) \quad (16)$$

式中: $C_{\text{grid},t}$ 为 t 时刻上级电网的交互成本; $C_{\text{run},t}^{\text{DESS}}$ 和 $C_{\text{loss},t}$ 分别为 t 时刻储能运行成本和线路损耗成本; t_1 为正常运行开始时刻; T_n 为正常运行的持续时长。

3.3.2 正常运行时段下的约束条件

1) 正常运行下的区域配电网功率平衡约束。

$$\left\{ \begin{array}{l} \sum_{k \in \delta(j)} P_{jk,t} - \sum_{i \in \pi(j)} P_{ij,t} = P_{j,t}^{\text{grid}} + P_{j,t}^{\text{DG}} - P_{j,t}^{\text{ch}} + P_{j,t}^{\text{dis}} - P_{j,t}^L \\ j \in \Omega_N, t \in \{t_0, t_0+1, \dots, t_0+T_n\} \\ \sum_{k \in \delta(j)} Q_{jk,t} - \sum_{i \in \pi(j)} Q_{ij,t} = Q_{j,t}^{\text{grid}} + Q_{j,t}^{\text{DG}} - (1 - \rho_{j,t}) Q_{j,t}^L \\ j \in \Omega_N, t \in \{t_0, t_0+1, \dots, t_0+T_n\} \end{array} \right. \quad (17)$$

2) 电压平衡松弛约束。

$$\tilde{V}_{i,t} - \tilde{V}_{j,t} = 2(P_{ij,t} r_{ij} + Q_{ij,t} x_{ij}) - \tilde{I}_{ij,t} (r_{ij}^2 + x_{ij}^2) \quad (18)$$

式中: $\tilde{V}_{i,t}$ 、 $\tilde{V}_{j,t}$ 和 $\tilde{I}_{ij,t}$ 分别为松弛后节点 i 、 j 电压和线路 ij 电流的平方表达形式。

区域配电网在正常运行时段下的约束还包括支路首端功率相角松弛约束、支路首端功率凸松弛约束、电压电流安全约束,具体表达式见附录B式(B4)—(B6)。

区域配电网正常运行工况下的储能运行约束同式(12)—(15)。

4 算例分析

4.1 参数设置

本文采用改进的 IEEE 33 节点配电网进行算例验证,如附录 C 图 C1 所示。该系统的电压基准值为 12.66 kV,基准功率为 1 MW。考虑春、夏、秋、冬 4 种季节负荷需求,其中春季占 92 天,夏季占 91 天,秋季占 91 天,冬季占 91 天,负荷需求乘子^[18]如附录 C 图 C2 所示。设置 4 组分布式风电和 2 组分布式光伏,具体位置见图 C1。设定节点 7、8、14、25、30 为重要程度较高的关键负荷,见图 C1 中红色圆圈。此外,故障削减的负荷损失价值设为 100 元/(kW·h)^[20],考虑单位成本负荷损失成本较大以及体现负荷的供电优先级,同时保证目标函数各项成本的量级合理,将关键负荷与普通负荷的权重设置为 15:1。

考虑到台风场景下风速过大会使风机停机,设定风机和光伏在台风极端灾害发生的 13:00—20:00 内停发,台风造成的故障影响持续 8 h。利用随机分布概率函数生成风光出力数据,如附录 C 图 C3 所示,通过后向削减法得到台风极端灾害下区域配电网负荷需求如附录 C 图 C4 所示。设置生成场景数 N 为 1000,削减场景数 n 为 5。本文取其中一组典型出力场景进行具体分析,5 组典型分布式资源的出力曲线如附录 C 图 C5 所示。

根据所提出的采用线路加固和 DESS 相协调的配置策略,对参数进行如下设置:系统所有线路长度均设为 1.5 km,线路档距为 50 m,线路加固的杆塔成本为 5 万元/杆,即单位长度成本为 100 万元/km^[21];DESS 的参数如附录 C 表 C1 所示。为提高配电网线路可靠性,选取故障概率阈值为 8%^[22],将故障概率与阈值进行比较可得到线路故障情况。

本文算例使用的硬件平台为 12th Gen Intel(R) Core(TM) i7-12700H。软件平台为 MATLAB R2018b 集成优化工具箱 YALMIP(版本 20200116)和求解器 IBMLOG CPLEX。

4.2 结果分析

本文通过对比以下 3 种方案来验证所提方法的有效性。

1)无应急措施:即区域配电网故障时不采取任何应急资源配置。

2)传统方案:仅考虑在故障运行工况下使负荷损失最小采用线路加固和 DESS 进行应急配置。

3)本文方案:采用线路加固和 DESS 进行应急配置并考虑正常工况下分布式光伏高效消纳和故障工况下负荷损失最小的多目标规划。

4.2.1 配置结果分析

本文方案规划结果如图 4 所示,其余 2 种方案规划结果如附录 C 图 C6 所示。

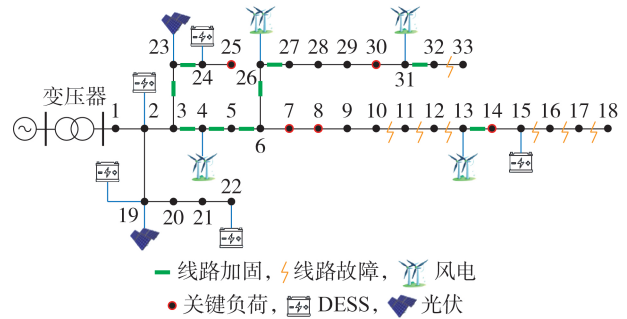


图4 本文方案下应急资源规划结果

Fig.4 Planning results of emergency resource under proposed scheme

由 3 种方案的规划结果可以看出,若不进行任何应急资源配置,线路故障较多将导致关键负荷全部断电。采用传统方案和本文方案后,可通过线路加固使得原本故障的线路 3-5、13-14、3-24 以及线路 6-27 的线路状态得到改善。并且关键负荷节点 7、8、14、25、30 采用 DESS 的应急配置后,相较于不采取措施的方案,能够得到支撑恢复供电,从而扩大了负荷供电可恢复范围。

表 1 为 IEEE 33 节点算例下 3 种方案各项成本和总成本的对比。当发生台风极端灾害时,由于无应急措施方案没有配置任何应急资源,其失负荷成本占系统总成本的 92.30%。通过 DESS 的配置,传统方案和本文方案在故障期间失负荷成本均能降低 81.38% 以上,其中本文方案可进一步降低 20.76 万元。由于本文方案综合考虑了正常工况的经济性,其运行成本相比传统方案降低了 38.67%,可有效提高区域配电网运行的经济效益。此外,相比于传统方案,本文方案虽然增加了 1.86 万元的应急资源投资成本,但其综合成本最终减少了 37.31 万元,降低了 3.20%,综合提升了系统的可靠性和经济性。

表 1 不同方案下的成本

Table 1 Cost under different schemes

单位:万元

方案	失负荷成本	投资成本	运行成本	总成本
无应急措施	4711.40		392.85	5104.25
传统方案	876.97	216.90	66.02	1159.89
本文方案	856.21	218.76	47.61	1122.58

表 2 为前文选取的一种典型出力场景下,本文方案和传统方案中应急资源 DESS 配置情况,包括 DESS 的配置位置、配置容量结果以及总配置费用,其余 4 种典型分布式资源出力场景下的不同方案配置结果见附录 C 表 C2。由配置结果可知,本文方案所配置的额定容量比传统方案多 230 kW·h,且额定功率增加 25.80 kW,最终配置费用增加 1.86 万元。这是由于本文方案的配置策略考虑了正常运行工况,为充分发挥 DESS 在正常运行期间对分布式光

伏、风机的消纳能力,需提高所配置的额定容量。

表2 2种方案下DESS的配置结果
Table 2 Configuration results of DESS under two schemes

方案	配置结果			配置费用/万元
	配置位置	$E_{set,j}^{DESS} / (MW \cdot h)$	$P_{set,j}^{DESS} / kW$	
传统方案	节点7、13、15、24、29	1.5, 1.43, 0.91, 1.16, 0.9	213, 136, 86.1, 197.8, 128.9	69.07
本文方案	节点2、15、19、22、24	1.5, 1.5, 1.03, 1.5, 0.6	218.7, 200, 170.4, 142.5, 56	70.93

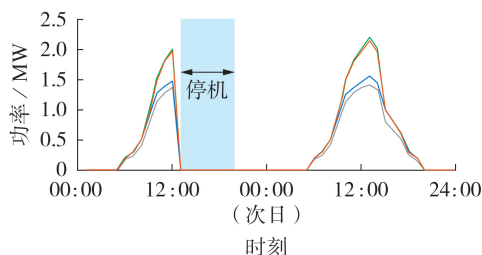
4.2.2 运行优化结果分析

表3为区域配电网正常工况下不同方案的运行成本对比图。由表可知,本文方案能在正常运行期间有效提高区域配电网的运行经济性。

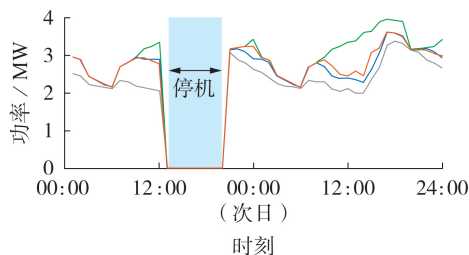
表3 不同方案下运行成本对比
Table 3 Comparison of operating costs under different schemes

方案	单位:万元		
	储能运维费用	线路损耗费用	购售电费用
无应急措施	0	98.97	293.10
传统方案	2.15	6.18	56.88
本文方案	8.21	5.35	32.55

图5为极端灾害下未采取应急措施以及采用传统方案和本文方案后,分布式光伏、风机实际出力与预测出力的对比图,其时间尺度为48 h,包含故障日、正常日各一天。由图可知:无论是全天候出力的风机,还是只在白天时段进行出力的光伏,本文方案的分布式资源实际出力高于传统方案;其调控策略



(a) 分布式光伏出力



(b) 分布式风机出力

— 预测出力, — 无应急措施
— 传统方案, — 本文方案

图5 不同方案下分布式资源出力对比
Fig.5 Comparison of distributed resource output under different schemes

可使光伏和风电消纳率分别达到97.92%和94.21%;综合消纳率高达96.01%,相比传统策略提高了11.20%,在一定程度上降低了分布式资源的弃风弃光率,实现了配电网正常工况下的低碳经济运行。

5 结论

本文针对现有极端场景下应急资源配置研究中的配置手段单一以及仅考虑应急工况优化而忽略正常运行工况潜在的经济效益等问题,提出一种考虑正常工况下分布式光伏高效消纳与故障工况下最小失负荷的应急资源协调配置策略,实现线路加固以及DESS的优化配置。通过算例对比分析,可以得到如下结论。

1)采用本文线路加固和DESS应急资源相协调的配置策略,其故障期间的失负荷成本相比不进行应急资源配置降低81.83%,系统可靠性得到高效提升。同时,本文方案在正常工况下的运行成本能够在传统方案的基础上再降低38.67%,从长时间尺度上看,考虑其运行工况下的资源配置更为经济合理。

2)本文所考虑的正常工况下光伏高效消纳以及故障工况下失电负荷最小的优化分析,能将配电网正常运行和故障供电恢复相结合。通过DESS的有效充放电,能在故障期间对关键负荷提供有效的支撑。同时在正常运行期间,相比传统方案,本文方案能通过DESS的充放电有效提高11.20%的新能源消纳率,实现低碳运行。

值得说明的是,目前所考虑的故障类型仅针对台风场景下的断线故障,而极端灾害下配电网的故障类型还包括短路故障、系统过载等,此外,台风不确定性对规划结果的影响也不可忽略。因此后续将进一步分析台风不确定性问题,综合考虑其他故障类型以及利用小水电、电动汽车等多种分布式资源参与应急供电,完善区域配电网极端场景下的应急资源优化配置。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 符杨,顾吉平,田书欣,等. 基于地震灾害场景的主动配电网多维韧性评估方法[J]. 电力自动化设备,2023,43(3):1-11.
FU Yang, GU Jiping, TIAN Shuxin, et al. Multidimensional resilience evaluation method of active distribution network based on earthquake disaster scene[J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(3): 1-11.
- [2] QUARM E, FAN Xiaoyuan, ELIZONDO M, et al. Proactive posturing of large power grid for mitigating hurricane impacts [C]//2022 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT). New Orleans, LA, USA: IEEE, 2022: 1-5.
- [3] 杜诗嘉,郭创新,俞啸玲,等. 台风灾害下的弹性配电网研究综述与展望[J]. 电力自动化设备,2022,42(2):176-186, 209.
DU Shijia, GU Chuangxin, YU Xiaoling, et al. Review and

- prospect of resilient distribution network under typhoon disaster[J]. Electric Power Automation Equipment, 2022, 42(2): 176-186, 209.
- [4] 阮前途, 谢伟, 许寅, 等. 韧性电网的概念与关键特征[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(21): 6773-6784.
RUAN Qiantu, XIE Wei, XU Yin, et al. Concept and key features of resilient power grids[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(21): 6773-6784.
- [5] 孙小军, 林圣, 张强, 等. 一种牵引供电系统地震灾害风险评估方法[J]. 电工技术学报, 2021, 36(23): 4970-4980.
SUN Xiaojun, LIN Sheng, ZHANG Qiang, et al. A method of seismic disaster risk assessment for the traction power supply system[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2021, 36(23): 4970-4980.
- [6] 李志浩, 赵波, 林达, 等. 面向配电网弹性提升的需求响应优化配置策略[J]. 电力自动化设备, 2022, 42(7): 143-149.
LI Zhihao, ZHAO Bo, LIN Da, et al. Optimal allocation strategy of demand response for improving distribution network elasticity[J]. Electric Power Automation Equipment, 2022, 42(7): 143-149.
- [7] AREFIFAR S A, MOHAMEDY A R I, EI-FOULY T H M. Comprehensive operational planning framework for self-healing control actions in smart distribution grids[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(4): 4192-4200.
- [8] 李勇, 姚天宇, 乔学博, 等. 基于联合时序场景和源网荷协同的分布式光伏与储能优化配置[J]. 电工技术学报, 2022, 37(13): 3289-3303.
LI Yong, YAO Tianyu, QIAO Xuebo, et al. Optimal configuration of distributed photovoltaic and energy storage system based on joint sequential scenario and source-network-load coordination[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2022, 37(13): 3289-3303.
- [9] 张海波, 马伸铜, 程鑫, 等. 保证重要负荷不间断供电的配电网储能规划方法[J]. 电网技术, 2021, 45(1): 259-268.
ZHANG Haibo, MA Shentong, CHENG Xin, et al. Distribution network energy storage planning ensuring uninterrupted power supply for critical loads[J]. Power System Technology, 2021, 45(1): 259-268.
- [10] 卢志刚, 高启明, 赵号, 等. 配电网多故障抢修中应急电源车的优化调度[J]. 太阳能学报, 2020, 41(10): 82-92.
LU Zhigang, GAO Qiming, ZHAO Hao, et al. Optimal dispatch of emergency power vehicles in multi-fault emergency repair of distribution network[J]. Acta Energetica Solaris Sinica, 2020, 41(10): 82-92.
- [11] 刘家好, 沈冰, 周健, 等. 计及关键负荷功能恢复需求的韧性城市配电网恢复方法[J]. 电力建设, 2022, 43(8): 66-75.
LIU Jiayu, SHEN Bing, ZHOU Jian, et al. Distribution system restoration method considering the function restoration requirements of critical loads[J]. Electric Power Construction, 2022, 43(8): 66-75.
- [12] 陶然, 赵冬梅, 徐辰宇, 等. 考虑电-气-热-交通相互依存的城市能源系统韧性评估与提升方法[J]. 电工技术学报, 2023, 38(22): 6133-6149.
TAO Ran, ZHAO Dongmei, XU Chenyu, et al. Resilience assessment and enhancement methods for urban energy system considering electricity-gas-heat-transport interdependency[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2023, 38(22): 6133-6149.
- [13] 陈厚合, 丛前, 姜涛, 等. 多能协同的配电网供电恢复策略[J]. 电工技术学报, 2022, 37(3): 610-622, 685.
CHEN Houhe, CONG Qian, JIANG Tao, et al. Distribution systems restoration with multi-energy synergy[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2022, 37(3): 610-622, 685.
- [14] 林文键, 朱振山, 温步瀛. 含电动汽车和智能软开关的配电网动态重构[J]. 电力自动化设备, 2022, 42(10): 202-209, 217.
LIN Wenjian, ZHU Zhenshan, WEN Buying. Dynamic reconfiguration of distribution network with electric vehicles and soft open point[J]. Electric Power Automation Equipment, 2022, 42(10): 202-209, 217.
- [15] 陈韵含, 许寅, 王颖, 等. 考虑潜在恢复需求的城市配电网移动应急资源灾前布点[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(14): 105-113.
CHEN Yunhan, XU Yin, WANG Ying, et al. Pre-disaster positioning of mobile emergency resources for urban distribution network considering potential restoration demand[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(14): 105-113.
- [16] BATTIS M E, SIMIU E, RUSSELL L R, et al. Hurricane wind speeds in the United States[J]. Journal of the Structural Division, 1980, 106(10): 2001-2016.
- [17] GHASEMI M, KAZEMI A, BOMPARD E, et al. A two-stage resilience improvement planning for power distribution systems against hurricanes[J]. International Journal of Electrical Power and Energy Systems, 2021, 132.
- [18] LI Yangfan, LI Yi, WU Wei. Threshold and resilience management of coupled urbanization and water environmental system in the rapidly changing coastal region[J]. Environmental Pollution, 2016, 208: 87-95.
- [19] 田亮, 谢云磊, 周桂平, 等. 基于两阶段随机规划的热电机组深调峰辅助服务竞价策略[J]. 电网技术, 2019, 43(8): 2789-2798.
TIAN Liang, XIE Yunlei, ZHOU Guiping, et al. Deep peak regulation ancillary service bidding strategy for CHP units based on two-stage stochastic programming[J]. Power System Technology, 2019, 43(8): 2789-2798.
- [20] 王月汉, 刘文霞, 姚齐, 等. 面向配电网韧性提升的移动储能预布局与动态调度策略[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(15): 37-45.
WANG Yuehan, LIU Wenxia, YAO Qi, et al. Pre-layout and dynamic scheduling strategy of mobile energy storage for resilience enhancement of distribution network[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(15): 37-45.
- [21] MA Shanshan, CHEN Bokan, WANG Zhaoyu. Resilience enhancement strategy for distribution systems under extreme weather events[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2018, 9(2): 1440-1450.
- [22] 王钰山, 邓晖, 王旭, 等. 考虑台风时空演变的配电网移动储能优化配置与运行策略[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(9): 42-51.
WANG Yushan, DENG Hui, WANG Xu, et al. Optimal configuration and operation strategy of mobile energy storage in distribution network considering spatial-temporal evolution of typhoon[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(9): 42-51.

作者简介:

唐雅洁(1993—),女,硕士,主要研究方向为分布式电源、储能及微电网等相关技术(E-mail: tyj_11@163.com);

李俊豪(1998—),男,博士研究生,主要研究方向为微电网优化管控(E-mail: ljh17wo@hnu.edu.cn);

喻希(1999—),男,硕士研究生,通信作者,主要研究方向为主动配电网的应急供电与故障恢复策略(E-mail: hutyuxi@163.com)。

(编辑 李莉)

Coordinated allocation strategy of emergency resource for regional distribution network considering distributed photovoltaic efficient absorption and minimum load loss

TANG Yajie¹, LI Junhao², LIN Da¹, YU Xi³, GONG Diyang¹, TU Chunming²

(1. Electric Power Research Institute of State Grid Zhejiang Electric Power Co., Ltd., Hangzhou 310014, China;

2. National Electric Power Conversion and Control Engineering Technology Research Center, Hunan University, Changsha 410082, China;

3. College of Electrical and Information Engineering, Hunan University of Technology, Zhuzhou 412007, China)

Abstract: In order to achieve rational allocation of emergency resources, taking into account the economics under normal and faulty operation of the regional distribution network, a coordinated allocation strategy of emergency resource using line reinforcement and distributed energy storage is proposed. The maximum wind speed method and the threshold method are used to simulate the line fault situation, and the backward reduction method based on Kantorovich distance is used to obtain the classic scenario of source-load distribution in the regional distribution network when it encounters extreme weather. Considering the efficient absorption of distributed photovoltaic under normal working conditions and the minimum load loss under fault conditions, an optimization model including load loss cost in the emergency stage, emergency resource investment cost and normal operation cost is constructed. The proposed emergency allocation strategy is validated and analyzed based on the example of an improved IEEE 33-bus distribution network. The results show that the proposed emergency resource allocation strategy can balance the efficient absorption of distributed photovoltaic and the minimization of load loss, and realize the low-carbon and economic operation of the regional distribution network while reducing the economic loss under extreme disasters.

Key words: regional distribution network; extreme natural disasters; power restoration; emergency resource allocation; line reinforcement; distributed energy storage

(上接第 68 页 continued from page 68)

Optimal configuration of grid-side energy storage considering reliability and operation economy of distribution network

ZHANG Jinming, OUYANG Sen, WU Han, XIN Xi, HUANG Yi

(School of Electric Power, South China University of Technology, Guangzhou 510640, China)

Abstract: Aiming at the problem that energy storage improves system reliability and reduces operation economy, a two-stage optimization configuration method of energy storage is proposed, which comprehensively considers the reliability and operation economy of distribution network. Based on the power supply reliability model of a single main power supply, the power supply reliability models of energy storage with single point access structure and multi-point access structure are established respectively. In the first stage, taking the model of energy system with the single point access structure as the planning object, a two-layer model of multi-objective planning and operation is established. The upper layer takes the minimum sum of energy storage capacity investment cost, system safety cost and operation cost under a unified time scale as the optimization goal, and the lower layer takes the minimum sum of comprehensive operating costs as the optimization goal, taking into account the three operation costs of network loss, power quality and load fluctuation. And the planned operation scheme of energy storage is solved by using the Gurobi toolkit. In the second stage, considering the model of energy storage multi-point access topology after the transformation of new power supply cables is considered and the new cable planning scheme is obtained with the goal of maximizing the efficiency of reliability improvement. Taking the modified IEEE 33-bus system as an example, the effectiveness of the proposed method is verified under different scenarios, and the influence of different power outage risk prices on the planning results is analyzed.

Key words: energy storage system; reliability; operation economy; optimal configuration; two-stage optimization; bi-level planning; distribution network

附录 A

基于 Kantorovich 距离后向削减法进行场景削减步骤如下。

1) 首先通过初始化 N 组负荷需求、分布式能源出力数据的场景概率。设置初始的场景数 N 为 1 000, 缩减后的场景数为 $n=5$, 则 1 000 组场景概率值初始为 $5/1\ 000$, 初始缩减场景数为 $n^*=1\ 000$ 。

2) 计算每对场景 (S_i, S_j) 的 Kantorovich 距离 $D_k(S_i, S_j)$ 。这里 Kantorovich 距离的定义为:

$$D_k(S_i, S_j) = \left[\sum_{s=1}^S (L_{i,t} - L_{j,t})^2 \right]^{\frac{1}{2}} \quad (\text{A1})$$

3) 选择与指定场景 S_k 的 Kantorovich 距离最小的场景 S_r , 即 $D_k(S_k, S_r) = \min D_k(S_k, S_m)$, $m \neq k$ 。并计算距离与场景概率的乘积记为 $P_k(S_k, S_r) = D_k(S_k, S_r) \cdot \rho_r$ 。

4) 对于每一个场景重复步骤 3), 然后选择 $P_k(S_k, S_r)$ 最小的场景记为场景 d , 并且淘汰该场景, 同时更新减少的场景数 $n^* = n^* - 1$, 场景 r 的概率值更新为 $\rho_r = \rho_r + \rho_d$ 。

5) 重复步骤 2) — 4) 直到最终缩减的场景数 $n^* = n$, 此时场景数判断完成。

6) 将削减后的场景数据作为典型场景用于第二阶段规划问题求解。

附录 B

应急资源配置模型约束条件如下。

1) 区域配电网故障运行时段下的约束条件。

a) 上级电网交互约束。

$$P_{\min}^{\text{grid}} \leq P_{j,t}^{\text{grid}} \leq P_{\max}^{\text{grid}} \quad (\text{B1})$$

式中: P_{\max}^{grid} 和 P_{\min}^{grid} 分别为 t 时刻区域配电网节点 j 处与上级电网之间交互功率 $P_{j,t}^{\text{grid}}$ 的上下限。

b) 区域配电网线路潮流约束。

$$\begin{cases} (1-u_{ij,t})P_{ij,\min} \leq P_{ij,t} \leq (1-u_{ij,t})P_{ij,\max} \\ (1-u_{ij,t})Q_{ij,\min} \leq Q_{ij,t} \leq (1-u_{ij,t})Q_{ij,\max} \\ -\sqrt{2}(1-u_{ij,t})S_{ij}^{\max} \leq P_{ij,t} + Q_{ij,t} \leq \sqrt{2}(1-u_{ij,t})S_{ij}^{\max} \\ -\sqrt{2}(1-u_{ij,t})S_{ij}^{\max} \leq P_{ij,t} - Q_{ij,t} \leq \sqrt{2}(1-u_{ij,t})S_{ij}^{\max} \end{cases} \quad (\text{B2})$$

c) 电压电流安全约束。

$$\begin{cases} V_{j,\min} \leq V_{j,t} \leq V_{j,\max} \\ 0 \leq I_{ij,t} \leq (1-u_{ij,t})I_{\max} \end{cases} \quad (\text{B3})$$

式中: $V_{j,t}$ 为节点 j 处的电压值; $V_{j,\max}$ 和 $V_{j,\min}$ 为电压的上下限; $I_{ij,t}$ 为线路 ij 上的传输电流值; I_{\max} 为传输电流的上限。

2) 区域配电网正常运行时段下的约束条件。

a) 支路首端功率相角松弛约束。

$$\tilde{I}_{ij,t} = \frac{P_{ij,t}^2 + Q_{ij,t}^2}{\tilde{V}_j} \quad (\text{B4})$$

式(B4)对支路首端功率进行了相角松弛约束, 但还存在二次项导致模型非凸, 需要进一步进行凸松弛, 得到下式。

b) 支路首端功率凸松弛约束。

$$\begin{cases} 2P_{ij,t} \\ 2Q_{ij,t} \\ \tilde{I}_{ij} - \tilde{V}_j \end{cases} \leq \tilde{I}_{ij} + \tilde{V}_j \quad (\text{B5})$$

式(B5)为旋转二阶锥规划形式, 凸松弛后可用求解器完成上述模型的求解。

c) 电压电流安全约束。

$$\begin{cases} V_{i,t} - V_{j,t} - \frac{r_{ij}P_{ij,t} + x_{ij}Q_{ij,t}}{V_N} \leq u_{ij,t}M \\ -u_{ij,t}M \leq V_{i,t} - V_{j,t} - \frac{r_{ij}P_{ij,t} + x_{ij}Q_{ij,t}}{V_N} \end{cases} \quad (\text{B6})$$

式中: V_N 为配电网的额定电压标么值; r_{ij} 、 x_{ij} 分别为线路的电阻和电抗。

附录 C

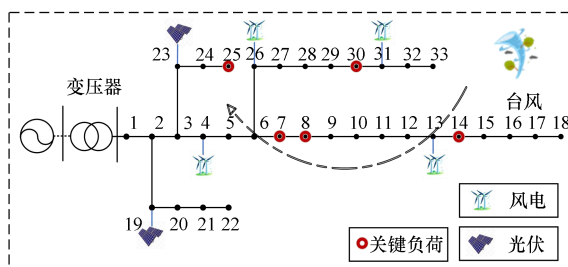


图 C1 改进的 IEEE 33 节点配电网示意图

Fig.C1 Schematic diagram of improved IEEE 33-bus distribution network

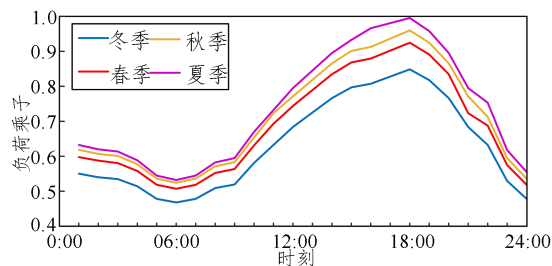


图 C2 负荷需求乘子

Fig.C2 Load demand multiplier

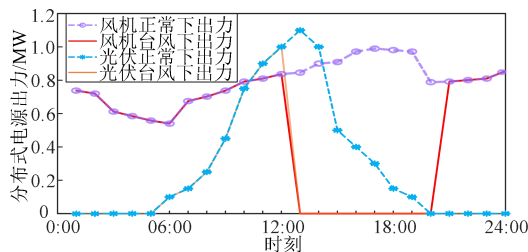


图 C3 台风极端灾害下分布式资源出力曲线

Fig.C3 Output curves of distributed resource under extreme typhoon disaster

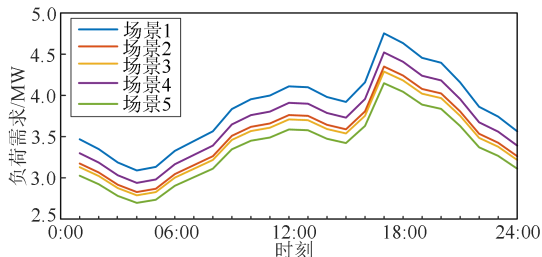
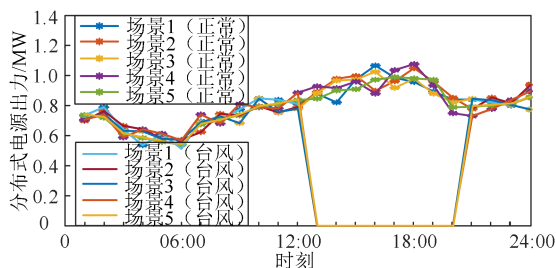
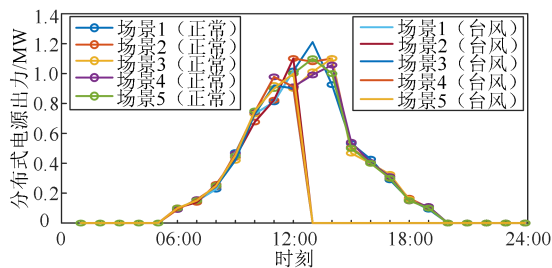


图 C4 台风极端灾害下配电网负荷需求

Fig.C4 Load demand of distribution network under extreme typhoon disaster



(a) 分布式光伏出力



(b) 分布式风机出力

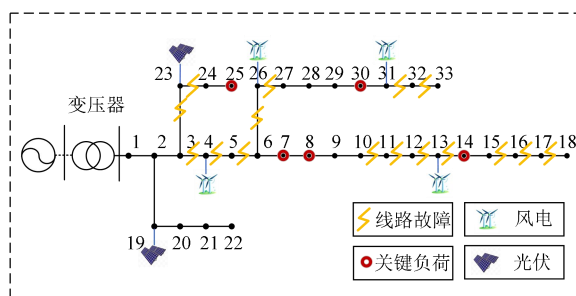
图 C5 台风极端灾害下分布式资源典型出力曲线

Fig.C5 Typical output curves of distributed resource under extreme typhoon disaster

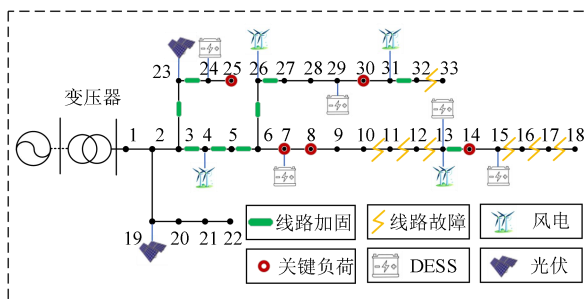
表 C1 DESS 相关参数

Table C1 Parameters related to DESS

参数	数值	参数	数值
储能充放电效率 η_{ch}, η_{dis}	0.95	充放电成本系数 $C_{ch,om}, C_{dis,om} / [元 \cdot (kW \cdot h)^{-1}]$	0.2
单台容量配置上限 $E_{set,j,max}^{DESS} / (kW \cdot h)$	1 500	正常运行初始 SOC	0.3
单台额定功率配置上限 $P_{set,j,max}^{DESS} / kW$	400	故障运行初始 SOC	0.9
单位容量配置成本 $C_{e,set} / [元 \cdot (kW \cdot h)^{-1}]$	800	SOC 上下限	[0.1,0.9]
单位额定功率配置成本 $C_{p,set} / (元 \cdot kW^{-1})$	2 000	使用年限 n/a	20
储能配置数量上限	5	贴现率 m	0.08



(a) 未进行应急资源配置



(b) 传统方案

图 C6 其余方案下配电网的规划结果

Fig.C6 Planning results of distribution network under other schemes

表 C2 2 种方案在不同场景下的配置结果

Table C2 Configuration results with two schemes under different scenarios

典型 场景	方案	配置结果				经济成本/万元			
		线路加固位置	DESS 配置位置	$E_{set,j}^{DESS} /(\text{MW}\cdot\text{h})$	$P_{set,j}^{DESS} /\text{kW}$	失负荷 成本	投资 成本	运行 成本	总成本
场景 1	传统 方案	3, 4, 5, 13, 22, 23, 26, 31	7, 13, 15, 24, 29	1.50, 1.50, 1.19, 0.35, 1.43	179.70, 150, 171.40, 92.32, 172.73	876.97	216.90	52.02	1145.89
	本文 方案	3, 4, 5, 13, 22, 23, 25, 26, 31	1, 2, 18, 19, 27	1.50, 0.96, 1.50, 0.99, 1.18	211.82, 90.80, 211.22, 162.50, 111.70	856.20	218.77	47.32	1122.29
	传统 方案	3, 4, 5, 13, 22, 23, 25, 26, 31	7, 13, 15, 24, 29	1.50, 1.50, 1.18, 0.35, 1.43	179.54, 150.72, 171.20, 92.42, 172.80	879.97	216.90	65.40	1161.27
	本文 方案	3, 4, 5, 13, 22, 23, 25, 26, 31	1, 18, 19, 22, 23	1.50, 1.50, 1.21, 1.50, 0.41	159.60, 209.41, 237.60, 142.50, 39	856.34	218.68	49.35	1124.37
场景 2	传统 方案	4, 5, 13, 22, 23, 26	13, 14, 23, 24, 29	1.50, 0.89, 1.21, 1.50, 0.83	142.5, 84.7, 232.7, 225.2, 78.4	925.25	167.21	54.65	1147.11
	本文 方案	3, 4, 5, 13, 22, 23, 25, 26, 31	1, 6, 18, 19, 29	1.50, 0.64, 1.50, 0.90, 1.50	215.32, 62.75, 206.90, 160.88, 142.50	856.20	218.77	48.58	1123.55
	传统 方案	3, 4, 5, 13, 22, 23, 25, 26, 31	7, 14, 16, 24, 29	1.50, 1.50, 0.49, 0.48, 1.14	160.51, 159.30, 87.10, 147.90, 114.32	946.31	207.24	63.63	1217.18
	本文 方案	3, 4, 5, 13, 22, 23, 25, 26, 31	1, 2, 18, 19, 27	1.50, 1.50, 1.50, 1.16, 0.46	174.61, 142.52, 232.20, 194.70, 44	856.30	218.73	48.23	1123.26