

台风灾害下的电-热综合能源系统韧性评估方法

吴 军^{1,2}, 杨超峰^{1,2}, 王 林^{1,2}, 向志民^{1,2}

(1. 电网环境保护全国重点实验室, 湖北 武汉 430072; 2. 武汉大学 电气与自动化学院, 湖北 武汉 430072)

摘要:针对极端灾害下电-热综合能源系统的韧性难以准确量化的挑战,提出了一种台风灾害下的电-热综合能源系统韧性评估方法。构建了典型台风灾害下的元件故障概率模型,基于蒙特卡罗方法确立了典型故障的场景。针对韧性的三大核心特征建立了面向电-热综合能源系统的分时段评估体系,通过所设3个一级指标及6个二级指标实现了对系统韧性的多层次、多角度评估。结合IEEE 39节点系统及巴厘岛32节点系统构建了电-热综合能源系统,实现了对所提评估指标的验证。仿真结果表明,相比于独立电热系统,考虑热网双重惯性的电-热综合能源系统在灾害环境下的运行水平更高、负荷损失更小,具有更高的韧性水平。

关键词:韧性;分时段评估;电-热综合能源系统;双重热惯性;台风灾害

中图分类号:TM712

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202509001

0 引言

综合能源系统^[1-3](integrated energy system, IES)通过对化石燃料、电能、热能等多种能源形式的协调优化,有效提升了能源供应体系的整体能效水平与灵活性。其中,电-热综合能源系统(integrated electricity and district heating system, IEDHS)是应用最广、技术最完备的IES,在优化能源供应结构、促进可持续发展方面具有重要作用。

但是,由于温室效应和生态系统退化愈发严重,台风、洪水等极端自然灾害频繁发生,暴露在外部环境中的输电线路、电热机组等关键设备将受到直接冲击^[4-6]。2019年9月,日本多地在台风侵袭下面临大规模的停电问题^[7];澳大利亚南部也曾因为台风袭击,发生了长达50 h的停电事故^[8]。由此可见,低概率、高风险的极端灾害严重威胁着IEDHS等能源系统的安全和稳定,尤其是沿海城市、海岛、海上钻井平台等的联网或独立IES,受台风等灾害的威胁更大。

韧性通常是指能源系统应对极端自然灾害的能力,合理评估系统韧性是预防和减轻灾害风险、保障系统持续运行能力的重要基础^[9-11]。目前已有大量研究进行了能源系统的韧性评估。文献^[11]总结提出了韧性评估流程和框架以及包含的主要关键环节,即系统故障场景生成、系统响应与恢复模型搭

建、韧性指标体系构建、评估结果应用等,并分析了韧性评估中的难点问题和关键技术;文献^[12]提出了电力系统正常运行情况下的风险评估指标和方法,从鲁棒性角度出发提出了韧性评估指标,并结合风险评估综合判断能源系统的薄弱环节;文献^[13]提出了基于极端灾害下元件受损概率的韧性评估体系,并通过实际配电网模型对比了传统韧性提升措施与分布式新能源接入对电网韧性的影响;文献^[14]通过蒙特卡罗法模拟台风灾害下系统潜在的运行状态,构建基于元件故障概率的系统韧性评估体系;文献^[15]引入气/热网络的暂态模型,定量分析故障下的气/热惯性与延时性,提出了一种适用于电-气-热IES的可靠性评估方法。上述韧性评估方法对本文具有一定的指导意义,但是当前研究大多针对电力系统。然而,随着供暖规模的扩大以及工业园区等对生产用热的需求增加,以IEDHS为代表的IES在全国范围内广泛分布。沿海地区作为频繁遭受台风灾害影响的区域,其电力网络受损也会影响热力系统的正常运行。因此,有必要综合考虑电热系统互联的耦合效应,准确评估IEDHS的韧性水平,并进一步增强其应对极端自然灾害的能力。

基于上述研究,韧性的核心特征包括灾前应变力、灾中防御力、灾后恢复力,以及为上述特征做支撑的感知力、协同力、学习力^[16]。部分文献基于不同的时间段采取相应的韧性提升措施。文献^[17]从灾前规划角度对应急灵活性资源进行协调分配,以主动、有效地防御极端天气对于能源系统的冲击;文献^[18]提出一种基于节点网元的韧性配电网时空调度序列协同优化负荷恢复策略,实现检修人员调度和操作人员调度间的协同优化;文献^[19]通过构建冰灾场景和线路故障率模型,提出了一种应对极端冰灾的电力系统多阶段韧性提升策略;文献^[20]考虑

收稿日期:2024-12-15;修回日期:2025-04-20

在线出版日期:2025-09-08

基金项目:云南电网有限责任公司项目(大规模风电光伏多时间尺度供电能力预测技术)(0500002023030301XT00048)

Project supported by Yunnan Power Grid Co., Ltd. (Multi-timescale Power Supply Capacity Prediction Technology for Large-scale Wind Power and Photovoltaics) (0500002023030301XT00048)

了重要负荷供电韧性的评估指标,通过差异化规划方法提升输电线路的防护等级,并通过调度储能设备支撑供电能力以加强灾后恢复力。由此可见,目前的提升措施并未全面涵盖韧性的三大核心特征,仅从灾前、灾中、灾后中的部分角度切入,对于 IES 的韧性评估很少考虑系统耦合带来的影响。

综上所述,为提高低概率、高风险极端灾害下电热互联的 IES 韧性水平,本文以台风为典型灾害场景,开展 IEDHS 韧性评估方法研究,以多维度韧性评估体系实现系统各阶段韧性的合理评估。首先,建立考虑供热管网及供暖建筑物双重热惯性的 IEDHS 模型;然后,针对典型台风灾害,提出基于灾前应变力、灾中防御力、灾后恢复力三大核心特征的 IEDHS 韧性评估指标;最后,结合 IEEE 39 节点系统及巴厘岛 32 节点系统构建 IEDHS 仿真模型,对所提方法进行验证。

1 考虑热网惯性的 IEDHS 模型

典型的 IEDHS 主要包括电、热 2 种能源形式,并以电力系统为主导,通过抽凝式热电联产(combined heat and power, CHP)机组实现电、热能源的转化,IEDHS 示意图见附录 A 图 A1。

1.1 电力子系统模型

1.1.1 线路模型

本文研究的 IEDHS 电力子系统在正常运行和线路发生故障时,功率流经路径不同,需要考虑支路功率约束和电压约束,约束条件如式(1)所示。

$$\begin{cases} P_{ij, \min} < P_{ij} < P_{ij, \max} \\ U_{i, \min} < U_{i, t} < U_{i, \max} \end{cases} \quad (1)$$

式中: P_{ij} 为节点 i 、 j 之间支路的有功功率; $P_{ij, \min}$ 、 $P_{ij, \max}$ 为节点 i 、 j 之间支路的功率极限值; $U_{i, t}$ 为 t 时刻节点 i 的电压幅值; $U_{i, \min}$ 、 $U_{i, \max}$ 分别为节点 i 运行电压的最小值和最大值。

1.1.2 发电机组模型

常规火电机组不考虑机组启停,因此其发电成本主要为煤耗成本和爬坡成本。其中,煤耗成本与输出功率存在二次方的关系;爬坡成本与相邻两时刻间爬坡速率的大小有关,即与单位时间内出力的变化量存在线性关系^[21]。

$$\begin{cases} C_{ig} = C_{ig1} + C_{ig2} \\ C_{ig1} = a_i P_{ig}^2 + b_i P_{ig} + c_i \\ C_{ig2} = \gamma_{ig} \left| \frac{dP_{ig}}{dt} \right| \end{cases} \quad (2)$$

式中: C_{ig} 为火电机组 i 的总成本; C_{ig1} 为火电机组 i 的煤耗成本; C_{ig2} 为火电机组 i 的爬坡成本; P_{ig} 为火电机组 i 的输出功率; a_i 、 b_i 、 c_i 为火电机组 i 的能耗特性曲线的相关系数; γ_{ig} 为火电机组 i 的成本爬坡因子。

火电机组运行过程中存在出力约束和爬坡速率约束,如式(3)所示。

$$\begin{cases} P_{ig, \min} < P_{ig} < P_{ig, \max} \\ Q_{ig, \min} < Q_{ig} < Q_{ig, \max} \\ D_{ig} < P_{ig}(t+1) - P_{ig}(t) < U_{ig} \end{cases} \quad (3)$$

式中: $P_{ig, \min}$ 、 $P_{ig, \max}$ 分别为火电机组 i 不停机时的有功出力下限、上限; Q_{ig} 为火电机组提供的无功功率; $Q_{ig, \min}$ 、 $Q_{ig, \max}$ 分别为火电机组 i 不停机时的无功功率下限、上限; $P_{ig}(t)$ 、 $P_{ig}(t+1)$ 分别为火电机组 i 在 t 时刻和 $t+1$ 时刻的有功出力; D_{ig} 、 U_{ig} 分别为火电机组 i 向下、向上爬坡速率的最大值。

考虑到新能源的大力发展,电网新能源渗透率不断增加,本文研究的 IEDHS 中包含光伏、风电这 2 种主要的新能源形式,因此机组的出力水平不确定性很强,主要取决于实时的气候情况,通常可以根据日前预测制定运行调度计划。

结合光伏、风电的预测出力,电力子系统的节点 i 在 t 时刻的电功率平衡方程如式(4)所示。

$$P_g + P_{chp} + P_{pv} + P_w + (P_{in} - P_{out}) = P_{load} \quad (4)$$

式中: P_g 和 P_{chp} 分别为 t 时刻火电机组和 CHP 机组的有功出力; P_{pv} 和 P_w 分别为 t 时刻光伏机组和风电机组的有功出力; P_{in} 和 P_{out} 分别为 t 时刻连接导线向节点 i 的输入功率和输出功率,对应式(1)中的 P_{ij} ; P_{load} 为 t 时刻节点 i 的负荷总量。

1.2 热力子系统模型

本文研究的 IEDHS 热力子系统为集中供热系统,主要包括供热管道、热负荷和热源三大部分。集中供热热力系统的基本结构见附录 A 图 A2。下面将针对热力子系统进行分析并建立相应的数学模型。

1.2.1 基本热管网模型

考虑到一次供热管道的容量及长度远大于二次供热管道,本文忽略二次供热管道存在的供热惯性,重点针对一次供热管道进行分析建模。图 1 为一次供热管道等效结构示意图。图中:蓝色部分代表回水网,橙色部分代表供水网, N_0 为等效热源节点; N_1 为供热管网等效汇集点; $N_2 - N_n$ 为等效负荷节点。

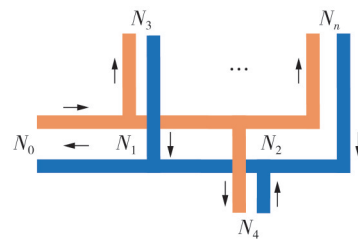


图 1 一次供热管道结构示意图
Fig.1 Schematic diagram of structure of primary heating pipes

热水在传输过程中存在一定的时间延迟和热量耗散,这种与时间相关的动态特性可以通过微分方程进行构建^[22-23],具体见附录A式(A1)。

考虑到供热管网通常分布于一定区域内,其外部环境基本相同。根据其动态特性及调节特性,可以获得供水网络首端节点温度与各负荷节点温度的关系,如附录A式(A2)~(A4)所示。相比于供水网络,回水网络汇集点的水流来自不同的热负荷,水流温度并不完全相同,可以根据能量守恒定律构建回水网络汇集点水流温度,如附录A式(A5)所示。进一步得到等效热源节点处的回水温度,如附录A式(A6)所示。

此外,实际热力系统一次供热管网存在温度极限,供热管网供、回水温度约束见附录A式(A7)、(A8)。

1.2.2 供暖建筑物模型

热力系统负荷的80%~90%为供暖建筑物,供暖建筑物的热力需求与电力系统中的负荷需求不同,其仅需要保证室内温度在人体适宜的环境温度范围内即可。此外,实际中供暖建筑物的种类、数量众多,针对各个供暖建筑物进行精细化建模十分困难且收效甚微。本文研究的供暖建筑物模型是将相近区域内的多个建筑物抽象为典型的大型供暖热负荷,通过不同区域内数个典型的大型供暖热负荷表征各个区域内的热力负荷。

供暖建筑物主要存在热量输入、热量存储、热量耗散3种特性,其供热过程可等效为图2所示的一阶等效热参数模型^[24]。图中: H_{load} 为供暖建筑物热负荷,表征建筑物热量输入; H_{loss} 为供暖建筑物热损耗; T_{in} 、 T_{out} 分别为室内、室外温度; C 为等效热容,表征建筑物的储热能力; R 为等效热阻,表征建筑物热量耗散情况。进一步地,供暖建筑物的热量传递特性可以通过附录A式(A9)、(A10)表示。

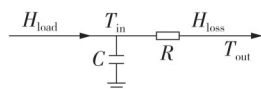


图2 一阶等效热参数模型

Fig.2 First-order equivalent thermal parameters mode

此外,虽然热力需求与热力系统提供的热量并不需要实时平衡,但仍需要保证室内温度在人体适宜的环境温度范围内,因此存在室内温度约束,见附录A式(A11)。

1.2.3 热源模型

本文中,IEDHS的热源仅考虑与电力系统联系最紧密的CHP机组。CHP机组要通过供热管道向热力负荷提供热量,热力子系统的热功率平衡方程如附录A式(A12)所示。

在考虑热力管网的惯性以及供暖建筑物储热效应后,实际上的热力需求 H_{load} 并不是严格的定值,因此CHP机组的热出力 H_a 也具有一定的调整范围。一般将CHP机组在电热出力坐标系下的运行特性描绘成封闭多边形,如附录A图A3所示。由图可见:当CHP机组热出力由 H_a 移动到 H'_a 时,其电出力范围由原来的线段 EF 扩展到了线段 MN ,得到了一定程度的提升。CHP机组的电、热出力变化范围见附录A式(A13)。

CHP机组的成本与常规火电机组类似,主要取决于其煤耗量,通常可以表示为其电出力及热出力的函数,如附录A式(A14)所示。

2 IEDHS韧性量化评估指标

IEDHS韧性评估框架主要包括故障场景生成以及构建由3个一级指标和6个二级指标组成的韧性评估指标体系,框架图见附录B图B1。

2.1 台风灾害下的IEDHS故障场景生成

台风灾害下的IEDHS故障场景由系统中各元件的状态决定,而各元件状态取决于台风灾害下的元件故障概率。

2.1.1 输电线路故障概率

电力杆塔的故障概率由其基本结构特征及自然灾害的相关参数决定,在台风灾害下,电力杆塔所面临的风速大小是其故障的重要因素之一。台风下的风速模型可以用附录B式(B1)表示^[7,25]。

除了台风天气下高风速的破坏作用,台风过境所伴随的极端降雨天气也是导致电力杆塔与导线故障的重要因素之一。强降雨所带来的影响可以等效为风速的影响。考虑强降雨后电力杆塔所面临的等效风速模型见附录B式(B2)。

电力杆塔的故障概率密度函数与其所面临的风速呈现正态分布的特征,电力杆塔的故障概率可表示为附录B式(B3)^[26]。

导线的故障概率与风速具有较强的关联性,也可以表示为等效风速的函数,见附录B式(B4)。

输电线路在 t 时刻的故障概率取决于 t 时刻及 $t-1$ 时刻杆塔和导线的故障概率,其概率模型如附录B式(B5)所示。

2.1.2 发电机组故障概率

极端台风天气下,当风速以及降雨强度过大,超出风机等新能源设备的安全运行阈值时,风电、光伏发电机组均难以正常工作。且部分地区在长时间暴雨下存在内涝风险,若洪水渗入建筑物,破坏了发电机周围的防洪结构,则可能导致机组发生故障。发电机在 t 时刻的故障概率与洪水淹没深度相关,见附录B式(B6)、(B7)。

2.1.3 基于蒙特卡罗方法的故障场景生成

为了确定台风灾害下的系统状态,本文基于非时序的蒙特卡罗方法和系统元件故障概率构建台风灾害下的系统故障场景。不考虑台风灾害下系统元件的中间状态,针对各元件生成1个在 $[0,1]$ 内的随机数,并与2.1.1、2.1.2节中的故障概率进行比较,获得 t 时刻各元件的运行状态,具体如式(5)所示。

$$S_y = \begin{cases} \text{正常} & N_{\text{rand}} > P_y \\ \text{故障} & N_{\text{rand}} \leq P_y \end{cases} \quad (5)$$

式中: S_y 为元件 y 的运行状态; P_y 为元件 y 在台风灾害下的故障概率; N_{rand} 为 $[0,1]$ 内均匀分布的随机数。

根据抽样后的系统中各元件的故障状态,即可获得系统在台风灾害下的故障场景。

2.2 IEDHS韧性评估指标体系

2.2.1 灾前应变力指标

IEDHS在台风灾害发生前应该具有一定的应对能力,应对能力可以分为主动应对能力和被动应对能力。主动应对能力表现为IEDHS在灾害发生前通过一定预测手段获取灾害相关信息,并根据灾害信息调整系统运行状态,保障系统以最坚强的状态去应对可能发生的台风灾害。具体的措施可以包括灾前应急资源的分配、系统的应急调度策略等。被动应对能力则是通过加大对系统元件的保护力度,减小系统元件在灾害中的故障概率,具体可以通过关键设备识别与元件加强等手段实现。基于上述2种能力,本文通过设立负荷供能路径冗余度及系统备用状态这2个二级指标实现对系统灾前应变力的评估。

1) 负荷供能路径冗余度。

负荷供能路径冗余度体现了线路故障对于系统中各负荷的影响。负荷供能路径冗余度较高时,系统负荷具有多条供能路径,线路故障对于负荷的影响较小。负荷供能路径冗余度可以依据复杂网络抗毁性的研究进行表示^[27],如式(6)所示。

$$R_1 = \ln \left(\frac{1}{N_e + N_h} \sum_{i=1}^{N_e + N_h} e^{\lambda_i} \right) \quad (6)$$

式中: R_1 为系统负荷供能路径冗余度; N_e 、 N_h 分别为电、热网节点数; λ_i 为系统中的节点及线路所构成网络图的邻接矩阵特征根。

2) 系统备用状态。

系统备用状态的优劣可依据系统整体备用容量及备用方式进行评估。系统整体备用容量越大,则系统备用状态越优;提供系统备用容量的机组数量越多,且各机组所提供备用容量方差越小,则系统备用状态越优。此外还应考虑到不同种类机组的备用可靠性差异。

对于IEDHS而言,系统整体备用容量主要取决

于常规火电机组备用容量、考虑热网惯性后CHP机组备用容量以及新能源备用容量。考虑到机组自身特点,上述3类备用容量以及系统整体备用容量的具体表示方法见附录B式(B8)——(B11)。

系统备用方式的优劣可以通过各机组备用容量标幺值的加权方差表示,备用容量分摊在多台机组之间的可靠性更高。

综上所述,系统备用状态可表示为:

$$R_s = \sum_x \frac{C_x P_{N_x}}{D(x)} + R_a \quad x \in \Omega_G \cup \Omega_{\text{CHP}} \cup \Omega_{\text{RE}} \quad (7)$$

式中: R_s 为系统备用状态指标; C_x 为机组 x 的权重,与机组可靠性相关; $D(x)$ 为机组 x 的备用容量标幺值的标准差; P_{N_x} 为机组 x 的额定功率; Ω_G 、 Ω_{CHP} 、 Ω_{RE} 分别为常规火电机组、CHP机组、新能源机组的集合。

权重选取方法为:首先,采用模糊层次分析法确定各机组(常规火电机组、CHP机组、新能源机组)的主观权重;然后,利用熵权法确定客观权重;最后,结合主客观权重确定综合权重。

2.2.2 灾中防御力指标

灾害发生时,IEDHS应尽量维持在较高水平运行,尽可能减少系统负荷损失。维持系统运行水平,抵御台风灾害干扰的能力是系统防御力的体现。与灾前应变力相似,灾中防御力可以分为主动防御力与被动防御力。主动防御力表现为通过调度、网络重构等手段,尽可能减少系统在灾害中的负荷损失。最优切负荷策略是典型的主动防御措施。被动防御则依靠元件、网络自身防御能力降低网络破损程度。系统的被动防御力通常可以在规划阶段采取相应措施进行加强。核心骨干网架的搜索加强是典型的被动防御措施。本文通过网络保有率及负荷留存率这2个二级指标评估IEDHS在台风灾害发生时的防御力。

1) 网络保有率。

台风灾害下,IEDHS元件故障将导致对应网络中出现断线故障,严重时将导致网络分裂为多个互不连通的子网络。对网络破损情况的分析可以从全局角度实现对IEDHS在灾害中的被动防御能力评估。本文通过灾后系统最大连通子图与灾前正常系统节点数的比值及灾中系统非故障线路与灾前正常系统线路数的比值表征灾中网络保有率,如式(8)所示。

$$D_{\text{net}} = \frac{N_{\text{mcs}}}{N_{\text{iedhs}}} + \frac{N_{\text{Lhe}}}{N_{\text{L}}} \quad (8)$$

式中: D_{net} 为灾中网络保有率; N_{mcs} 为系统灾后最大连通子图节点数; N_{iedhs} 为IEDHS网络灾前节点数; N_{Lhe} 为灾中未被破坏线路的数量; N_{L} 为灾前系统线路总数。网络保有率越高,系统在台风灾害下的被

动防御力越强。

2) 负荷留存率。

系统负荷损失情况体现了台风灾害对 IEDHS 最根本的影响。在台风灾害下维持负荷较高的运行水平是韧性研究的根本目标。若想提高系统灾中负荷水平,一方面要提高系统本身被动防御能力,另一方面则要优化系统切负荷策略、机组运行策略等主动防御手段。本文通过灾后系统负荷留存量与灾前正常运行时负荷量的比值表征系统在台风灾害下主动防御的能力,如式(9)所示。

$$D_{\text{load}} = \frac{C_e L'_e + C_h L'_h}{C_e L_e + C_h L_h} \quad (9)$$

式中: D_{load} 为灾中负荷留存率; L_e 、 L_h 分别为灾前 IEDHS 电、热负荷量; L'_e 、 L'_h 分别为灾中 IEDHS 电、热负荷量; C_e 、 C_h 分别为电、热负荷所占权重,实际系统中,电力负荷损失造成的危害通常大于热力负荷。

此外,灾中 IEDHS 电、热负荷量与主动防御措施有关,不同主动防御措施下的灾中负荷量具有一定差异。本文通过优化算法求解灾中负荷量,目标函数为:

$$\max (C_e L'_e + C_h L'_h) \quad (10)$$

2.2.3 灾后恢复力指标

灾害发生后,IEDHS 应尽可能迅速恢复高水平运行,尽量缩短负荷停电、停热时间。这种快速恢复 IEDHS 供能,缩短负荷停电、停热时间的能力是系统恢复力的体现。具体而言,IEDHS 恢复主要依赖 2 种方式:①通过调节机组出力以及快速恢复灾中可能暂时失去出力的新能源机组,调控手段的恢复速度相对较快;②通过修复由于灾害而发生事故的元件,修复元件手段的恢复速度相对较慢。因此,本文通过机组调节时间及元件恢复时间这 2 个二级指标衡量 IEDHS 的灾后恢复力,灾后系统恢复时间越短,系统恢复力越强。

1) 机组调节时间。

对于新能源机组而言,其通过电力电子设备接入电网,调节速度较快基本可以忽略,因此机组调节时间 t_1 主要取决于常规火电机组以及 CHP 机组的参数,具体如式(11)所示。

$$t_1 = \max \left\{ \frac{\Delta P_g}{U_g}, \frac{\Delta P_{\text{chp}}}{U_{\text{chp}}}, \frac{\Delta H_{\text{chp}}}{U_{\text{chp}}^H} + \Delta t \right\} \quad (11)$$

式中: ΔP_g 、 ΔP_{chp} 分别为常规机组、CHP 机组的发电调整量; U_g 、 U_{chp} 分别为常规机组、CHP 机组的调节速度; ΔH_{chp} 、 U_{chp}^H 分别为 CHP 机组的发热调整量、发热调节速度; Δt 为热量从源端传递到负荷端的延时。

2) 元件修复时间。

元件修复一般通过人力更换故障元件实现。台风灾害下进行修复作业存在一定危险,故障元件修

复通常需要在台风灾害结束后进行。因此,元件修复时间 t_2 主要取决于灾害持续时间以及元件本身修复速率,具体如式(12)所示。

$$t_2 = t_z + t_r \quad (12)$$

式中: t_z 为灾害持续时间; t_r 为故障元件平均修复时间,电力系统元件通常为 5 h,热力系统元件通常为 6.5 h^[28]。

因此,系统恢复力可以通过式(13)进行评估。

$$t_{\text{rec}} = \begin{cases} t_1 & \Delta P_g + \Delta P_{\text{chp}} + \Delta P_{\text{re}} > \Delta L_e \text{ 且 } \Delta H_{\text{chp}} > \Delta L_h \\ t_2 & \Delta P_g + \Delta P_{\text{chp}} + \Delta P_{\text{re}} < \Delta L_e \text{ 或 } \Delta H_{\text{chp}} < \Delta L_h \end{cases} \quad (13)$$

式中: t_{rec} 为系统恢复时间; ΔL_e 、 ΔL_h 分别为灾害中电负荷、热负荷损失; ΔP_{re} 为新能源调节量;若机组调节出力可以弥补灾中负荷损失,则系统恢复时间为 t_1 ,若需要通过修复特定元件才能够实现负荷恢复,则系统恢复时间为 t_2 。

2.3 IEDHS 韧性评估流程

结合前文所述系统模型,通过 MATLAB 平台调用 CPLEX 求解器进行多能优化潮流计算,灾前以经济性为优化目标,灾中、灾后以最大负荷留存率为优化目标,约束条件包括功率平衡约束、机组出力约束、供热温度约束等,求解得到各时段的系统运行状态。IEDHS 韧性评估流程如附录 B 图 B2 所示,具体步骤如下。

1) 结合热网传输和供暖建筑物内存在的热能延时,建立 IEDHS 模型。

2) 根据风速等自然条件影响,建立杆塔、导线和发电机组的故障概率模型,并通过蒙特卡罗方法生成典型故障场景。

3) 以经济性最优为目标,通过 CPLEX 求解器求解典型场景 I、II 的机组运行状态,计算灾前应变量指标。

4) 以负荷留存率最大为优化目标,通过 CPLEX 求解器求解系统运行状态,计算灾中防御力指标。

5) 判断台风影响是否结束,若没有结束则返回步骤 4,根据当前灾害情况继续优化系统运行方案;否则,根据元件恢复时间和机组调节时间计算灾后恢复力指标。

6) 对比典型场景 I、II 的指标评估结果,分析 IEDHS 在台风灾害中的韧性表现。

3 算例分析

3.1 仿真系统参数设置

为验证本文所提韧性评估方法的有效性,本节以附录 C 图 C1 所示的 IEDHS 模型为例进行分析。该 IEDHS 模型基于 IEEE 39 节点电力系统模型进行扩展,增加了巴厘岛 32 节点热力子系统模型。考虑到新能源大规模接入的实际背景,将节点 30、32 上

所连接的传统火电机组替换为风电、光伏机组。系统中风电、光伏装机容量分别为 240、100 MW,并且考虑到可再生能源出力的不确定性,本算例采用的风电、光伏出力值为预测结果的 $(100\pm 5)\%$ 内的随机值。电力系统与热力系统负荷水平如附录 C 图 C2 所示。常规火电机组的相关参数如附录 C 表 C1 所示,CHP 机组的相关参数如附录 C 表 C2 所示。

本节针对典型气象灾害中的台风灾害展开研究,评估台风灾害下 IEDHS 的韧性水平。假定台风在 15:00 于节点 8 登陆,最大风速半径处的风速为 72 km/h,系统受灾时间为 5 h,伴随台风而来的降雨量为 30 mm/h。系统电力塔杆平均间距为 350 m。此外,本算例选取极端台风灾害,等级较强,风速以及降雨强度超出风机等新能源设备的安全运行阈值,因此新能源备用系数 C_r 取值为 0。台风灾害下新能源出力曲线如附录 C 图 C3 所示。在受灾的 5 h 内,由于风速过大,加上台风带来的强降雨天气,风电、光伏机组均难以正常运行。在灾前的主动应对阶段,系统会依据预测信息制定相应的应急预案^[11],对各火电机组所在的建筑物采取严密的防汛措施。同时,由于供热管道埋设于地下,相较于暴露在外部环境中的输电线路及杆塔,其受台风的直接影响相对较小^[28]。基于此,本算例中忽略了台风对火电机组及供热管道的直接损害。

由第 2 章可知,线路故障概率与线路长度及所面临的天气有关,各输电线路故障概率如附录 C 图 C4、C5 所示。基于蒙特卡罗方法,结合输电线路故障概率生成如下典型故障场景,并展开详细分析。

1) 典型场景 I:电、热系统独立运行,热力系统不参与电力系统调度运行,CHP 机组基于“以热定电”的方式运行(以下简称为独立电热系统)。灾害中,电力子系统线路 1-39、3-4、6-11、16-17、25-26 出现故障。

2) 典型场景 II:考虑供热管网及热力负荷双重热惯性的电、热系统联合运行(本文研究的 IEDHS),CHP 机组参与电力系统调度。灾害中,电力子系统线路 1-39、3-4、6-11、16-17、25-26 出现故障。

根据上述案例场景可以将系统运行分为 3 个阶段,即灾前(15:00 前)、灾中(15:00—20:00)、灾后(20:00 后),对数据结果进行分析,具体如下。

3.1.1 灾前应变力评估

基于负荷供能路径冗余度及系统备用状态进行灾前应变力评估。

1) 负荷供能路径冗余度主要取决于系统拓扑,与系统运行状态无关。分别针对典型场景 I 及典型场景 II 的灾前网络拓扑,基于邻接矩阵特征根计算

负荷供能路径冗余度,结果如表 1 所示。

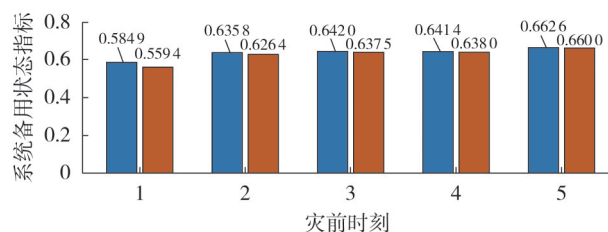
表 1 负荷供能路径冗余度

Table 1 Redundancy degree of load supply path

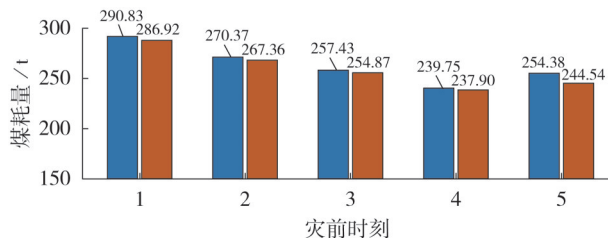
典型场景 I 的电力 负荷供能路径冗余度	典型场景 II 的整体 负荷供能路径冗余度	典型场景 II 的电力 负荷供能路径冗余度
0.0299	0.0285	0.0459

表 1 中的计算结果是以完备图系统的负荷供能路径冗余度作为基准的标幺值,由于实际中系统的网络拓扑稀疏程度较高,与完备图相比,实际的系统负荷冗余度较小。由表 1 可见,典型场景 II 的整体负荷供能路径冗余度与典型场景 I 相比反而减小,主要原因是:①相比于电力系统,热力系统拓扑简单,冗余度低,电热系统耦合使整体供能路径冗余降低;②电、热系统之间的耦合程度比单一系统内部的耦合程度低,耦合点成为 IEDHS 薄弱点,对于整体负荷供能路径冗余度有一定的负面影响。但实际上,对于 IEDHS 中的电力负荷而言,其冗余程度有所提高,这本质上是牺牲热力负荷换取的电力系统稳定性提高的外在表现。

2) 通常情况下,系统备用状态依赖于经济调度。本节以系统经济性为目标,通过 CPLEX 求解器分别计算独立电热系统及 IEDHS 在 5 个灾前时刻 10:00、11:00、12:00、13:00、14:00 的系统备用状态。其中,系统经济性主要考虑火电机组和 CHP 机组的总运行成本,包括煤耗成本和爬坡成本,风电、光伏机组发电成本低、容量占比小,因此忽略不计。灾前应变量评估结果如图 3 所示。图中:灾前时刻 1—5 分别对应灾前时刻 10:00、11:00、12:00、13:00、14:00。



(a) 系统备用状态评估结果



(b) 典型场景 I、II 的经济性对比

■ 典型场景 I, ■ 典型场景 II

图 3 灾前应变力评估结果

Fig.3 Assessment results of stress capability before disaster

图3(a)为系统备用状态评估结果。由图可见:在本文的典型场景 I、II 中,系统备用状态评估结果相近,典型场景 I 中的备用状态甚至优于典型场景 II。这是因为虽然 IEDHS 的整体灵活性更高,但是其灵活性服务于经济性优化目标,使得系统的备用状态反而变差,面对灾害时的韧性有所下降。以灾前时刻 5(14:00)为例,典型场景 I 中的系统备用状态指标比典型场景 II 高 0.09%。

进一步以经济性最优为目标,计算典型场景 I、II 下 5 个灾前时刻的煤耗量,结果如图 3(b)所示。由图可见:典型场景 II 的经济性明显优于典型场景 I。同样以灾前时刻 5(14:00)为例,典型场景 II 的煤耗量比典型场景 I 低了 4.02%。而典型场景 II 在 5 个灾前时刻的总煤耗量为 1 291.59 t,典型场景 I 在 5 个灾前时刻的总煤耗量则为 1 312.76 t,典型场景 II 的总煤耗量比典型场景 I 低了约 1.64%。

以经济性最优为目标时,联合运行的 IEDHS 相比于独立电热系统节省了煤耗成本,但是其系统备用状态受到负面影响。观察图 3 中系统备用状态、煤耗量随时间的变化趋势可以发现,系统备用状态随着灾害来临有所提升,而煤耗量有所下降。结合台风下新能源出力曲线可见,台风灾害来临前风速显著提升,风机出力因此增加,从而火电机组及 CHP 机组可以减少出力,导致煤耗量下降,备用状态提升。

综上所述,联合运行的 IEDHS 的灾前应变能力有一定程度的提高,但由于传统调度以经济性为目标,IEDHS 的灾前应对能力相比于独立电热系统提升并不显著。

3.1.2 灾中防御力评估

灾害发生时,IEDHS 应尽量保持较高水平的运行状态,尽可能减少负荷损失。基于灾害发生后网络保有率及负荷留存率的计算结果对灾中防御力进行评估。

1) 网络保有率。

网络保有率与灾中的网络结构有关,在本文构建的 2 个典型场景中,网络保有率的计算结果如表 2 所示。

表 2 典型场景 I、II 的网络保有率计算结果

Table 2 Calculative results of network ownership rate for typical scenario I and II

典型场景 I 网络保有率	典型场景 II 网络保有率
0.9565	0.9744

根据表 2 可知,典型场景 II 的网络保有率相比于典型场景 I 提升了约 1.87%,原因是热力系统中的供热管道深埋地下,其可靠性远高于输电线路,在电热系统耦合后,热力系统通过 CHP 机组扩充了电

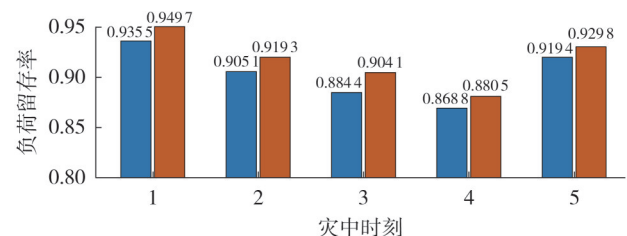
力系统网络支路数量,提升了系统的整体网络坚强程度。

2) 负荷留存率。

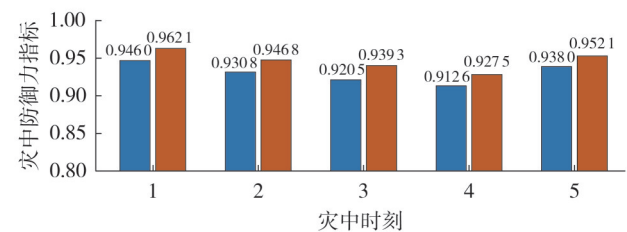
负荷留存率的计算涉及灾中切负荷策略,本文以负荷留存量最大为优化目标,通过 CPLEX 求解器计算典型场景 I、II 在灾中时段的负荷留存率。

典型场景 I、II 在 5 个灾中时刻的负荷留存率如图 4(a)所示。图中:灾中时刻 1—5 分别对应灾中时刻 15:00、16:00、17:00、18:00、19:00,图 4(b)中同。由图 4(a)可见:相比于典型场景 I,典型场景 II 的负荷留存率有一定提升,但由于系统在灾前以经济性最优为目标运行,负荷留存率提升有限。负荷留存率与负荷需求具有一定的相关性,由于输电线路损毁,系统在灾中对负荷的供应能力有限,当负荷需求增加时,负荷留存率将下降。在负荷需求较高的灾中时刻 3(17:00)、灾中时刻 4(18:00),将有 12%~14% 的负荷被切除。

根据计算得到的网络保有率与负荷留存率,可以进一步计算 5 个灾中时刻的系统防御力指标,如图 4(b)所示。由图可见:IEDHS 在 5 个灾中时刻的灾中防御力均高于独立电热系统。在灾前以经济性调度为目标的情况下,IEDHS 的灾中防御力相比独立电热系统提升了约 1.7%。



(a) 负荷留存率



(b) 灾中防御力指标

■ 典型场景 I, ■ 典型场景 II

图 4 灾中防御力评估结果

Fig.4 Assessment results of defense capability in disaster

3.1.3 灾后恢复力评估

系统灾后恢复力指标主要取决于系统灾后恢复时间。元件修复时间一般较长,电力系统中元件的修复时间一般为 5 h,热力系统中管道位于地下,虽然不易损坏但损坏后的维修时间也较长,一般为 6.5 h。但元件修复时间并不完全代表系统灾后恢复

时间。当系统机组状态良好、负荷缺额程度较低时,能够通过调节机组出力保障系统供电能力,这也是系统恢复力的体现。

考虑到台风消失后,部分新能源发电恢复正常运行,系统负荷供应得到了一定程度的缓解;此外,本文算例中的台风灾害消失时刻约为 20:00,系统负荷需求并不处于高峰期,系统整体用电紧张的情况得到了一定程度的缓解。为了对系统负荷灾后恢复情况进行合理分析,假设 20:00 时负荷需求并没有减少,将系统负荷需求设为负荷峰值的 90% (657 MW)。进一步计算系统负荷供应情况,结果如图 5 所示。图中:灾后时刻 1—5 分别对应灾后时刻 20:00、21:00、22:00、23:00、24:00。

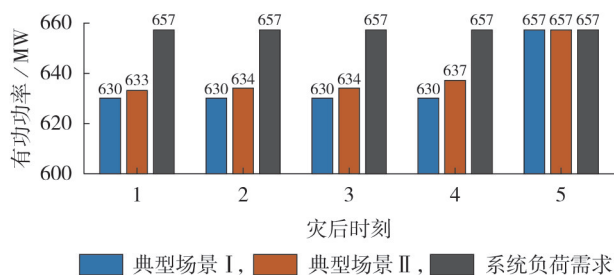


图 5 台风灾害下系统灾后负荷供应情况

Fig.5 Load supply after typhoon disaster

由图 5 可见:系统通过灾后调整机组出力所能实现的最大负荷供应能力难以满足 90% 负荷峰值的条件。想要系统供电能力能够满足 90% 负荷峰值的需求,需要对系统中的故障元件进行修复。由图 5 中灾后时刻 5 (24:00) 的负荷供应情况可知,系统故障元件修复后,系统供电能力得到进一步提升。

根据上述仿真结果,为验证本文所提方法的有效性,进一步计算台风来临当天,典型场景 I、II 下的系统负荷缺额情况,结果如附录 C 图 C6 所示。由图可见:系统在灾前保持较高的运行水平,可以实现电力负荷的实时平衡;而台风灾害来临后,由于部分电力系统输电线路遭到破坏,电力负荷产生损失;相比于典型场景 I,典型场景 II 的负荷损失要更小。综上所述,考虑热网双重惯性的 IEDHS 具有更好的灵活性,对于灾害的抵抗能力也更强。

4 结论

为实现对 IEDHS 韧性的评估,本文首先根据台风灾害下 IEDHS 元件故障概率模型构建了典型的故障场景,然后基于韧性的灾前应变量、灾中防御力、灾后恢复力三大核心特征,提出了针对 IEDHS 的分时段评估体系,实现了对 IEDHS 韧性多层次、多角度的合理评估,最后基于结合 IEEE 39 节点电网模型和巴厘岛 32 节点热网模型构建的 IEDHS 对所提指

标展开了详细计算,得到的主要结论如下。

1) 相比于独立电热系统,考虑热网双重惯性的 IEDHS 在台风灾害下的运行水平更高、负荷损失更小,具有更高的韧性水平。一方面由于热力子系统元件可靠性较高,增强了系统被动防御能力;另一方面 IEDHS 的灵活性更高,系统拥有更多自由度,从而在面对灾害时具有更多调节裕量。这种灵活性还可以有效降低系统煤耗,提高经济性。

2) IEDHS 韧性虽有一定的提升,但并不显著。由于传统调度以经济性为目标,IEDHS 的灵活性服务于经济性的目标后,所剩灵活性实际上已经与独立电热系统相差不大,很难在韧性方面有更大的提升。

3) 系统韧性提升是韧性评估的目标。为了增强 IEDHS 在可预知性台风灾害来临前的应变量,可以综合本文韧性指标,以灾前应变量最优为目标,实现对各机组运行状态的优化调度,并且针对系统薄弱点强化基础元件,增加应急资源的分配比例;在灾中时段根据负荷留存状况进行能源网络重构,或者采取预防性孤岛控制等措施;灾后进行快速故障处理或者采用黑启动策略,尽量缩短停电时间、缩小故障范围。

附录见本刊网络版 (<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] WANG Lei, HOU Chongqi, YE Bin, et al. Optimal operation analysis of integrated community energy system considering the uncertainty of demand response[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2021, 36(4): 3681-3691.
- [2] ZHANG Suhan, GU Wei, YAO Shuai, et al. Partitional decoupling method for fast calculation of energy flow in a large-scale heat and electricity integrated energy system[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2021, 12(1): 501-513.
- [3] 黎静华, 朱梦姝, 陆悦江, 等. 综合能源系统优化调度综述[J]. 电网技术, 2021, 45(6): 2256-2272.
LI Jinghua, ZHU Mengshu, LU Yuejiang, et al. Review on optimal scheduling of integrated energy systems[J]. Power System Technology, 2021, 45(6): 2256-2272.
- [4] PERERA A, NIK V M, CHEN Deliang, et al. Quantifying the impacts of climate change and extreme climate events on energy systems[J]. Nature Energy, 2020, 5(2): 150-159.
- [5] 荣俊杰, 周明, 元博, 等. 台风天气考虑故障演化的电力系统韧性评估方法[J]. 电网技术, 2024, 48(3): 1114-1131.
RONG Junjie, ZHOU Ming, YUAN Bo, et al. Resilience assessment method on power systems under typhoon disaster considering failure evolution process[J]. Power System Technology, 2024, 48(3): 1114-1131.
- [6] 别朝红, 林超凡, 李更丰, 等. 能源转型下弹性电力系统的发展与展望[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(9): 2735-2745.
BIE Zhaohong, LIN Chaofan, LI Gengfeng, et al. Development and prospect of resilient power system in the context of energy transition[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(9): 2735-2745.

- [7] 姜涛,唐少南,李雪,等. 应对台风影响的海岛微网韧性全过程提升[J]. 中国电机工程学报,2022,42(18):6625-6641.
JIANG Tao,TANG Shaonan,LI Xue,et al. Resilience boosting strategy for island microgrid clusters against typhoons[J]. Proceedings of the CSEE,2022,42(18):6625-6641.
- [8] 曾辉,孙峰,李铁,等. 澳大利亚“9·28”大停电事故分析及对中国启示[J]. 电力系统自动化,2017,41(13):1-6.
ZENG Hui,SUN Feng,LI Tie,et al. Analysis of “9·28” black-out in south Australia and its enlightenment to China[J]. Automation of Electric Power Systems,2017,41(13):1-6.
- [9] U.S. Department of Energy. 2009 smart grid system report[R]. Washington,DC:U.S. Department of Energy,2009.
- [10] National Academies of Sciences,Engineering,Medicine. Enhancing the resilience of the nation's electricity system[R]. Washington DC,USA:The National Academies Press,2017.
- [11] 孙为民,孙华东,何剑,等. 面向严重自然灾害的电力系统韧性评估技术综述[J]. 电网技术,2024,48(1):129-139.
SUN Weimin,SUN Huadong,HE Jian,et al. Review of power system resilience assessment techniques for severe natural disasters[J]. Power System Technology,2024,48(1):129-139.
- [12] 陈丽娟,刘丽,周昶,等. 计及运行风险与韧性的综合能源系统薄弱环节辨识[J]. 电力系统自动化,2022,46(6):48-57.
CHEN Lijuan,LIU Li,ZHOU Chang,et al. Weakness identification of integrated energy systems considering operation risk and resilience[J]. Automation of Electric Power Systems,2022,46(6):48-57.
- [13] 周晓敏,葛少云,李腾,等. 极端天气条件下的配电网韧性分析方法及提升措施研究[J]. 中国电机工程学报,2018,38(2):505-513,681.
ZHOU Xiaomin,GE Shaoyun,LI Teng,et al. Assessing and boosting resilience of distribution system under extreme weather[J]. Proceedings of the CSEE,2018,38(2):505-513,681.
- [14] ZHANG H,WANG P,YAO S,et al. Resilience assessment of interdependent energy systems under hurricanes[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2020,35(5):3682-3694.
- [15] 蒋明轩,李更丰,卞艺衡,等. 计及气/热惯性和延时性的综合能源系统可靠性评估方法[J]. 电力自动化设备,2025,45(5):19-30,39.
JIANG Mingxuan,LI Gengfeng,BIAN Yiheng,et al. Reliability evaluation method of integrated energy system considering gas/thermal inertia and time delay[J]. Electric Power Automation Equipment,2025,45(5):19-30,39.
- [16] 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.
- [17] 马丽叶,王海峰,卢志刚,等. 计及相关性影响的增强台风灾害下配电网韧性灵活性资源规划[J]. 电力系统自动化,2022,46(7):60-68.
MA Liye,WANG Haifeng,LU Zhigang,et al. Flexible resource planning for improving distribution network resilience under typhoon disasters considering relevance impact[J]. Automation of Electric Power Systems,2022,46(7):60-68.
- [18] 孙明琦,郑予容,林苑,等. 基于节点网元的韧性配电网时-空调度序列协同优化负荷恢复策略[J]. 电力自动化设备,2024,44(1):73-79.
SUN Mingqi,ZHENG Yurong,LIN Yuan,et al. Load recovery strategy considering time-space scheduling sequence co-optimization for resilient network based on web of node[J]. Electric Power Automation Equipment,2024,44(1):73-79.
- [19] 李雪,张涵帅,姜涛,等. 应对极端冰灾的电力系统多阶段韧性提升策略[J]. 电力自动化设备,2024,44(7):69-77.
LI Xue,ZHANG Hanshuai,JIANG Tao,et al. Multi-stage resilience enhancement strategy for power system against extreme ice disaster[J]. Electric Power Automation Equipment,2024,44(7):69-77.
- [20] 黄文鑫,吴军,郭子辉,等. 台风灾害下电网韧性评估及差异化规划[J]. 电力系统自动化,2023,47(5):84-91.
HUANG Wenxin,WU Jun,GUO Zihui,et al. Power grid resilience assessment and differentiated planning against typhoon disasters[J]. Automation of Electric Power Systems,2023,47(5):84-91.
- [21] 安磊,王绵斌,齐霞,等. “风、光、火、蓄、储”多能源互补优化调度方法研究[J]. 可再生能源,2018,36(10):1492-1498.
AN Lei,WANG Mianbin,QI Xia,et al. Optimal dispatching of multi-power sources containing wind/photovoltaic/thermal/hydro-pumped and battery storage[J]. Renewable Energy Resources,2018,36(10):1492-1498.
- [22] LU S,GU W,MENG K,et al. Thermal inertial aggregation model for integrated energy systems[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2020,35(3):2374-2387.
- [23] 彭石,谢宁,王承民,等. 电气-供热管网系统等值模型与静态潮流分析方法[J]. 电力系统自动化,2022,46(13):62-73.
PENG Shi,XIE Ning,WANG Chengmin,et al. Equivalent model and static flow analysis method for electricity and heating network system[J]. Automation of Electric Power Systems,2022,46(13):62-73.
- [24] LU N. An evaluation of the HVAC load potential for providing load balancing service[J]. IEEE Transactions on Smart Grid,2012,3(3):1263-1270.
- [25] 王增平,相禹维,王彤. 台风暴雨灾害下的110 kV线路倒塔与断线事故评估方法[J]. 电力系统自动化,2022,46(3):59-66.
WANG Zengping,XIANG Yuwei,WANG Tong. Assessment method of tower falling and line disconnection accidents for 110 kV line in typhoon and torrential rain disaster[J]. Automation of Electric Power Systems,2022,46(3):59-66.
- [26] ZHAO T,ZHANG H,LIU X,et al. Resilient unit commitment for day-ahead market considering probabilistic impacts of hurricanes[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2021,36(2):1082-1094.
- [27] 王班,马润年,王刚. 基于自然连通度的复杂网络抗毁性研究[J]. 计算机仿真,2015,32(8):315-318,322.
WANG Ban,MA Runnian,WANG Gang. Research on invulnerability of complex networks based on natural connectivity[J]. Computer Simulation,2015,32(8):315-318,322.
- [28] 李雪,孙霆锴,侯恺,等. 地震灾害下海岛综合能源系统韧性评估方法研究[J]. 中国电机工程学报,2020,40(17):5476-5493.
LI Xue,SUN Tingkai,HOU Kai,et al. Evaluating resilience of island integrated energy systems with earthquake[J]. Proceedings of the CSEE,2020,40(17):5476-5493.

作者简介:

吴军(1977—),男,副教授,博士,主要研究方向为电力系统规划、综合能源系统、电力系统稳定分析与控制等(E-mail:byronwu@whu.edu.cn);

杨超峰(2002—),男,硕士研究生,主要研究方向为电力系统规划与优化(E-mail:ycf3204@whu.edu.cn)。

(编辑 任思思)

Resilience assessment method for integrated electricity and district heating system under typhoon disaster

WU Jun^{1,2}, YANG Chaofeng^{1,2}, WANG Lin^{1,2}, XIANG Zhimin^{1,2}

(1. State Key Laboratory of Power Grid Environmental Protection, Wuhan 430072, China;

2. School of Electrical Engineering and Automation, Wuhan University, Wuhan 430072, China)

Abstract: To address the challenge of accurately quantifying the resilience of integrated electricity and district heating system under extreme disaster, a assessment method for integrated electricity and district heating system under typhoon disaster is proposed. A component failure probability model under typical typhoon disaster is constructed, and typical failure scenarios are established using the Monte Carlo method. A time-based assessment system for integrated electricity and district heating system is established based on the three core features of resilience. The system includes three primary indicators and six secondary indicators, enabling the multi-level and multi-angle evaluation of the system's resilience. Simulations are carried out using the IEEE 39-bus system and the Bali Island 32-bus system to validate the proposed assessment indicators. The simulative results show that, compared to independent electricity and thermal systems, the integrated electricity and district heating system considering the dual inertia of the thermal network operates at a higher level and experiences smaller load losses under disaster conditions, demonstrating greater resilience.

Key words: resilience; time-based assessment; integrated electricity and district heating system; dual thermal inertia; typhoon disasters

(上接第 11 页 continued from page 11)

Comprehensive resilience improvement method for distribution network considering differentiated dynamic dispatch under typhoon disaster

CHEN Shilong, SUN Jianhua, WANG Jian, LIU Fan, PENG Cheng

(School of Electric Power Engineering, Kunming University of Science and Technology, Kunming 650500, China)

Abstract: The extreme meteorological disasters such as typhoon seriously threaten the safe and stable operation of distribution network, the improvement of resistibility and post-disaster recovery capability of distribution network is the key of ensuring power supply. A resilience improvement method for distribution network facing typhoon disaster is proposed, and a multi-stage coupling strategy covering pre-disaster prevention, in-disaster control and post-disaster recovery is constructed to reduce the economic loss and load loss caused by extreme events. The mechanical modeling of line components under the influence of typhoon is carried out to quantify the structural damage degree, on this basis, a line failure probability model is constructed. Combining the operation status of different nodes in distribution network under typhoon disaster, a multi-stage vulnerability assessment index is proposed to achieve accurate identification of the vulnerable parts of distribution network. A three-stage resilience improvement strategy considering differentiated dynamic dispatch is designed. The IEEE 33-node distribution network is taken as an example to verify the effectiveness and feasibility of the proposed method in the aspects of improving system disaster resistibility, operation economy and recovery efficiency.

Key words: distribution network reconstruction; resilience improvement; mobile energy storage; extreme disaster; vulnerability identification