

基于ADMM-GBS考虑故障影响的 互联微电网多时间尺度优化调度

王怡聪¹,柯方超¹,周航^{2,3},林毓军^{2,3},张东寅¹,杨东俊¹,苗世洪^{2,3}

(1. 国网湖北省电力有限公司经济技术研究院,湖北 武汉 430077;

2. 华中科技大学 电气与电子工程学院 强电磁技术全国重点实验室,湖北 武汉 430074;

3. 电力安全与高效湖北省重点实验室,湖北 武汉 430074)

摘要:极端事件攻击微电网可能造成负荷电能供应不足导致大停电事故。针对互联微电网系统,提出了一种考虑极端事件的分布式多时间尺度故障优化调度策略。在故障条件下以系统用户侧削减负荷量最小为目标,建立了互联微电网系统日前-日内两阶段滚动调度模型;基于鲁棒思想,考虑极端事件的时空特性以及故障线路的不确定性,采用分层随机抽样形成故障集,将其作为初始数据确定系统最恶劣故障场景;针对该场景进行线路加固后,采取高斯回代交替方向乘子法(ADMM-GBS)得到最优故障调度策略。通过算例分析验证了所提模型和调度策略的有效性。

关键词:互联微电网系统;极端事件;分布式调度;多时间尺度

中图分类号:TM73

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202402001

0 引言

随着传统无源配电网向主动配电网(active distribution network, ADN)的方向快速转变^[1-2],配电网中微电网(microgrid, MG)的数量逐年显著增长。作为ADN的基本单元, MG有力支撑了分布式电源(distributed generator, DG)、储能装置、柔性负荷、监控保护装置等多元化设备的集中管理和协同配合,通过对微电网进行精细化调度有望极大改善可再生能源的消纳能力和系统的安全经济运行水平^[3-4]。然而,随着多微电网海量设备的接入,一方面系统源-网-荷-储多类型资源统筹协调的复杂度大幅增长,另一方面海量设备可靠性问题伴随的系统故障风险也显著增加。在此背景下,如何有效应对上述挑战已成为电网新的发展阶段中需要关注和解决的重点问题。

针对互联微电网资源的统筹协调问题,研究人员已开展了大量有效的探索。大量文献采用集中式或分布式架构,从互联互通微电网的经济调度^[5]、低碳运行^[6-7]等多个方面入手实现了多微电网资源的协同配合。然而,以上研究主要面向微电网的常态化运行场景,对互联微电网考虑故障影响下的系统调度策略鲜有涉及。

目前,微电网数量逐年快速增长,系统的故障风

险与日俱增,故障场景下的风险损失和不利影响愈发严峻,因此,提出考虑故障影响的互联微电网调度策略势在必行。相较于常态化运行场景,故障场景下的微电网调控问题复杂度大幅提升:一方面,随着系统功率支撑能力的减弱,原有的微电网常态调度策略难以执行,导致用户侧出现大量非计划切负荷;另一方面,由于各微电网与调度中心群间信息的交互受阻,原有的集中式调度框架将无法保证指令的实时传递和准确下达,因此,基于分布式架构的紧急调度体系具有明显优势,然而传统的分布式调度算法存在突出的收敛性和收敛速度问题。

由此可见,如何解决上述两方面问题已成为互联微电网故障快速恢复的关键,已有文献开展了相关研究。

1)首先,在故障场景下的微电网优化运行策略方面,文献[8]针对配电网发生故障的情况,以多个微电网提供紧急功率支撑的方式实现了配电网故障的快速恢复,然而该策略在一定程度上牺牲了微电网的利益;文献[9]针对配电网-微电网联络线故障的场景,提出了微电网孤岛运行情况下的功率自平衡策略;文献[10]针对气象灾害场景下系统的概率性故障问题,提出了一种随机优化方法实现了单微电网的故障中应急调度。上述文献为解决微电网的故障调度问题提供了经验借鉴和参考,然而,以上研究成果主要面向单微电网问题,在当前多微电网互联互通的新形势下将存在一定局限性。同时,上述研究大多忽略了微电网拓扑结构和线路潮流的影响,由于故障情况下微电网的系统结构更加脆弱,忽略网架因素将严重制约故障恢复调度策略的可

收稿日期:2023-04-10;修回日期:2023-10-08

在线出版日期:2024-02-11

基金项目:国网湖北省电力有限公司科技项目(521538220007)

Project supported by the Science and Technology Program of State Grid Hubei Electric Power Company Limited (521538220007)

靠性。

2)其次,在微电网故障场景下的优化求解算法方面,现有研究主要分为集中式算法和分布式算法2类。目前,随着微电网群调度资源规模的扩大,主干网络通信传输通道愈发拥挤,调度中心实时接收处理的数据维度也快速增长。受此因素影响,在互联微电网故障恢复的过程中,传统集中式算法收敛速度慢、调度指令实时性和可靠性低等缺陷愈加凸显。为了解决该问题,本文采用了高斯回代交替方向乘子法(alternative direction multiplier method with Gaussian back substitution, ADMM-GBS)对互联微电网的故障恢复模型进行求解,该算法能有效解决故障状态下互联微电网信息传输受阻、故障恢复策略难以获得等问题。

综合上述分析,本文针对考虑具体拓扑结构的离网互联微电网系统故障场景下的优化调度问题开展研究;首先,以系统用户侧削减负荷量最小为目标,建立了互联微电网日前-日内两阶段滚动故障调度模型;其次,基于鲁棒思想,考虑极端事件发生时间以及具体故障线路的不确定性特征,采用拉丁超立方分层随机抽样方法构建了多阶段、多区域的线路故障集;在此基础上,以上述故障集为初始数据,采用蝙蝠算法搜寻获得系统最恶劣故障场景;最后,基于ADMM-GBS求解出该场景对应的互联微电网分布式多时间尺度故障场景下的调度策略和最优线路加固方法^[11]。

1 互联微电网系统调度架构

本文研究的互联微电网系统简化结构见图1。

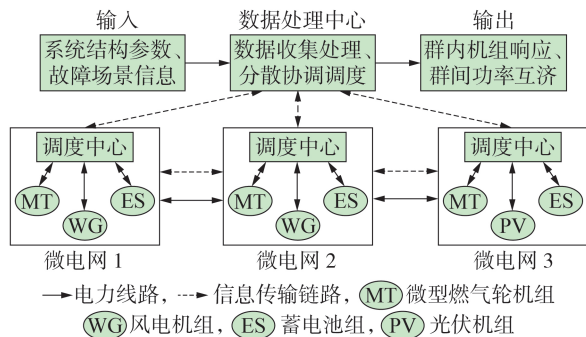


图1 互联微电网系统结构

Fig.1 Structure of interconnected microgrids system

每个微电网均有各自的决策和目标,均配备一个本地调度中心,从而保护个体微电网的信息私密性和管理独立性。各微电网将调度计划上传至数据处理中心,并通过微电网间的联络线进行功率传输和信息交互。微电网内部发生故障的情况下,调度中心根据自身用户侧负荷情况,制定自身故障恢复策略,并将调度计划上传至系统数据处理中心和其他子微电网调度中心。各微电网根据内部分布式电

源出力预测数据、出力上下限约束等,制定符合自身利益的功率交换计划,数据处理中心协调各微电网的调度计划,最终整个互联微电网系统仅通过交互少量信息即可得到最优故障调度计划。正常微电网与故障微电网之间功率的互助互济,对于实现整个系统的故障快速恢复并尽量减少负荷损失具有重要作用。

2 多时间尺度故障场景调度模型的建立

随着风、光等大量新能源接入多微电网系统,其发电的波动性与不确定性给系统的安全性带来了不容忽视的挑战。首先,现有技术水平对风光出力数据的预测存在一定误差,预测精度与时间尺度相关性强,时间尺度越小,所得到的预测结果就会越准确。其次,在故障时段,系统内机组发电需求突增,需要更快、更灵活地制定调度计划,多微电网系统中机组出力和其他的调度资源都具有多时间尺度的特性^[12]。因此,仅在单一时间尺度上进行故障调度策略优化,并不能满足系统内多种资源的运行特性,无法得到最优的故障恢复效果。

综上所述,本文建立了考虑故障影响的日前-日内两阶段滚动优化调度模型。根据确定的互联微电网模型,通过随机抽样方法以及启发式算法,得出该系统的最恶劣故障场景。在预想的最恶劣故障场景下,系统日前调度计划以1d为1个调度周期,以1h为时间尺度,以切负荷量最小为目标,确定日内调度计划中系统微型燃气轮机组、风/光发电机组出力参考值。在此基础上,日内调度计划以4h为1个调度周期,以15min为时间尺度,将上述日前求出的机组出力参考值作为已知量代入日内故障恢复的调度过程,在更小的时间尺度上求得最终故障恢复计划。日前-日内两阶段滚动故障恢复模型如图2所示。

2.1 日前调度模型

2.1.1 目标函数

故障条件下,保证多微电网系统供电可靠性的需求远大于盈利要求,因此优化目标设为系统负荷削减量最小,具体表达式为:

$$\min f_{\text{cut}} = \sum_{i=1}^{N_{\text{MGs}}} \sum_{j=1}^{N_{\text{FAUs}}} P_{\text{MG},i} \Delta T_j \quad (1)$$

式中: N_{MGs} 为微电网数量; N_{FAUs} 为系统发生故障次数; $P_{\text{MG},i}$ 为第*i*个微电网用户侧有功负荷削减量; ΔT_j 为第*j*次故障持续时间。

2.1.2 约束条件

下面分别从微型燃气轮机组、风电机组、光伏机组、蓄电池组以及线路潮流方面讨论约束条件。针对微型燃气轮机组、风电机组、光伏机组、蓄电池组的机组出力上下限约束、机组爬坡功率约束、蓄电池组运行约束等的具体表达式见附录A式

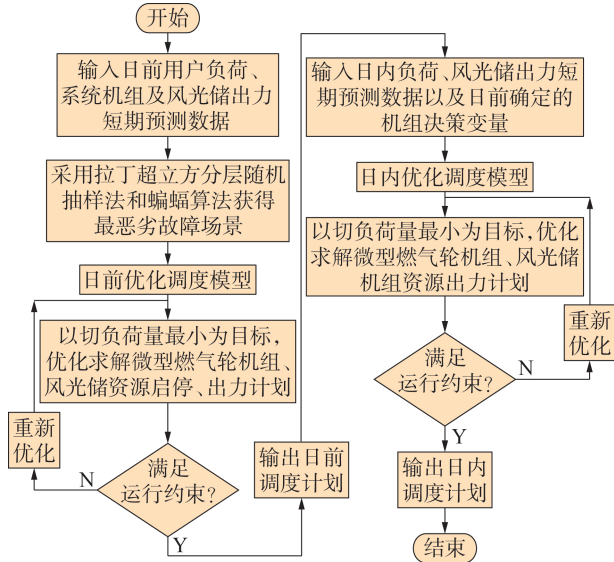


图2 日前-日内两阶段滚动故障调度模型
Fig.2 Day-ahead and intra-day two stage rolling fault recovery model

(A1)—(A5)。

蓄电池组通常接在风/光发电机组处,以实现资源就地消纳。在预想该典型日中系统将出现故障的前提下,储能为多微电网系统提供正负备用,深度参与故障场景下的系统调度。但储能备用受最大充放电功率限制,如式(2)所示。

$$\begin{cases} B_{i,t}^u = x_1 (P_{dmax,i}^{ES} - P_{d,i,t}^{ES}) + x_2 (P_{dmax,i}^{ES} - P_{c,i,t}^{ES}) \\ B_{i,t}^d = x_1 (P_{d,i,t}^{ES} - P_{cmax,i}^{ES}) + x_2 (P_{c,i,t}^{ES} - P_{cmax,i}^{ES}) \end{cases} \quad (2)$$

式中: $B_{i,t}^u$ 、 $B_{i,t}^d$ 分别为 t 时刻节点 i 处蓄电池组可提供的最大上、下调备用; x_1 、 x_2 分别用于表征蓄电池充、放电状态, $x_1=1$ 时表示蓄电池处于放电状态, $x_2=1$ 时表示蓄电池处于充电状态; $P_{c,i,t}^{ES}$ 、 $P_{d,i,t}^{ES}$ 分别为 t 时刻节点 i 处蓄电池组充、放电功率; $P_{cmax,i}^{ES}$ 、 $P_{dmax,i}^{ES}$ 分别为节点 i 处蓄电池组充、放电功率最大值。

储能备用约束如下:

$$\begin{cases} |P_{c,i,t}^{ES} - P_{c,i,t}^* - P_{d,i,t}^{ES} + P_{d,i,t}^*| \leq B_{i,t}^u \\ |P_{c,i,t}^{ES} - P_{c,i,t}^* - P_{d,i,t}^{ES} + P_{d,i,t}^*| \leq B_{i,t}^d \end{cases} \quad (3)$$

式中: $P_{c,i,t}^*$ 、 $P_{d,i,t}^*$ 分别为当前调度阶段模型在 t 时刻节点 i 处求解出的储能最优充、放电功率。

微电网间联络线约束:微电网 i 、 j 之间联络线上的功率上下限以及传输方向约束分别如式(4)、(5)所示。

$$0 \leq P_{i,j}^t \leq \mu_{i,j}^t P_{i,j}^{\max} \quad i \neq j \quad (4)$$

$$\mu_{i,j}^t + \mu_{j,i}^t \leq 1 \quad (5)$$

式中: $P_{i,j}^t$ 为 t 时刻微电网 i 向微电网 j 传输的功率; $P_{i,j}^{\max}$ 为 t 时刻微电网 i 向微电网 j 允许传输的最大功率; $\mu_{i,j}^t$ 为 t 时刻联络线功率传输指示变量, $\mu_{i,j}^t=1$ 表示 t 时刻微电网 i 向微电网 j 传输功率。

线路潮流约束:考虑到当线路发生随机故障后,需要在原有优化运行模型约束条件的基础上修改线路潮流上下限约束和节点功率平衡约束,加入故障指示变量,如式(6)、(7)所示。

$$-d_{l,t} F_{l,\max} \leq f_{l,t} \leq d_{l,t} F_{l,\max} \quad (6)$$

$$P_{i,t}^{MT} + P_{i,t}^{WT} + P_{i,t}^{PV} + P_{i,t}^{cut} + \sum_{n \in N(i)} d_{n,t} f_{n,t} + P_{d,i,t}^{ES} = P_{i,t}^L + P_{c,i,t}^{ES} \quad (7)$$

式中: $d_{l,t}$ 为 t 时刻系统网络线路 l 的故障指示变量, $d_{l,t}=1$ 代表线路正常运行, $d_{l,t}=0$ 代表线路故障停运; $N(i)$ 为所有连接节点 i 的线路集合; $F_{l,\max}$ 为线路 l 的潮流限值; $P_{i,t}^{MT}$ 、 $P_{i,t}^{WT}$ 、 $P_{i,t}^{PV}$ 分别为日前调度节点 i 在 t 时刻的微型燃气轮机、风电机组、光伏机组出力; $P_{i,t}^{cut}$ 为 t 时刻日前调度节点 i 切负荷量; $P_{i,t}^L$ 为 t 时刻日前调度节点 i 预测负荷。

2.2 日内调度模型

本模型日内调度部分的目标函数以及约束条件与日前调度一致,并且同时考虑了日前调度模型同样的故障场景。但日内调度部分在每个日内调度周期的第1个时刻参考了日前调度对应时刻的机组出力计划,如式(8)所示。

$$\begin{cases} P_{i,t}^{MT}(1-\delta) \leq P_{in,i,t}^{MT} \leq P_{i,t}^{MT}(1+\delta) \\ P_{i,t}^{WT}(1-\delta) \leq P_{in,i,t}^{WT} \leq P_{i,t}^{WT}(1+\delta) \\ P_{i,t}^{PV}(1-\delta) \leq P_{in,i,t}^{PV} \leq P_{i,t}^{PV}(1+\delta) \end{cases} \quad (8)$$

式中: $P_{in,i,t}^{MT}$ 、 $P_{in,i,t}^{WT}$ 、 $P_{in,i,t}^{PV}$ 分别为日内调度节点 i 在 t 时刻的微型燃气轮机、风电机组、光伏机组出力; δ 为波动系数,为常数,取0.2。考虑到实际情况以及机组爬坡约束条件,保证日内每个调度周期的第1个时刻的参考值可以在小范围内波动。

3 互联微电网系统最恶劣故障场景的确定

多微电网系统最恶劣故障场景的确定是一个min-max双层多约束优化问题。目前,解决此类问题的算法大致可分为传统数学优化方法、人工智能算法和启发式算法。其中传统数学优化方法可以得到全局最优解,但计算复杂且速度慢,需要处理的数据维数大,不适用于复杂大规模电力系统问题的求解^[13]。人工智能算法需要大量的数据进行训练和优化,一旦遇到数据集的分布发生变化的情况,算法的性能可能会急剧下降。启发式算法通过直观的分析,可在较短的时间内找到可以接受的解,适用于处理涉及不确定性的大规模问题^[14],因此在解决电力系统故障恢复问题上得到了广泛的应用,主要包括蚁群算法、蝙蝠算法、遗传算法等^[15]。

本文采用蝙蝠算法来解决最恶劣故障场景确定的问题,该问题属于最大值问题,选择直接将最大用户侧切负荷量作为适应度函数进行更新。一组合适的初始化数据能够保证蝙蝠算法更快地收敛到全局最优解。考虑到实际情况,故障场景的抽取有以下

约束:①1个调度周期内最多有 F 个时刻发生故障;②每个时刻最多有 F 处线路发生故障。本文采用拉丁超立方抽样的方法进行 n 组初始故障场景的抽取,这是一种随机分层抽样的方法,能够保证采样值反映采样区整体数据的特点。具体分为以下3个步骤:①将所有满足上述约束的故障场景均匀分布在区间 $[0,1]$ 内,将区间 $[0,1]$ 等分为 n 个子区间,在第 m 个子区间 $[(m-1)/n, m/n]$ 内均匀随机产生1个数;②对 n 个随机数进行乱序处理,保证每个随机变量采样值的相关性尽量小^[16];③根据概率分布的反函数来计算采样值^[17]。互联微电网系统中的故障情况较为复杂,且难以穷举。蝙蝠算法通过模拟蝙蝠利用回声定位系统来觅食或躲避障碍物的行为实现迭代寻求的过程,在求解较为复杂的优化问题时,通常能够快速获得较好的优化结果。算法的具体流程如附录B图B1所示,具体实施步骤如下。

1)初始化微型燃气轮机、蓄电池组特性参数、系统预测负荷大小、风/光伏发电出力大小、算法收敛的阈值以及最大迭代次数。

2)随机初始化每只蝙蝠的位置,每只蝙蝠的位置表示一种随机抽取的故障场景。将所有抽取到的场景传递给建立的故障调度模型,计算得到所有蝙蝠适应度后进行全局搜索,计算最优蝙蝠个体位置。

3)更新最优蝙蝠个体位置及对应的适应度。

4)进行局部搜索,更新蝙蝠个体的频率、位置和速度信息,并将其传递给所建立的故障调度模型,计算得到适应度。

5)更新个体最优值、全局最优值、蝙蝠速度信息和位置信息。

6)重复步骤3)~5)直到算法满足收敛条件,收敛条件为前后2次的全局最优值之差小于给定的阈值或者达到最大循环次数。

7)算法输出的结果为多微电网系统最恶劣故障场景和对应场景下故障调度策略的鲁棒最优解。

4 多时间尺度故障调度模型的求解方法

对于互联微电网系统,集中式故障调度能够得到最优的故障调度方案。但故障场景下,微电网向调度中心的信息传输存在阻碍,同时调度中心指令也难以及时精确地下发给微电网。针对第2章建立的多时间尺度故障调度模型,本文采用分布式算法求解系统的最优故障调度方案。

4.1 ADMM-GBS

传统的ADMM将一个完整的问题分解为2个相对独立的子问题进行交替分布求解,并且已经被应用于许多研究领域。近年来,有学者将经典算法拓宽至 N -block ADMM,即将问题分解为 N 个子优化问题进行求解。然而,如果直接使用根据两算子标

准ADMM算法推广得到的三算子算法求解问题,并不能够保证算法的收敛性。因此,本文考虑采用ADMM-GBS对包含3个微电网的系统优化问题进行求解,此算法在3-block ADMM的基础上增加一个变量的校正矩阵,能够使用高斯回代对结果进行修正,保证结果的收敛性,具体原理如下。

3-block ADMM的直接推广形式如式(9)所示。算法首先经过 k 次迭代得到 x^k, y^k, z^k ,对于第 $k+1$ 次迭代,依次由 y^k, z^k 推导得出 x^{k+1} ,再由 x^{k+1}, z^k 推导出 y^{k+1} ,之后由 x^{k+1}, y^{k+1} 推导出 z^{k+1} ,最后更新拉格朗日乘子 λ 。

$$\begin{cases} x^{k+1} = \operatorname{argmin} L^3(x, y^k, z^k, \lambda^k) \\ y^{k+1} = \operatorname{argmin} L^3(x^{k+1}, y, z^k, \lambda^k) \\ z^{k+1} = \operatorname{argmin} L^3(x^{k+1}, y^{k+1}, z, \lambda^k) \\ \lambda^{k+1} = \lambda^k - \eta(Ax^{k+1} + By^{k+1} + Cz^{k+1} - b) \end{cases} \quad (9)$$

式中: x^k, y^k, z^k 为第 k 代算子; A, B, C 为算子线性化参数; b 为模型约束线性化参数; η 为越限惩罚参数; $L^3(x, y, z, \lambda)$ 为含有拉格朗日乘子 λ 和3个算子的拉格朗日函数。

在该算法中,一次迭代中的 x^k 是由上一代数据计算得出的中间变量, y^k, z^k, λ^k 则是地位对等的核心变量。当求解 z^{k+1} 时,使用的是 x^{k+1}, y^{k+1}, z^k 的数据,即 y 与 z 问题信息不对等,导致算法存在收敛性的问题。因此,在式(9)所示的预测过程后添加高斯回代的修正过程,如式(10)所示。

$$\begin{bmatrix} By^{k+1} \\ Cz^{k+1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} By^k \\ Cz^k \end{bmatrix} - \mu \begin{bmatrix} I & -I \\ 0 & I \end{bmatrix} \begin{bmatrix} B(y^k - y^{k+1}) \\ C(z^k - z^{k+1}) \end{bmatrix} \quad (10)$$

式中: μ 为校正系数,取值范围为 $[0.9, 0.95]$,可以保证算法收敛性^[18]; I 为单位矩阵。

4.2 基于ADMM-GBS的模型求解

基于以上算法,针对本文研究的具体互联微电网系统模型,将求解问题分解为3个微电网各自负荷量的子问题进行迭代求解。将各微电网的交换功率作为耦合变量,在耦合变量处分解3个子问题,则问题的目标函数以及其增广拉格朗日函数分别如式(11)、式(12)~(14)所示。

$$\min P_{\text{cut}} = P_1^{\text{cut}} + P_2^{\text{cut}} + P_3^{\text{cut}} \quad (11)$$

$$L_1 = P_1^{\text{cut}} + \sum_{t=1}^T \left[\lambda_{1,k}(t) (P_{\text{mg},1,k}(t) - P_{\text{MGs}}(t)) \right] + \sum_{t=1}^T \frac{\eta}{2} (P_{\text{mg},1,k}(t) - P_{\text{MGs}}(t))^2 \quad (12)$$

$$L_2 = P_2^{\text{cut}} + \sum_{t=1}^T \left[\lambda_{2,k}(t) (P_{\text{mg},2,k}(t) - P_{\text{MGs}}(t)) \right] + \sum_{t=1}^T \frac{\eta}{2} (P_{\text{mg},2,k}(t) - P_{\text{MGs}}(t))^2 \quad (13)$$

$$L_3 = P_3^{\text{cut}} + \sum_{t=1}^T \left[\lambda_{3,k}(t) (P_{\text{mg},3,k}(t) - P_{\text{MGs}}(t)) \right] + \sum_{t=1}^T \frac{\eta}{2} (P_{\text{mg},3,k}(t) - P_{\text{MGs}}(t))^2 \quad (14)$$

$$P_{\text{MGs}}(t) = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N P_{\text{mg},i,k}(t) \quad (15)$$

式中: $P_1^{\text{cut}} - P_3^{\text{cut}}$ 分别为微电网1—3的用户侧失负荷量; $\lambda_{1,k}(t) - \lambda_{3,k}(t)$ 分别为第 k 代微电网1—3的耦合变量对应的拉格朗日乘子; $P_{\text{mg},1,k}(t) - P_{\text{mg},3,k}(t)$ 分别为微电网1—3的第 k 代耦合变量; $P_{\text{MGs}}(t)$ 为耦合变量平均值; $L_1 - L_3$ 为子问题; T 为总调度时长。

迭代过程中,各耦合变量会逐渐趋近于平均值,具体求解过程如下:

步骤1: 初始化耦合变量为0, $P_{\text{MGs}}(t) = 0$, $\lambda_{1,k}(t) = \lambda_{2,k}(t) = \lambda_{3,k}(t) = \lambda_0$ (λ_0 为初始拉格朗日参数)。

步骤2: 令 $P_{\text{MGs}}(t) = P_{\text{mg},3,k}(t)$, 代入子问题 L_1 求解, 得到 $P_{\text{mg},1,k+1}(t)$ 。

步骤3: 令 $P_{\text{MGs}}(t) = P_{\text{mg},1,k+1}(t)$, 代入子问题 L_2 求解, 得到 $P_{\text{mg},2,k+1}(t)$ 。

步骤4: 令 $P_{\text{MGs}}(t) = P_{\text{mg},2,k+1}(t)$, 代入子问题 L_3 求解, 得出 $P_{\text{mg},3,k+1}(t)$ 。

步骤5: 根据式(16)更新拉格朗日乘子。

$$\begin{cases} \lambda_{1,k+1}(t) = \lambda_{1,k}(t) + \eta (P_{\text{mg},1,k+1}(t) - P_{\text{mg},3,k}(t)) \\ \lambda_{2,k+1}(t) = \lambda_{2,k}(t) + \eta (P_{\text{mg},2,k+1}(t) - P_{\text{mg},1,k+1}(t)) \\ \lambda_{3,k+1}(t) = \lambda_{3,k}(t) + \eta (P_{\text{mg},3,k+1}(t) - P_{\text{mg},2,k+1}(t)) \end{cases} \quad (16)$$

步骤6: 根据式(17), 利用高斯回代校正 $P_{\text{mg},2,k+1}(t)$ 、 $P_{\text{mg},3,k+1}(t)$ 。

$$\begin{cases} P_{\text{mg},2,k+1}(t) = P_{\text{mg},1,k+1}(t) - \mu (P_{\text{mg},2,k}(t) - P_{\text{mg},2,k+1}(t)) \\ P_{\text{mg},3,k+1}(t) = P_{\text{mg},2,k+1}(t) - \mu (P_{\text{mg},3,k}(t) - P_{\text{mg},3,k+1}(t)) \end{cases} \quad (17)$$

步骤7: 根据式(18)判断本次迭代结果偏差是否小于允许收敛误差, 如果小于则结束计算, 否则返回步骤2进行下一代迭代。

$$\|r_k\|_2^2 = \|P_{\text{MGs}}(t)\|_2^2 = \left\| \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N P_{\text{mg},i,k}(t) \right\|_2^2 \leq \varepsilon \quad (18)$$

式中: r_k 为第 k 代残差; ε 为收敛误差。设置收敛误差为一个较小的常数, 满足收敛条件时, 可以视为互联微电网系统满足功率平衡条件, 得到最终分布式故障恢复调度方案。

5 仿真算例

5.1 算例模型

本文选取某地由三离网微电网组成的互联微电网系统作为仿真算例, 其具体拓扑见图3。该系统通过7条联络线路将系统划分为3个子微电网 $\text{MG}_1 - \text{MG}_3$, 系统内共配置5台微型燃气轮机组、2个

风储联合系统以及1个光储联合系统。

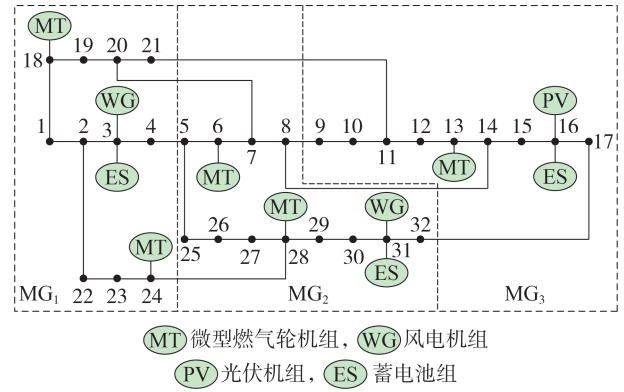


图3 仿真系统结构

Fig.3 Structure of simulation system

本仿真算例在Pycharm2021.3.3平台调用Gurobi优化求解器求解。在算例中参数设置如下: 各节点负荷占总负荷比例如附录C图C1所示; 5台微型燃气轮机组相关参数如附录C表C1所示; 一个典型日内3个子微电网的风/光输出功率和负荷预测曲线如附录C图C2—C4所示; 单条联络线最大功率为165 kW; 储能装置荷电状态的上、下限分别为0.9、0.2, 最大充、放电功率均为300 kW, 最大储能电量为1200 kW·h; 蝙蝠算法种群规模为100, 最大迭代次数为250, 收敛误差为0.5%。

为了对比分析本文所提分布式多时间调度策略以及线路加固策略的效果, 本文设置以下3个案例。

案例1: 调度模型仅考虑日前故障恢复调度, 采用分布式算法求解。

案例2: 调度模型考虑多时间尺度故障恢复调度, 采用分布式算法求解。

案例3: 调度模型考虑线路加固策略后, 并重新确定最恶劣故障场景, 在多时间尺度下采用分布式算法求解。

5.2 结果分析

5.2.1 互联微电网系统最恶劣故障场景

针对本算例的具体拓扑, 考虑第3章相关约束条件, 具体的最恶劣场景参数约束设置为: 1个调度周期内最多有2个时刻发生故障, 每个时刻最多有2处线路发生故障, 并且2个时刻的故障线路不可完全相同。每次故障持续时间为1 h。在此基础上, 抽取200组故障场景作为初代数据, 基于蝙蝠算法迭代求解案例1、2的最恶劣故障场景过程如图4所示。最终得到该典型日下案例1、2的最恶劣故障场景为19:00时线路2-3与线路23-24发生断线故障、20:00时线路2-3与线路6-7发生断线故障。

根据案例1、2的最恶劣故障场景, 对线路2-3、线路6-7、线路23-24进行加固, 即在原线路旁额外增

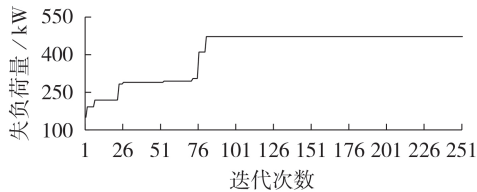


图4 案例1、2的最恶劣故障场景

Fig.4 Worst fault scenario in Case 1 and Case 2

设一条备用线路。得到加固后的互联微电网系统,即案例3,此时需要重新求解对应的最恶劣故障场景,过程如图5所示。最终得到该典型日下案例3的最恶劣故障场景为12:00时线路12-13与线路20-21发生断线故障、20:00时线路12-13与线路30-31发生断线故障。

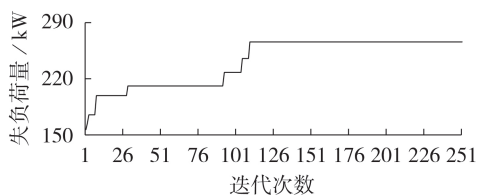


图5 案例3的最恶劣故障场景

Fig.5 Worst fault scenario in Case 3

2个最恶劣故障场景的故障都发生在全天的用电高峰时段,且故障线路临近关键负荷节点,说明了算法的合理性。最恶劣故障场景的确定过程中,能够实现互联微电网系统对应场景的集中式故障恢复调度策略的同步更新。然而这种简单的策略并不能够满足实际微电网群的故障恢复需求,因此需要进一步通过建立的分布式多时间尺度调度模型取得最优解。

5.2.2 日前优化与日前-日内优化对比分析

图3所示的系统存在高比例新能源发电资源,对风/光发电资源存在较强的依赖性,发生故障时会有严重的故障缺额。针对案例1、2确定的最恶劣故障场景,案例1的调度结果见附录C图C5。由图可见:2个故障时刻共出现477.94 kW负荷损失,占总负荷的比例为13.33%。

考虑多时间尺度分布式故障恢复策略,对应案例2的调度结果见附录C图C6,具体用户侧失负荷量见表1。

表1 案例2的用户侧失负荷情况

Table 1 Load loss situation at user side in Case 2

节点	失负荷量 / kW		节点	失负荷量 / kW	
	时刻19	时刻20		时刻19	时刻20
1	42	0	12	73.95	107
2	40	0	22	40.83	0
11	0	1.59	23	15.83	122.67

案例2的2个故障时刻共出现443.87 kW负荷损失,占总负荷的比例为12.38%,相比仅考虑日前调度

的分布式故障调度算法,负荷损失量减少34.07 kW。对比结果可以发现,在非故障时段,日前与日内调度计划各机组出力区别不大,但是在故障时段两者呈现较大区别。这是因为在极端事件攻击下,可以在更小的时间尺度上将日前调度计划作为基准值灵活调整机组出力,更充分地调用系统内部调度资源,从而最大限度地降低故障对系统运行的影响。

针对系统无故障运行情况下、案例1、案例2的优化运行结果,对比19:00—20:00时段的微电网群间功率传输情况,结果如图6所示。

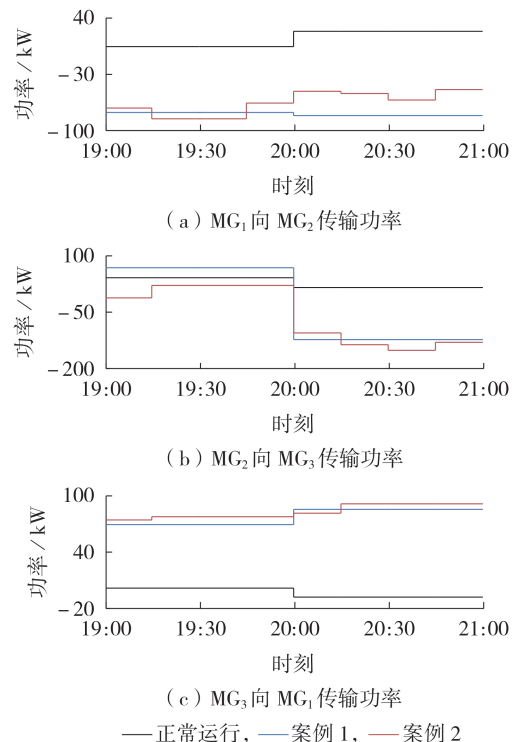


图6 微电网群间功率传输对比

Fig.6 Comparison of power transmission between microgrids

互联微电网系统无故障运行时,各微电网内部的发电资源足够保证该微电网安全稳定运行,微电网群间仅存在少量的功率传输。19:00时,MG₁内部发生2处线路故障,MG₂向MG₁以及MG₃向MG₁传输的功率明显增加;20:00时,MG₁、MG₂内部各发生1处线路故障,MG₃向MG₁以及MG₃向MG₂传输的功率明显增加。相对于仅考虑日前故障恢复计划的方案,在多时间尺度下制定的恢复方案能够保证联络线功率传输变化放缓,并且使得其他微电网向故障微电网提供更多的功率支撑,在保证系统稳定性的同时,进一步实现系统故障的减损和快速恢复。因此,建立多时间尺度模型对于故障的快速恢复有重要作用。

本文ADMM-GBS参数方面,设置 $\varepsilon=10^{-4}$,最大迭

代数数为250, $\lambda_0=0$, $\eta=0.5$, 高斯回代校正系数设置为0.95。为了验证ADMM-GBS在收敛和寻优解上具有优势, 给出案例2中集中式优化算法、ADMM与ADMM-GBS的结果收敛过程如图7所示, 结果对比如表2所示。

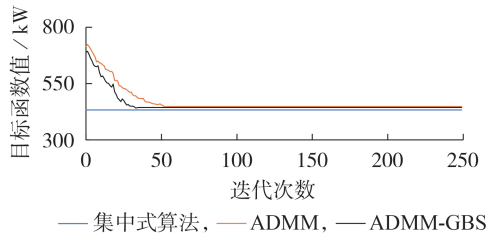


图7 案例2中3种算法的收敛过程

Fig.7 Convergence process of three algorithms in Case2

表2 算法结果对比

Table 2 Comparison of results among algorithms

算法	用户侧切负荷量 / kW
集中式算法	437.96
ADMM	448.23
ADMM-GBS	443.87

本算例中, 传统ADMM在第55代达到收敛条件, 总耗时2.11 s, 与集中式算法相比求解效率降低了2.34%; ADMM-GBS在第35代达到收敛条件, 总耗时1.49 s, 与集中式算法相比求解效率降低了1.35%。从结果可知, 基于ADMM-GBS的模型求解结果无论是求解速度还是结果精度, 都较传统ADMM更优。

5.2.3 考虑线路加固故障调度结果对比

针对最恶劣场景的线路加固策略能够精准有效地增强系统薄弱环节, 大幅提高互联微电网系统面临极端事件攻击情况下的韧性。场景3故障恢复结果如附录C图C7所示, 具体用户侧失负荷量如表3所示。

表3 案例3的用户侧失负荷情况

Table 3 Load loss situation at user side in Case 3

节点	失负荷量 / kW		节点	失负荷量 / kW	
	时刻 12	时刻 20		时刻 12	时刻 20
1	0	92.5	18	0	45.37
9	59.38	0	19	0	41.07
10	14.43	0	20	0	0.23
12	7.22	0	21	17.39	0

案例3中的2个故障时刻共出现277.59 kW负荷损失, 占负荷总比例的8.24%, 相较于案例2减少了166.28 kW的负荷损失量。案例3与案例2的用户侧失负荷量对比如图8所示。由图可见: 在互联微电网系统遭受严重故障的情况下, 案例3的用户侧负荷损失量相较于案例2的用户侧负荷损失量显

著降低了12.38%。

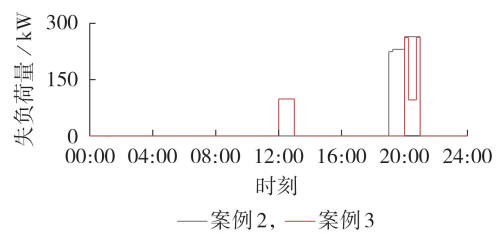


图8 案例2与案例3的用户侧失负荷对比

Fig.8 Comparison of load loss at user side between Case 2 and Case 3

案例2故障发生在2个连续的时刻, 第2个故障时刻故障发生时, 难以保证第1次故障已经完全恢复, 这将导致系统中出现更多的用户侧失负荷。而案例3的2次故障分别发生在该典型日内的2次用电高峰, 第2个故障时刻发生的故障可以看作一个新的故障, 与第1次故障相互独立。在这种情况下, 系统有更多的时间进行故障恢复, 其运行的可靠性和稳定性受到的影响较小。这说明在基于鲁棒优化进行的线路加固策略, 能够精准加强系统最薄弱环节, 保证互联微电网系统在面对最极端事件攻击的场景时, 可以安全稳定地运行。

6 结论

本文针对互联微电网系统出现的故障场景提出了一种分布式多时间尺度故障恢复策略, 能够保证系统在多时段多故障并发的情况下, 通过协调微电网群间功率传输, 达到故障减损和快速恢复的目的。本文所得结论如下。

1) 采用本文所提出的日前-日内两阶段故障恢复策略, 有效减小了微型燃气轮机、风/光发电机组出力数据预测精度对故障恢复效果带来的影响, 且能够更加灵活精确地制定调度计划, 实现了故障状态下互联互动微电网的功率互助互济。

2) 针对互联微电网系统网络结构薄弱导致的容易多故障并发的特点, 采用拉丁超立方分层抽样法以及蝙蝠算法达到了准确求解系统最恶劣故障场景的目的。

3) 采用基于ADMM-GBS的分布式算法, 既能保证多主体问题算法收敛性, 又解决了故障情况下微电网群间信息交互方面存在的问题, 通过迭代求解使得故障恢复计划逐渐趋近于全局最优解。

4) 针对最恶劣故障场景进行了线路加固, 有效地降低了故障时负荷损失, 提高了系统韧性。

本文所确定最恶劣故障场景的边界条件与实际情况存在一定的偏差, 下一步工作将确定最优限制条件。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 邱伟强,王茂春,林振智,等. “双碳”目标下面向新能源消纳场景的共享储能综合评价[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(10): 244-255.
QIU Weiqiang, WANG Maochun, LIN Zhenzhi, et al. Comprehensive evaluation of shared energy storage towards new energy accommodation scenario under targets of carbon emission peak and carbon neutrality[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(10): 244-255.
- [2] 闪亮, 姜铨伟, 杨进, 等. 考虑换相软开关三相不平衡调节的主动配电网多目标运行优化[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(12): 56-65.
MIN Liang, LOU Chengwei, YANG Jin, et al. Multi-objective operation optimization of active distribution network considering three-phase unbalance regulation of phase-switching soft open points[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(12): 56-65.
- [3] 陈池瑶, 苗世洪, 姚福星, 等. 基于多智能体算法的多微电网-配电网分层协同调度策略[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(10): 57-65.
CHEN Chiyao, MIAO Shihong, YAO Fuxing, et al. Hierarchical cooperative dispatching strategy of multi-microgrid and distribution networks based on multi-agent algorithm[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(10): 57-65.
- [4] 李鹏, 窦鹏冲, 李雨薇, 等. 微电网技术在主动配电网中的应用[J]. 电力自动化设备, 2015, 35(4): 8-16.
LI Peng, DOU Pengchong, LI Yuwei, et al. Application of microgrid technology in active distribution network[J]. Electric Power Automation Equipment, 2015, 35(4): 8-16.
- [5] 李得民, 吴在军, 赵波. 多微电网系统的合作博弈模型及其优化调度策略[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(14): 5140-5153.
LI Demin, WU Zaijun, ZHAO Bo. Cooperative game model and optimal dispatch strategy of multi-microgrid system[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(14): 5140-5153.
- [6] 左冠林, 郭红霞, 林文智, 等. 考虑低碳制氢的微电网优化配置[J]. 电力自动化设备, 2023, 43(2): 9-18.
ZUO Guanlin, GUO Hongxia, LIN Wenzhi, et al. Optimal configuration of microgrid considering low-carbon hydrogen production[J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(2): 9-18.
- [7] 肖白, 刘健康, 张博, 等. 考虑阶梯碳交易和需求响应的含氢储能的并网型微电网优化配置[J]. 电力自动化设备, 2023, 43(1): 121-129.
XIAO Bai, LIU Jiankang, ZHANG Bo, et al. Optimal configuration of grid-connected microgrid with hydrogen energy storage considering ladder-type carbon trading and demand response[J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(1): 121-129.
- [8] 杨剑峰, 张长, 董杰, 等. 故障场景下含多微网的配电网主动协同控制策略[J]. 电力系统及其自动化学报, 2021, 33(10): 66-72.
YANG Jianfeng, ZHANG Chang, DONG Jie, et al. Active collaborative control strategy for distribution network with multi-microgrid in fault scenario[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2021, 33(10): 66-72.
- [9] LIU G D, OLLIS T, STENVIG N, et al. Robust scheduling of microgrids with resiliency constraints[C]//2019 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM). Atlanta, GA, USA: IEEE, 2019: 1-5.
- [10] GHOLAMI A, SHEKARI T, AMINIFAR F, et al. Microgrid scheduling with uncertainty: the quest for resilience[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2016, 7(6): 2849-2858.
- [11] XIANG Y M, WANG L F. An improved defender-attacker-defender model for transmission line defense considering offensive resource uncertainties[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2019, 10(3): 2534-2546.
- [12] 崔杨, 周慧娟, 仲悟之, 等. 考虑广义储能与火电联合调峰的前日-日内两阶段滚动优化调度[J]. 电网技术, 2021, 45(1): 10-19.
CUI Yang, ZHOU Huijuan, ZHONG Wuzhi, et al. Two-stage day-ahead and intra-day rolling optimization scheduling considering joint peak regulation of generalized energy storage and thermal power[J]. Power System Technology, 2021, 45(1): 10-19.
- [13] 武鹏, 程浩忠, 刘育权, 等. 考虑合环约束的配电网重构方法[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(11): 163-168.
WU Peng, CHENG Haozhong, LIU Yuquan, et al. Distribution network reconfiguration method considering loop closing constraints[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(11): 163-168.
- [14] 黄弦超, 张粒子, Gareth TAYLOR. 考虑负荷控制的配电网故障恢复[J]. 电力系统自动化, 2010, 34(17): 22-26.
HUANG Xianchao, ZHANG Lizi, TAYLOR G. Service restoration of power distribution systems with load control[J]. Automation of Electric Power Systems, 2010, 34(17): 22-26.
- [15] 方晓伦, 杨强, 刘国锋, 等. 海上多平台互联电力系统故障后的供电恢复策略[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(7): 53-61.
FANG Xiaolun, YANG Qiang, LIU Guofeng, et al. Power supply restoration strategy for offshore multi-platform interconnected power system with faults[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(7): 53-61.
- [16] 于晗, 钟志勇, 黄杰波, 等. 采用拉丁超立方采样的电力系统概率潮流计算方法[J]. 电力系统自动化, 2009, 33(21): 32-35.
YU Han, CHUNG Chiyong, WONG Kitpo, et al. Aprobabilistic load flow calculation method with Latin hypercube sampling[J]. Automation of Electric Power Systems, 2009, 33(21): 32-35.
- [17] WU T, YANG Q, BAO Z J, et al. Coordinated energy dispatching in microgrid with wind power generation and plug-in electric vehicles[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2013, 4(3): 1453-1463.
- [18] 何炳生. 修正乘子交替方向法求解三个可分离算子的凸优化[J]. 运筹学学报, 2015, 19(3): 57-70.
HE Bingsheng. Modified alternating directions method of multipliers for convex optimization with three separable functions[J]. Operations Research Transactions, 2015, 19(3): 57-70.

作者简介:

王怡聪(1992—),女,工程师,硕士,主要研究方向为微电网运行控制及仿真计算、电力物联网与边缘计算技术(**E-mail**: wangyicong26@163.com);

周航(2000—),男,硕士研究生,通信作者,主要研究方向为微电网优化运行(**E-mail**: abc1258144169@163.com);

苗世洪(1963—),男,教授,博士研究生导师,博士,主要研究方向为电力系统保护与控制、压缩空气储能系统等(**E-mail**: shmiao@hust.edu.cn)。

(编辑 任思思)

(下转第144页 continued on page 144)

Power distribution control of islanded DC microgrid with hybrid energy storage based on T-S fuzzy logic

ZHANG Weijie¹, GU Jipeng¹, ZHANG Youbing¹, YANG Xiaodong², LOU Wei³, WANG Binjie¹

(1. College of Information Engineering, Zhejiang University of Technology, Hangzhou 310023, China;

2. Key Laboratory of New Energy Utilization and Energy Conservation of Anhui Province, Hefei University of Technology, Hefei 230009, China;

3. Electric Power Research Institute of State Grid Anhui Electric Power Co., Ltd., Hefei 230601, China)

Abstract: In the direct current (DC) microgrid with hybrid energy storage, the traditional resistance-capacitance droop control can not solve the power distribution imbalance problem caused by the line resistance and load power fluctuation. Therefore, an adaptive resistance-capacitance droop control method based on Takagi-Sugeno (T-S) fuzzy logic is proposed to realize the frequency division of hybrid energy storage. According to the physical characteristics of batteries and super capacitors, the T-S fuzzy logic relationship among the output voltage of a single battery branch, the output power difference between the battery groups and the resistive drop coefficient, and the T-S fuzzy logic relationship among the output power of a single supercapacitor branch and its change rate, the output power difference between the supercapacitor groups and the capacitive drop coefficient are established, based on which, a resistance-capacitance droop controller based on T-S fuzzy logic is constructed. The average impedance model of each part of DC microgrid with hybrid energy storage is derived, and the small signal stability of microgrid is studied by using impedance ratio analysis method. The MATLAB/Simulink simulative results show that the resistance-capacitance droop control based on T-S fuzzy logic can ensure the rational power distribution under the conditions of line resistance and load power fluctuation.

Key words: DC microgrid; hybrid energy storage; T-S fuzzy logic; power distribution; stability analysis

(上接第134页 continued from page 134)

Multiple time scale optimal scheduling of interconnected microgrids considering fault effects based on ADMM-GBS

WANG Yicong¹, KE Fangchao¹, ZHOU Hang^{2,3}, LIN Yujun^{2,3}, ZHANG Dongyin¹,

YANG Dongjun¹, MIAO Shihong^{2,3}

(1. State Grid Hubei Electric Power Company Limited Economic Research Institute, Wuhan 430077, China;

2. State Key Laboratory of Advanced Electromagnetic Technology, Huazhong University of Science and Technology, Wuhan 430074, China; 3. Hubei Electric Power Security and High Efficiency Key Laboratory, Wuhan 430074, China)

Abstract: Extreme events attacking microgrids may result in insufficient load power supply and blackout. A distributed multiple time scale optimal scheduling strategy considering extreme events for interconnected microgrids system is proposed. Under fault conditions, with the goal of minimizing the load reduction on the user side of the system, a day-ahead and intra-day two stage rolling scheduling model for interconnected microgrids system is established. Based on the idea of robustness, taking into account the spatiotemporal characteristics of extreme events and the uncertainty of fault lines, the fault set is formed by hierarchical random sampling, which is used as initial data to determine the worst fault scenario for the system. After line reinforcement for this scenario, the alternative direction multiplier method with Gaussian back substitution is used to obtain the optimal fault scheduling strategy. The effectiveness of the proposed model and scheduling strategy is verified by an example analysis.

Key words: interconnected microgrids system; extreme events; distributed scheduling; multiple time scales

附录 A

1) 燃气轮机组相关约束主要包括机组出力上下限约束、机组爬坡速率约束，如式(A1)、(A2)所示。

$$P_{n,t,\min}^{\text{MT}} \leq P_{n,t}^{\text{MT}} \leq P_{n,t,\max}^{\text{MT}} \quad (\text{A1})$$

$$\begin{cases} P_{n,t}^{\text{MT}} - P_{n,t-1}^{\text{MT}} \leq R_n^{\text{up}} \\ P_{n,t-1}^{\text{MT}} - P_{n,t}^{\text{MT}} \leq R_n^{\text{down}} \end{cases} \quad (\text{A2})$$

式中： $P_{n,t}^{\text{MT}}$ 为第 n 台燃气轮机组在时刻 t 的功率； $P_{n,t,\min}^{\text{MT}}$ 、 $P_{n,t,\max}^{\text{MT}}$ 分别为第 n 台燃气轮机组的最小、最大输出功率； R_n^{up} 、 R_n^{down} 分别为在单位调度时间尺度内第 n 台燃气轮机组的最大上、下爬坡功率。

2) 风电、光伏机组相关约束与燃气轮机组相似。

3) 蓄电池组运行需要满足：

$$\begin{cases} S_{\text{SOC}}(t+\tau) = (1-\delta)S_{\text{SOC}}(t) + P_{c,i,t}^{\text{ES}}\tau\eta/E \\ S_{\text{SOC}}(t+\tau) = (1-\delta)S_{\text{SOC}}(t) + P_{d,i,t}^{\text{ES}}\tau/(\eta E) \end{cases} \quad (\text{A3})$$

$$\begin{cases} P_{c,\min,i}^{\text{ES}} \leq P_{c,i,t}^{\text{ES}} \leq P_{c,\max,i}^{\text{ES}} \\ P_{d,\min,i}^{\text{ES}} \leq P_{d,i,t}^{\text{ES}} \leq P_{d,\max,i}^{\text{ES}} \end{cases} \quad (\text{A4})$$

$$S_{\text{SOC},i}^{\min} \leq S_{\text{SOC},i,t} \leq S_{\text{SOC},i}^{\max} \quad (\text{A5})$$

式中： $P_{c,i,t}^{\text{ES}}$ 、 $P_{d,i,t}^{\text{ES}}$ 分别为储能 i 在时刻 t 的充、放电功率； δ 为蓄电池自放电系数； S_{SOC} 为蓄电池荷电状态； E 为蓄电池额定容量； η 为蓄电池转换效率； τ 为单位调度时间尺度； $P_{c,\min,i}^{\text{ES}}$ 、 $P_{d,\min,i}^{\text{ES}}$ 分别为蓄电池最小充、放电功率； $P_{c,\max,i}^{\text{ES}}$ 、 $P_{d,\max,i}^{\text{ES}}$ 分别为蓄电池最大充、放电功率； $S_{\text{SOC},i}^{\min}$ 、 $S_{\text{SOC},i}^{\max}$ 分别为蓄电池最小、最大荷电状态。

附录 B

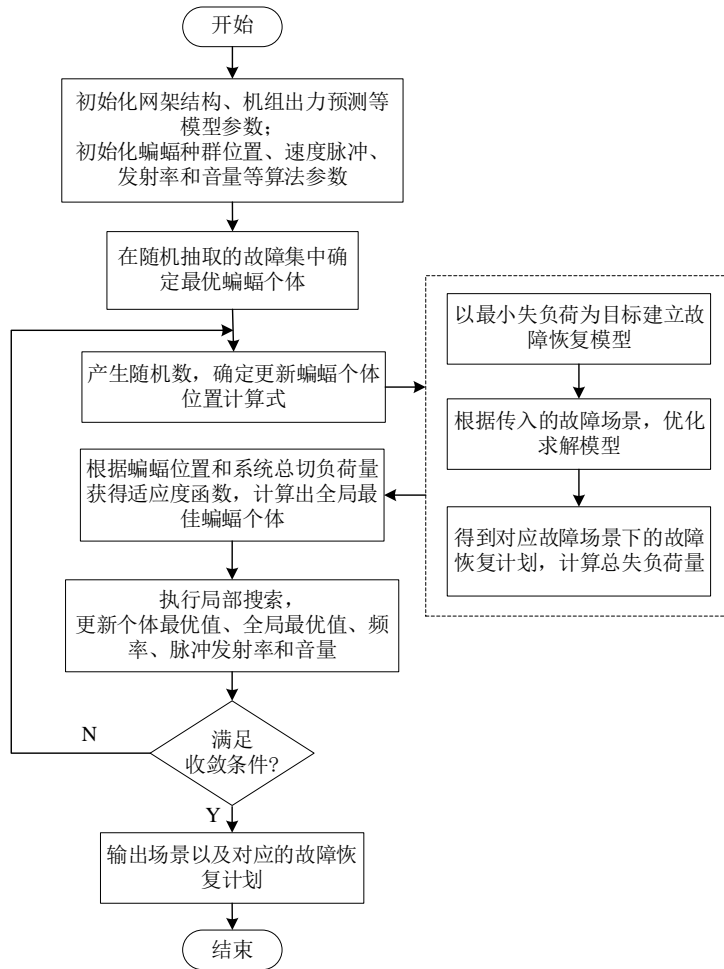


图 B1 模型求解流程图

Fig.B1 Flowchart of model solution

附录 C

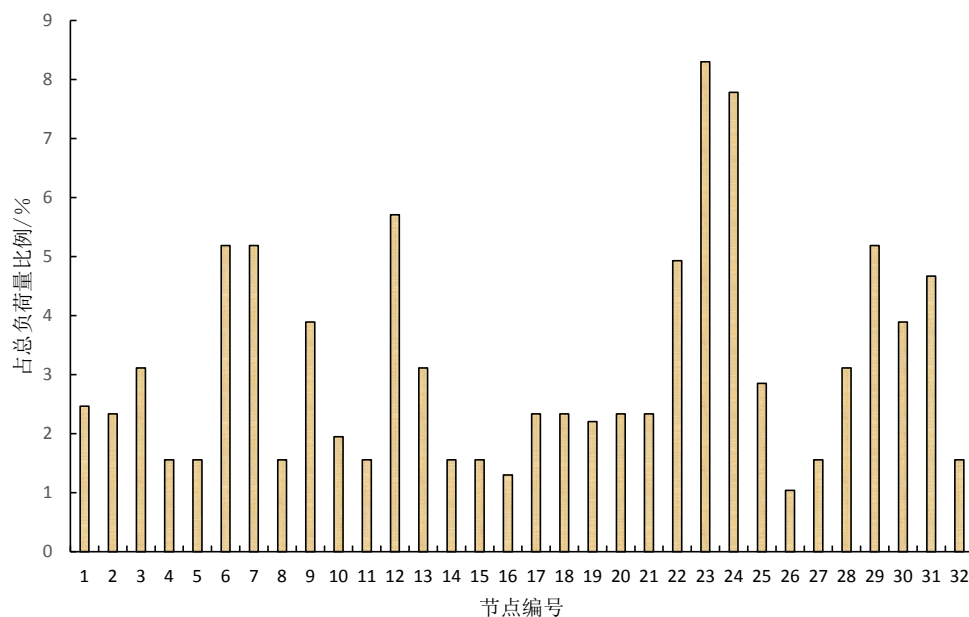


图 C1 各节点负荷比例

Fig.C1 Load ratio of each node

表 C1 燃汽轮机相关参数

Table C1 Parameters of gas turbine unit

机组	位置节点	最大输出功率/kW	最小输出功率/kW	最大爬坡功率/(kW h ⁻¹)
1	6	215	0	140
2	13	250	0	125
3	18	160	0	130
4	24	265	0	150
5	28	200	0	135

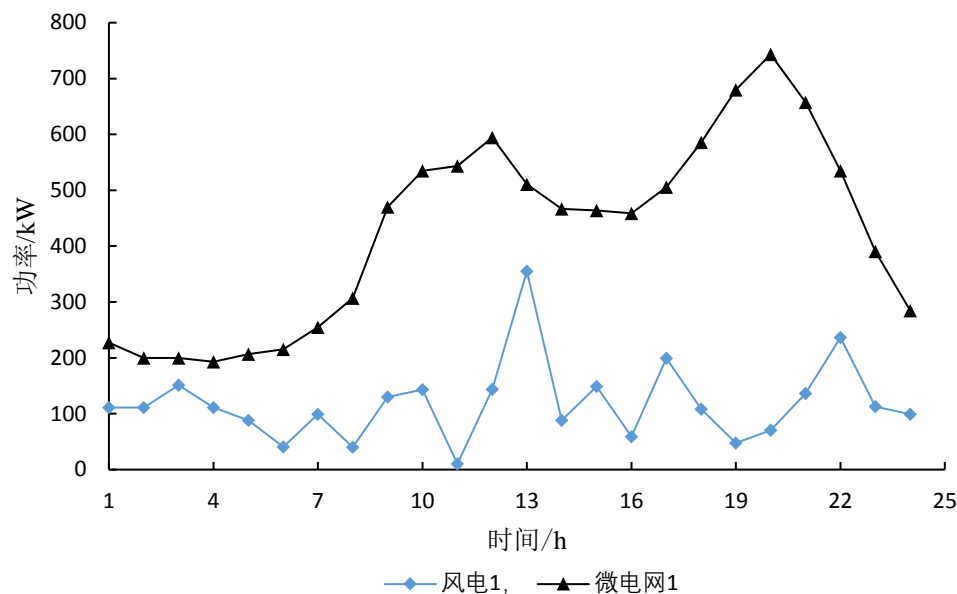


图 C2 MG₁ 的风电输出功率和负荷预测曲线

Fig.C2 Predictive curves of WT output power and load for MG₁

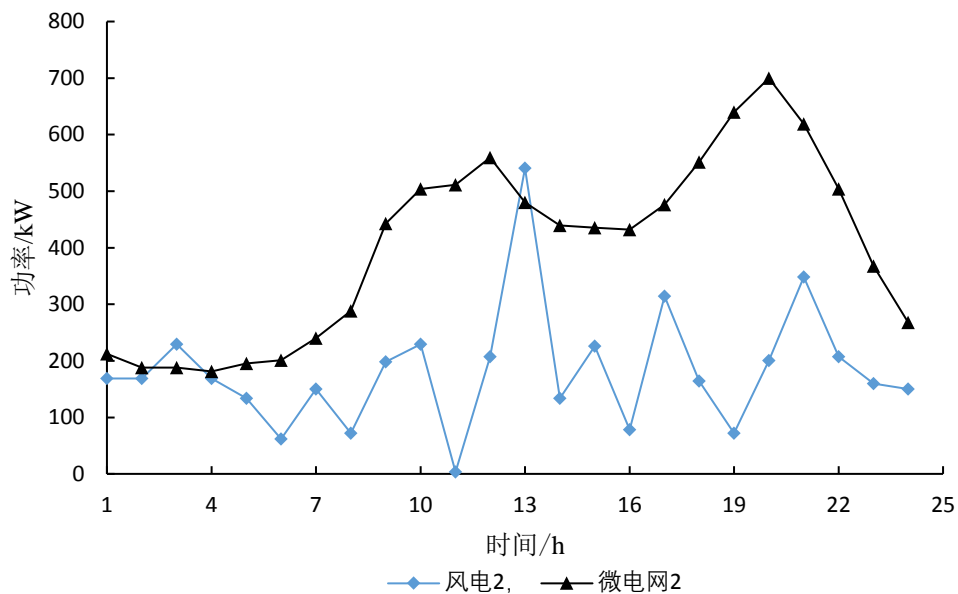


图 C3 MG₂ 的风电输出功率和负荷预测曲线
 Fig.C3 Predictive curves of WT output power and load for MG₂

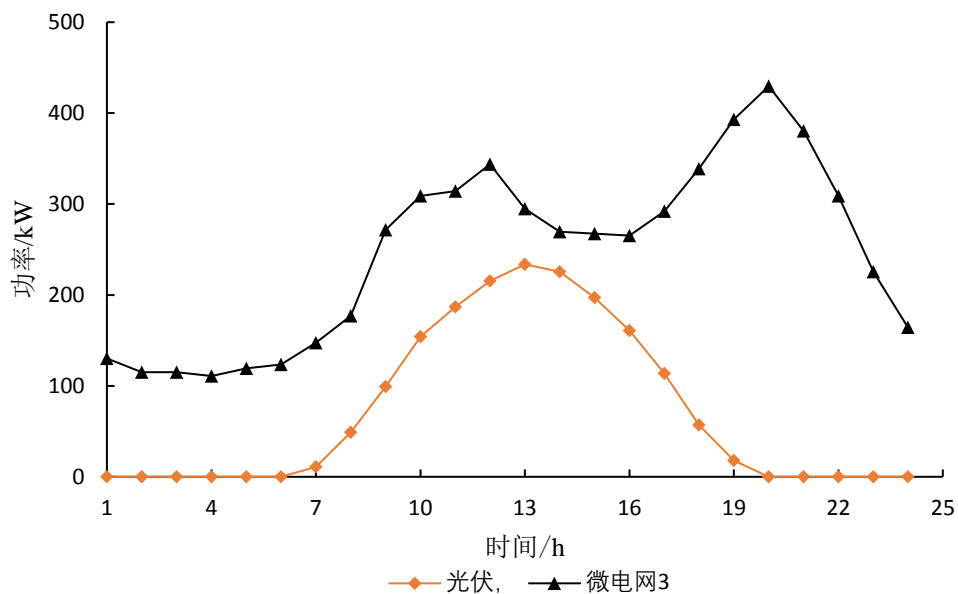


图 C4 MG₃ 的光电输出功率和负荷预测曲线
 Fig.C4 Predictive curves of PV output power and load for MG₃

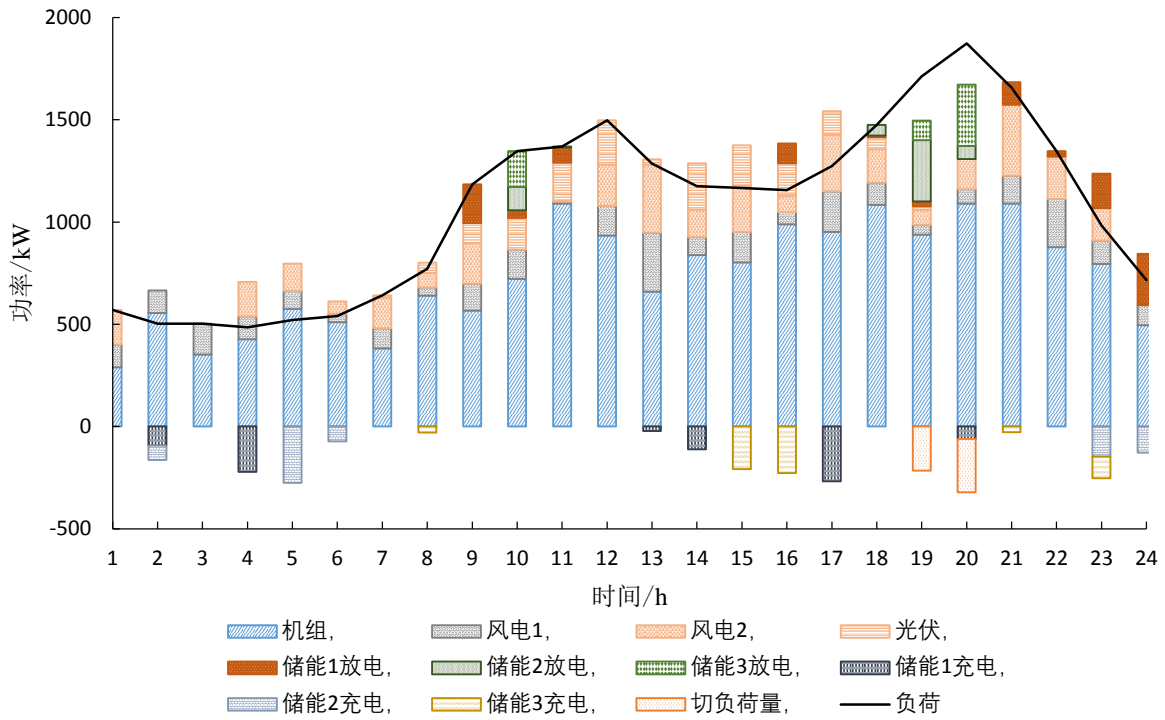


图 C5 案例 1 的故障恢复调度结果
Fig.C5 Failure recovery scheduling results in Case 1

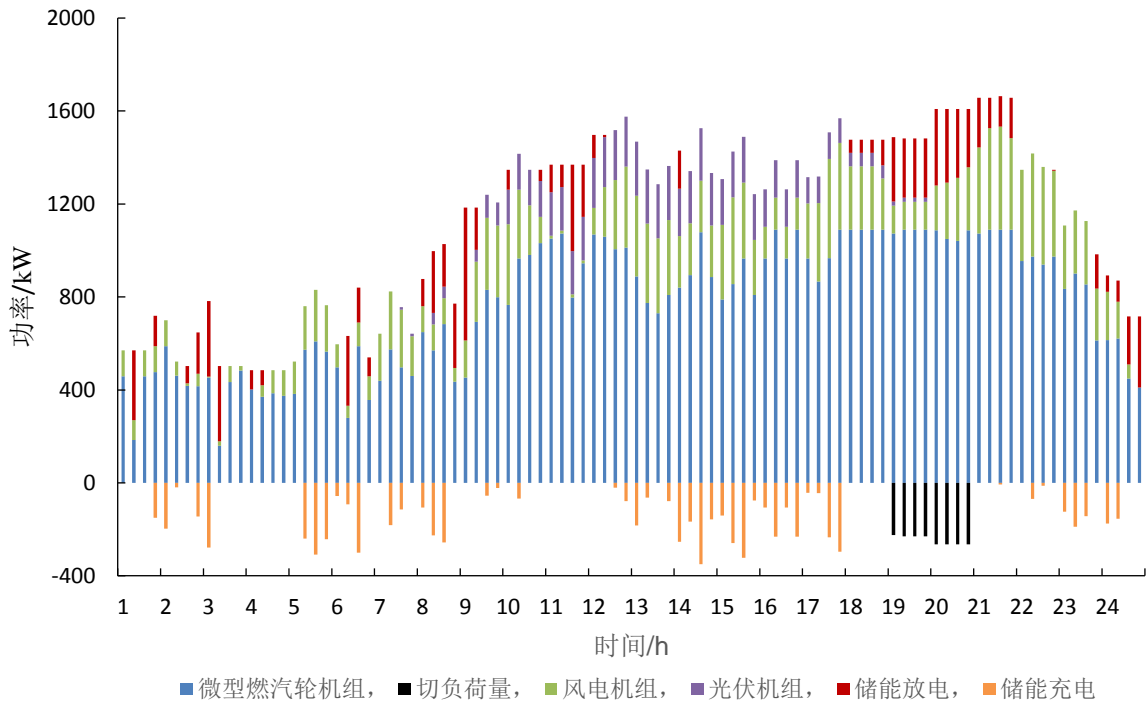


图 C6 案例 2 故障恢复调度结果
Fig.C6 Failure recovery scheduling results in Case 2

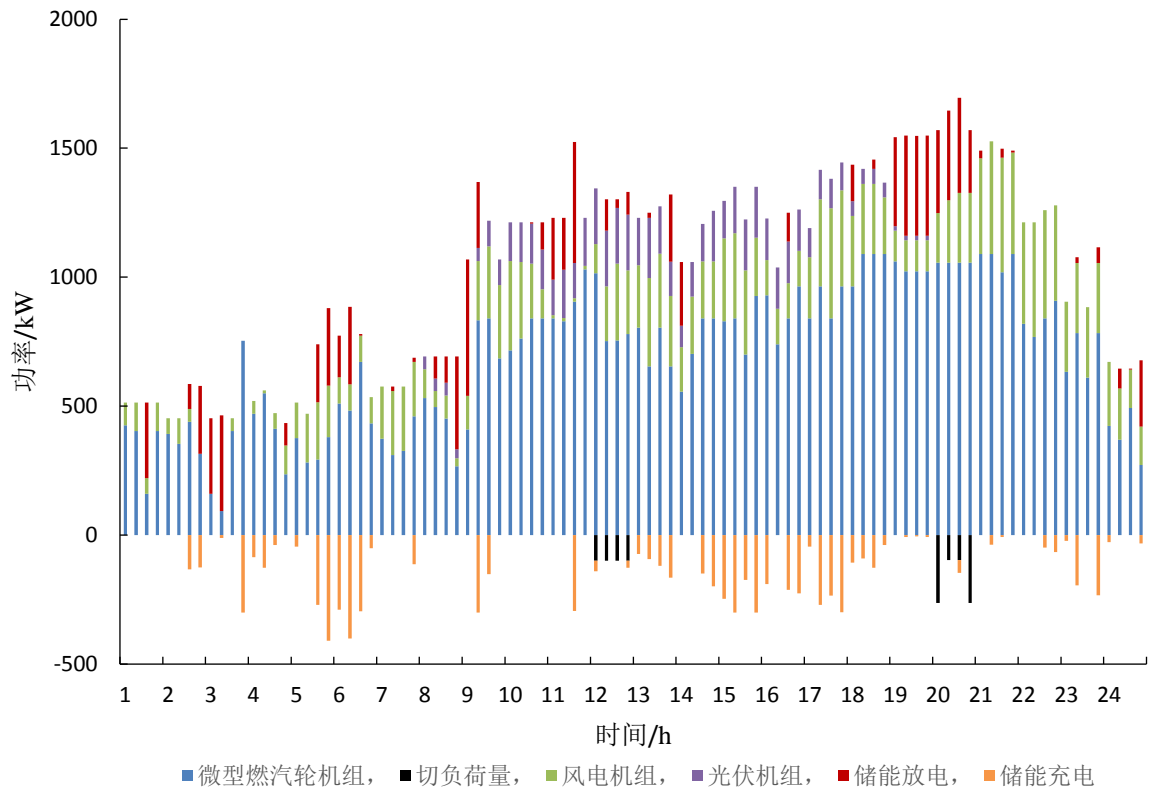


图 C7 案例 3 故障恢复调度结果

Fig.C7 Failure recovery scheduling results in Case 3