

考虑综合能源聚合商与配电公司利益均衡的 配电网故障恢复方法

张筱慧¹, 潘永超¹, 张璐¹, 唐巍¹, 李嘉¹, 蔡永翔²

(1. 中国农业大学 信息与电气工程学院, 北京 100083; 2. 贵州电网有限责任公司电力科学研究院, 贵州 贵阳 550002)

摘要:综合能源系统(IES)可以通过内部调度调节向电网购/售电功率,大量IES接入对配电网故障恢复的支援能力随之增强。针对当前配电网故障恢复未充分考虑IES主体利益需求的问题,提出了一种均衡综合能源聚合商与配电公司利益的配电网故障恢复方法。建立了配电网故障功率缺额计算与分配模型,实现了综合能源聚合商内部配电网功率缺额在各个IES之间的最优分配;考虑负荷损失量、网络损耗以及对综合能源聚合商的补偿费用,提出了综合能源聚合商与配电公司不同利益主体的博弈策略。算例仿真结果表明所提方法在满足综合能源聚合商利益的前提下能实现配电网故障最优恢复,同时表明电网与综合能源聚合商之间的电价补偿机制、IES接入规模对配电网故障恢复效果影响显著。

关键词:配电网;综合能源系统;故障恢复;综合能源聚合商;博弈

中图分类号:TM73

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202209002

0 引言

近年来,加强能源综合利用已成为目前能源领域的热点问题。用户级综合能源系统(integrated energy system, IES)规模较小,是多种能源网络形成的用户侧产销一体化体系,这些IES与电网之间的功率流动存在双向交互。目前,根据国内外分析研究,IES与电网被视为不同的利益主体。随着能源系统的不断发展,将会涌现相当数量的用户级IES接入配电线路,它们既可以作为可调负荷与配电网进行双向功率交互,又可以作为配电网应急电源,对配电网的故障恢复产生显著影响。因此,含用户级IES配电网故障恢复方法具有重要的研究价值。

目前,国内外对含源配电网故障恢复问题已有较多研究成果。在含分布式电源方面,文献[1]建立了含光伏发电并网的配电网故障恢复模型,充分利用了光伏发电孤岛与配电网的协调配合;文献[2]在此基础上,基于二层规划的含储电配电网故障模型,对全网进行全局寻优实现了最大范围供电;文献[3]在光伏并网的基础上考虑了电动汽车的参与,基于鲁棒优化理论建立了含多源配电网鲁棒孤岛划分模型;文献[4]建立了不同可靠性类型的分布式电源联合供电表达式,提升了电网孤岛运行能力;文献[5]

基于多代理技术,通过分布式电源聚合实现了失电区域的快速恢复;文献[6]基于二层规划理论建立了主动配电网故障恢复模型,上层以综合满意度为目标,下层以综合运行成本为目标,并在求解方法中引入了博弈理论;文献[7]基于博弈思想提出了一种主动配电网故障灵活分层恢复策略,实现了不同场景不同恢复策略的简化处理。随着近年来区域能源互联网的发展,对含微能网的电网故障恢复问题也有了一定的研究。文献[8]主要研究了基于故障恢复树和负荷组的思想,将含微网的配电网故障恢复转换成一个非线性整数规划问题;文献[9]针对含能源集线器配电网故障恢复问题,采用双层优化理论建立了恢复量与经济性、环保性相协调的故障恢复模型。文献[10]提出了一种含微网及电动汽车的多源主动配电网多级快速供电恢复策略,包含了微网供电恢复、微网与电动汽车协同供电恢复方案。文献[11]考虑了分布式能源出力不确定性和电力资源的有效性,提出了一种利用微能网恢复重要负荷的配电网故障恢复方法。文献[12]针对极端自然灾害问题,在故障恢复阶段建立了考虑微能网支撑作用的配电网故障恢复模型。然而,随着IES不断接入配电网,在故障恢复过程中多主体利益协调问题成为了不可忽视的因素。以上文献对含源配电网的故障恢复问题虽然有了较为深入的研究,但是并没有涉及如何协调多主体利益。因此,需要考虑如何在故障恢复过程中均衡电网与综合能源聚合商之间的利益冲突。博弈论是目前解决决策主体利益冲突时的有效方法,被广泛应用于电力系统协调控制与调度,在电力系统故障恢复方面比较鲜见。文献[6-7]在解决故障恢复单主体多目标利益冲突时引入博弈理

收稿日期:2021-12-02;修回日期:2022-08-13

在线出版日期:2022-09-06

基金项目:贵州省科技支撑计划项目([2022]一般012);中国南方电网有限责任公司科技项目(GZKJXM20220043)

Project supported by the Science and Technology Support Program of Guizhou Province([2022]General 012) and the Science and Technology Project of China Southern Power Grid Co., Ltd.(GZKJXM20220043)

论,为本文在研究供电恢复中如何均衡供电侧和用户侧利益冲突奠定了一定的基础。

综上所述,本文引入了博弈思想,提出了一种考虑综合能源聚合商与配电公司利益均衡的配电网故障恢复方法;给出了计及多主体利益的配电网故障恢复框架;建立了基于二层规划的配电网故障功率缺额计算与分配模型;提出了综合能源聚合商与配电公司不同利益主体的博弈策略。最后,通过仿真算例验证了所提模型和方法的可行性和有效性。

1 计及多主体利益的配电网故障恢复框架

1.1 多主体利益分析

本文构建的博弈模型中的决策主体为综合能源聚合商与配电网。对于中小型负荷资源以及微能网负荷调度资源的协调问题,发达国家提出了一种新的专业化的需求响应提供商——负荷聚合商(load aggregator, LA)^[13]。LA 不仅可以对负荷资源进行整合,而且可以更好地实现源荷侧的协调优化^[14]。在此基础上,本文对 LA 概念进一步地延伸,提出了综合能源聚合商这一概念,其面向的对象为分散连接在配电网的各个用户级 IES。

在配电网发生故障或紧急调度时,综合能源聚合商基于配电网的响应需求以及和配电网签订的协议,对各个IES进行统一协调优化,在不损害自身利益的前提下支援配电网的调度过程。对于配电网而言,在自身无法全部恢复失能负荷时,更多的是希望各个IES能够在失能区域范围内减少购电量甚至返送电能以支援电网的调度过程。由以上分析可知,IES接入配电网背景下故障恢复过程可以看作配电网与综合能源聚合商协同优化、利益均衡的过程。IES连接于配电网的示意图如图1所示。

IES内部含有各种能量生产设备,在向用户提供供能服务的同时,可以优化控制向配电网购/售电功率,并且随着配电网接入的IES数量及规模不断增加,其向配电网购/售电功率的调节力度也逐渐加大,使得IES支援配电网的故障恢复过程具有可行性。

1.2 故障恢复框架

当配电网故障影响程度较小时,配电网只需要通过网络重构和操作中断负荷即可完成故障恢复。但是当故障影响范围较大时,配电网采取以上措施后仍会有功率缺额,此时可以调节 IES 联络线传输功率来进一步平衡功率缺额,保证配电网中较重要负荷的供电。

IES 与配电网属于不同利益主体,当 IES 参与配电网故障恢复过程中时,需要考虑两者之间的利益协调问题。本文整体的故障恢复架构如图 2 所示,图中 m 为连接在电网侧的 IES 数量。

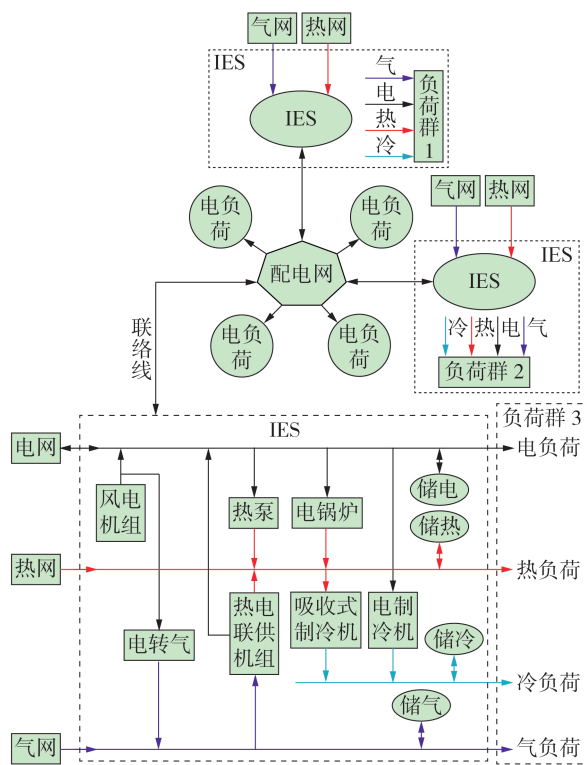


图1 配电网连接多个IES示意图

Fig.1 Schematic diagram of distribution network connecting multiple IESs

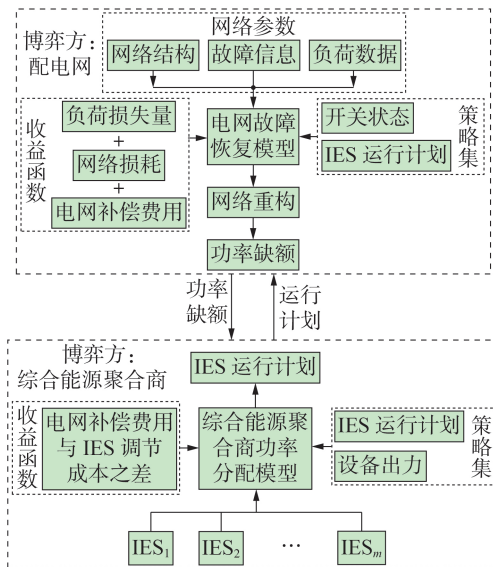


图2 故障恢复框架

Fig.2 Fault recovery framework

图2所示的故障恢复博弈过程实际上是配电网与综合能源聚合商之间的利益均衡过程,其包含以下几个环节。

1)网络重构,计算功率缺额。配电网基于初始的网络参数进行网络重构,得出功率缺额。

2) 功率缺额在各个 IES 之间进行最优分配。配电网将网络重构后的功率缺额传递到综合能源聚合

商,聚合商基于与电网公司之间的电价补偿机制以及每个 IES 的调节能力和运行参数进行整体的成本效益核算,以最大化总体收益为目标,将功率缺额在各个 IES 之间进行合理的分配。

3) 各个 IES 运行调节。各个 IES 基于分配的功率调节量,以最小运行成本为目标协调内部的供能设备出力及负荷需求,从而减少从配电网购买的功率或增大向配电网返送的功率。

4) 博弈交互,生成最终恢复方案。综合能源聚合商将各个 IES 的实际运行计划返回配电网,配电网基于与各个 IES 最新的功率交互值进行新一轮的网络重构。配电网与聚合商进行反复的交互博弈,最终达到同时满足双方利益的均衡状态,即完成配电网故障恢复。

2 配电网故障功率缺额计算与分配模型

2.1 基于网络重构的配电网功率缺额计算

基于文献[2]中改进的蚁群算法求出网络的最优网络拓扑结构以及功率缺额。然后电网将产生的功率缺额传递到综合能源聚合商,进而使得功率缺额在各个 IES 之间进行最优分配。

2.2 基于二层规划的 IES 功率分配模型

基于二层规划的功率分配模型包括上、下 2 层,上层目标函数为综合能源聚合商支援电网侧故障恢复的收益最大,即电网补偿费用与 IES 调节成本之差最大,优化变量为各个 IES 的联络线功率调节量,实现功率在各个 IES 之间的最优分配;下层目标函数为单个用户级 IES 调节成本最小,包括购能费用、设备运行费用、碳排放治理费用、对内部用户的停供能赔偿费用,优化变量为 IES 内部能量设备的出力,实现 IES 在确定调节量下的最优调节成本。基于上层模型获得综合能源聚合商的功率分配结果并作用于下层各个目标函数和约束条件,基于下层模型获得各个 IES 的最低调节成本并反馈到上层,通过上下层之间的交互迭代实现功率最优分配。

2.2.1 上层模型

上层模型为功率分配问题,目标函数为综合能源聚合商在支援配电网故障恢复时的收益,即电网补偿费用与 IES 调节费用之差。上层模型实现了功率缺额在各个 IES 之间的最优分配。

上层模型目标函数 F_z 可表示为:

$$F_z = \max \sum_{i=1}^m (\Delta P_i \delta - W_i) \quad (1)$$

式中: ΔP_i 为第 i 个 IES 与电网联络线传输功率调节量; δ 为电网侧故障恢复期间的补偿电价; W_i 为第 i 个 IES 的调节成本。

上层模型约束条件如下。

1) 功率缺额约束。

$$\sum_{i=1}^m \Delta P_i \leq \Delta P_q \quad (2)$$

式中: ΔP_q 为功率缺额量。

2) 联络线功率传输约束。

$$-l_{i,\max} \leq l_i \leq l_{i,\max} \quad (3)$$

式中: $l_{i,\max}$ 为第 i 个 IES 与配电网间联络线最大允许传输功率; l_i 为第 i 个 IES 与配电网间联络线实际传输功率。

3) 功率分配约束。

考虑本轮配电网、上轮聚合商两者给出的各 IES 联络线功率调节量的差异,进一步调整各 IES 功率分配额度。

$$\frac{\Delta P_i^d}{\sum_{i=1}^m \Delta P_i^d} \left(1 - \frac{\Delta P_i^{\text{iea}} - \Delta P_i^d}{2\Delta P_i^{\text{iea}}} \right) \leq \frac{\Delta P_i}{\sum_{i=1}^m \Delta P_i} \leq \frac{\Delta P_i^d}{\sum_{i=1}^m \Delta P_i^d} \left(1 + \frac{\Delta P_i^{\text{iea}} - \Delta P_i^d}{2\Delta P_i^{\text{iea}}} \right) \quad \Delta P_i^{\text{iea}} > \Delta P_i^d \quad (4)$$

式中: ΔP_i^{iea} 为上轮综合能源聚合商传递给电网的第 i 个 IES 与配电网间联络线调节量; ΔP_i^d 为上轮配电网反馈的第 i 个 IES 与配电网间联络线调节量。

2.2.2 下层模型

下层为运行优化问题,目标函数为单个用户侧 IES 的调节成本,包括购能费用、设备运行费用、碳排放治理费用、对内部用户的停供能赔偿费用,优化变量为 IES 内部能量设备的出力。下层模型实现了 IES 在确定调节量下的最优调节成本。

下层模型目标函数可表示为:

$$\min W_i = \sum_{a,i} \varepsilon_{a,i} \xi_{a,i} + \sum_{k,i} (v_{k,i} P_{k,i}^{\text{out}} + \vartheta V_{k,i}) + \sum_{s,i} \pi_{s,i} L_{s,i}^{\text{cut}} \quad (5)$$

式中: $\varepsilon_{a,i}$ 、 $\xi_{a,i}$ 分别为第 i 个 IES 中能量类型 a 的价格、购买量; $P_{k,i}^{\text{out}}$ 、 $v_{k,i}$ 、 $V_{k,i}$ 分别为第 i 个 IES 中第 k 台设备的功率输出量、单位输出功率的维护成本和 CO_2 的排放量; ϑ 为 CO_2 的单位排放量治理费用; $\pi_{s,i}$ 、 $L_{s,i}^{\text{cut}}$ 分别为第 i 个 IES 中负荷 s 的削减成本系数、负荷削减量。

能源设备具体模型见文献[10,15-16]。

下层模型约束条件如下。

1) 功率平衡约束。

$$l^p(i) - \Delta P_i + \sum_{m^p} P_{m^p}^{\text{out}} - \sum_{n^p} P_{n^p}^{\text{in}} + P_{\text{dis}} = L_p - L_p^{\text{cut}} \quad (6)$$

$$l^G(i) + \sum_{m^G} G_{m^G}^{\text{out}} - \sum_{n^G} G_{n^G}^{\text{in}} + G_{\text{dis}} = L_G - L_G^{\text{cut}} \quad (7)$$

$$l^H(i) + \sum_{m^H} H_{m^H}^{\text{out}} - \sum_{n^H} H_{n^H}^{\text{in}} + H_{\text{dis}} = L_H - L_H^{\text{cut}} \quad (8)$$

$$\sum_{m^C} C_{m^C}^{\text{out}} - \sum_{n^C} C_{n^C}^{\text{in}} + C_{\text{dis}} = L_C - L_C^{\text{cut}} \quad (9)$$

式中: $l^p(i)$ 为第 i 个 IES 与电网联络线的传输功率; $P_{m^p}^{\text{out}}$ 为第 m^p 台设备的产电功率; $P_{n^p}^{\text{in}}$ 为第 n^p 台设备的

耗电功率; P_{dis} 为储能的放电功率; L_p 为电负荷功率; L_p^{out} 为电负荷削减功率。式(7)~(9)分别对应气功率平衡、热功率平衡、冷功率平衡,其中的变量含义与电功率平衡中的相关变量类似,不再赘述。

2) 供电设备约束。

$$P_{k,i,\min}^{\text{out}} \leq P_{k,i}^{\text{out}} \leq P_{k,i,\max}^{\text{out}} \quad (10)$$

式中: $P_{k,i,\min}^{\text{out}}$ 、 $P_{k,i,\max}^{\text{out}}$ 分别为第 i 个 IES 中第 k 台供电设备最小、最大出力。

3) 储能设备约束。

$$\begin{cases} 0 \leq P_{\text{ch}} \leq \nu \epsilon_p R_{p,\max} \\ 0 \leq P_{\text{dis}} \leq (1-\nu) \epsilon_p R_{p,\max} \end{cases} \quad (11)$$

$$\tau_{\min} R_{p,\max} \leq R_p \leq \tau_{\max} R_{p,\max} \quad (12)$$

式中: P_{ch} 为储能的充电功率; ϵ_p 为储能装置最大放电倍率; $R_{p,\max}$ 为储能装置最大容量; $\tau_{\min}$ 、 $\tau_{\max}$ 分别为最小、最大荷电系数; R_p 为储能装置在调用时段的电量; ν 为 0-1 变量, 充电时 $\nu=1$, 放电时 $\nu=0$, 从而保证储能设备充电和放电不能同时进行。储气装置模型见文献[9], 储热装置和储冷装置模型见文献[15]。

2.2.3 模型求解方法

本文搭建的功率分配模型可以表示为:

$$\begin{cases} \max F_{\text{up}}(\Delta P_i, \delta, W_i) \\ \text{s.t. 式(2)~(4)} \\ \min F_{\text{down}}(W_i) \\ \text{s.t. 式(6)~(12)} \end{cases} \quad (13)$$

式中: $F_{\text{up}}(\cdot)$ 为上层模型的目标函数; $F_{\text{down}}(\cdot)$ 为下层模型的目标函数。

IES 功率分配模型是一个双层规划模型, 上层模型求解的目标为电网补偿费用和 IES 调节成本之差最大, 分配结果作用于下层的目标函数和约束条件; 下层模型求解的目标为 IES 调节成本最小, 并将结果反馈到上层。上、下层模型的目标函数对于 W_i 具有一致性, 因此通过上、下层之间的交互迭代可以保证收敛性。

上层采用精英保留策略的遗传算法求解^[15], 优化变量采用 0-1 二进制编码方式, 考虑到 IES 联络线功率最大调节范围为 (0, 350) kW, 可采用 9 位二进制数进行编码, 染色体长度为 $9m$, 遗传算法具体参数见附录 A 表 A1。下层模型采用分支定界法并借助商业软件 CPLEX 进行求解。

3 基于综合能源聚合商与配电公司博弈的故障恢复模型

在博弈论中, 根据博弈过程可以分为静态博弈和动态博弈; 根据博弈者的理性可以分为合作博弈和非合作博弈^[17]。在动态博弈中, 博弈者的决策具有先后顺序, 需要依次做出决策, 后决策者可以根据先决策者的结果进行观察, 并且其决策受到先决策

者的影响^[18]。在故障恢复过程中, 配电网根据故障信息首先做出决策, 进行初步的网络重构和功率调节, 综合能源聚合商以此做出调整。因此, 本文搭建的博弈模型属于动态非合作博弈范畴。

3.1 配电网博弈模型

3.1.1 博弈策略

在整个故障恢复决策中, 配电网作为博弈过程中的先行者, 其博弈策略集为开关的状态和功率缺额, 对应的策略集 X_1 可表示为:

$$X_1 = [b_T(1), b_T(2), \dots, b_T(h), \dots, b_T(n), \Delta P_{q1}, \Delta P_{q2}, \dots, \Delta P_{qt}, \dots, \Delta P_{qT}] \quad (14)$$

式中: T 为故障持续时间; t 为离散化时段; $b_T(h)$ 为故障持续时段 T 内开关 h 的状态变量, $b_T(h)=1$ 表示开关闭合, $b_T(h)=0$ 表示开关断开; n 为开关数目; ΔP_{qt} 为第 t 个离散化时段的功率缺额。

3.1.2 支付函数

在本文故障恢复中有 3 个重要目标, 即负荷损失量、网络损耗以及对综合能源聚合商的补偿费用之和最小。因此本文将配电网的支付函数 F_d 设定为三者加权值之和最小。

$$F_d = \min(\lambda_1 f_1 + \lambda_2 f_2 + \lambda_3 f_3) \quad (15)$$

$$f_1 = \sum_{t=1}^T \sum_{k=1}^N \beta_{k,t} L_{k,t} \quad (16)$$

$$f_2 = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^D \sum_{j=1}^D R_{ij} \frac{P_{ij,t}^2 + Q_{ij,t}^2}{U_{j,t}^2} \quad (17)$$

$$f_3 = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^m \Delta P_{i,t} \delta \quad (18)$$

式中: λ_1 — λ_3 为权重系数; f_1 — f_3 分别为负荷损失量、网络损耗、对综合能源聚合商的补偿费用; $L_{k,t}$ 为负荷 k 在第 t 个离散化时段的负荷水平; β_k 为负荷 k 的重要程度, 按照可靠性要求将电网侧的负荷节点分为一般负荷、较重要负荷和重要负荷; N 为电网侧失电负荷数; D 为电网侧节点数; R_{ij} 为支路 ij 的电阻; $P_{ij,t}$ 、 $Q_{ij,t}$ 分别为第 t 个离散化时段节点 i 流向节点 j 的有功功率、无功功率; $U_{j,t}$ 为第 t 个离散化时段节点 j 的电压; $\Delta P_{i,t}$ 为第 i 个 IES 在第 t 个离散化时段与电网联络线传输功率调节量。

3.1.3 约束条件

1) 节点电压约束。

$$U_{j,\min} \leq U_j \leq U_{j,\max} \quad (19)$$

式中: U_j 为节点 j 的电压; $U_{j,\min}$ 、 $U_{j,\max}$ 分别为节点 j 允许电压的最小值、最大值。

2) 潮流约束。

$$P_i - U_i \sum_{j=1}^{n_s} U_j (G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \sin \delta_{ij}) = 0 \quad (20)$$

$$Q_i - U_i \sum_{j=1}^{n_s} U_j (G_{ij} \sin \delta_{ij} - B_{ij} \cos \delta_{ij}) = 0 \quad (21)$$

式中: P_i 、 Q_i 分别为节点 i 注入的有功功率和无功功率; U_i 为节点 i 的电压; G_{ij} 、 B_{ij} 、 δ_{ij} 分别为节点 i 、 j 之间的电导、电纳和电压相角差; n_a 为系统节点总数。

3) 配电网辐射状运行约束。

$$\varphi \in \psi \quad (22)$$

式中: φ 为故障后的网络拓扑结构; ψ 为网络辐射状拓扑结构的集合。

4) 孤岛运行约束。

$$l^p(i) \geq \sum_{d \in \Phi} L_{p,d} \quad (23)$$

式中: d 为孤岛负荷编号; Φ 为孤岛内负荷节点集合; $L_{p,d}$ 为孤岛内负荷 d 功率; $l^p(i)$ 指的是 IES 与电网之间的传输功率, 有如下 2 种情况, 一是向电网返售功率, 二是向电网购买功率, 此处指的是 IES 向电网返售功率时的情况, 即 $l^p(i)$ 为第 i 个 IES 向电网返售时的功率。

3.2 综合能源聚合商博弈模型

3.2.1 博弈策略

在本文故障恢复动态博弈进程中, 综合能源聚合商作为决策的后行者, 即基于配电网的故障恢复策略集进行符合自身利益的决策调整。综合能源聚合商博弈策略集为各个 IES 与配电网功率交互值以及内部供能设备的运行计划, 对应的策略集 X_2 可表示为:

$$X_2 = [l_i^p(1), l_i^p(2), \dots, l_i^p(r), \dots, l_i^p(m), c_i(1), c_i(2), \dots, c_i(r), \dots, c_i(m)] \quad (24)$$

$$c_i(r) = [p_{1,t}, p_{2,t}, \dots, p_{e,t}, \dots, p_{v,t}] \quad (25)$$

式中: $l_i^p(r)$ 为第 t 个离散化时段的用户侧第 r 个 IES 与电网侧的传输功率; $c_i(r)$ 为第 r 个 IES 内部供能设备在第 t 个离散化时段的运行计划; $p_{e,t}$ 为 IES 内部供能设备 e 在第 t 个离散化时段的出力; v 为 IES 内部供能设备的数目。其中设备约束见式(10)~(12)。

3.2.2 收益函数及约束条件

综合能源聚合商参与配电网故障恢复的动力在于总体的收益, 因此综合能源聚合商的收益函数为目标函数式(1)在故障恢复期间的总和, 即:

$$F_z = \max \sum_{i=1}^T \sum_{t=1}^m (\Delta P_{i,t} \delta - W_{i,t}) \quad (26)$$

式中: $W_{i,t}$ 为第 i 个 IES 在第 t 个离散化时段的调节成本。

IES 在第 t 个离散化时段与电网联络线传输功率总调节量不应大于功率缺额, 即:

$$\sum_{i=1}^m \Delta P_{i,t} \leq \Delta P_q \quad (27)$$

其他约束条件见 2.2 节。

3.3 电网与综合能源聚合商博弈交互机制

博弈论中, 一个标准的博弈模型通常包含 3 个

基本要素: 博弈参与者、博弈策略集、支付函数或收益函数。标准型博弈又称为策略型博弈, 它一般可用矩阵描述, 本文建立的动态非合作博弈模型如下:

$$\Gamma = \langle G, X, F \rangle \quad (28)$$

$$\begin{cases} G = \{1, 2\} \\ X = [X_1, X_2] \\ F = \{F_d, F_z\} \end{cases} \quad (29)$$

式中: G 为博弈参与者的集合; X 为每个博弈参与者策略集; F 为每个参与者支付集或收益集; $F_d = F_d(x_1, x_2)$, $F_z = F_z(x_1, x_2)$, $x_1 \in X_1$, $x_2 \in X_2$ 。

在故障恢复进程中, 配电网根据故障信息优先做出决策, 综合能源聚合商根据配电网策略集做出回应, 将策略集返回给配电网, 配电网基于故障恢复博弈模型给出策略集即反馈聚合商的各个 IES 功率调节量以及功率缺额, 最终的均衡点为在满足综合能源聚合商利益的前提下, 配电网的支付函数满足收敛判据, 具体模型如下。

配电网选择策略 $x_1 \in X_1$ 时, 综合能源聚合商做出的回应集可以表示为:

$$J(x_1) = \left\{ q \in X_2 : F_z(x_1, q) = \max_{c \in X_2} F_z(x_1, c), \max_{c \in X_2} F_z(x_1, c) > 0 \right\} \quad (30)$$

当配电网选择 $x_1^* \in X_1$ 时, 满足:

$$F_d^* = \max_{x_2 \in J(x_1)} F_d(x_1^*, x_2) \text{ 且 } |F_d^* - F_d| \leq \gamma \quad (31)$$

式中: γ 为判定值。

与此同时将其中综合能源聚合商选择的策略 $x_2 \in J(x_1)$ 记为 x_2^* , 则 (x_1^*, x_2^*) 为均衡解。

3.4 算法流程

本文提出的考虑综合能源聚合商与配电公司利益均衡的配电网故障恢复具体流程如附录 A 图 A1 所示。

1) 输入故障时刻各个负荷节点数据以及 IES 与配电网交互功率值。

2) 由聚合商上传的各个 IES 功率调节量, 基于 3.1 节所提的配电网故障恢复模型, 给出故障恢复策略集, 即反馈聚合商的各个 IES 功率调节量以及功率缺额。

3) 判断系统是否有甩负荷, 若所有节点全部恢复, 则输出故障恢复方案; 否则, 判断是否满足收敛判据 (阈值 $\varepsilon = 0.02$)。若满足收敛判据, 则输出故障恢复方案; 否则, 将功率缺额信息传递到综合能源聚合商。

4) 综合能源聚合商基于 3.2 节所提博弈策略, 给出自身的策略集, 即各个 IES 的出力计划。

5) 更新全网负荷功率, 返回步骤 2)。

4 算例分析

4.1 参数设置

本文采用改进的 IEEE 33 节点配电系统为算例,改进后的系统结构见图 3。图中虚线为联络开关,节点 7、16、23、31、33 总共接有 5 个用户侧 IES,并且 5 个 IES 由综合能源聚合商协调管理。配电网售电价格、天然气价格、热能价格见表 1。配电网节点负荷重要程度见表 2。并且 IES 向外部配电网售电价格为购电价格的 70%。碳污染治理费用为 0.3 元 / kg,天然气 CO₂ 排放系数为 0.19 kg / (kW·h)^[15]。不同调节区间下的电负荷中断补偿费用见表 3^[19]。5 个 IES 在一个典型日内联络线传输功率和内部设备参数分别见附录 A 图 A2 和附录 A 表 A2。设线路 2-3 在 09:00 时发生永久性故障,故障持续时间为 4 h,离散化步长取 1 h。

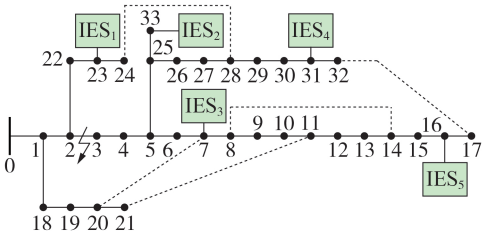


图 3 含用户侧 IES 配电网结构
Fig.3 Distribution network structure with user-side IESs

表 1 各类能源分时价格

时段	购电价格 / [元·(kW·h) ⁻¹]	天然气价格 / [元·(kW·h) ⁻¹]	热能价格 / [元·(kW·h) ⁻¹]
(07:00, 11:00], (18:00, 23:00]	1.20	0.71	0.285
(11:00, 18:00]	0.87	0.44	0.285
23:00 至次日 07:00	0.46	0.15	0.285

表 2 电网节点负荷重要程度

负荷	节点	权重系数
一般负荷	2, 3, 6, 8, 10, 12, 13, 15—17, 19, 20, 23, 26, 27, 30, 32	0.1
较重要负荷	1, 4, 5, 7, 11, 18, 21, 24, 25, 28, 31, 33	0.5
重要负荷	9, 14, 22, 29	1

表 3 负荷中断量与补偿价格

负荷中断 量 / MW	补偿价格 / [元·(kW·h) ⁻¹]	负荷中断 量 / MW	补偿价格 / [元·(kW·h) ⁻¹]
[0, 0.356)	5.661	[0.711, 1.067)	6.794
[0.356, 0.711)	6.227	[1.067, 1.422]	7.361

4.2 结果分析

4.2.1 不同故障恢复策略的对比

设故障发生在 09:00,并设置以下 3 种故障恢复方式进行对比说明。

方式 1: IES 不参与故障恢复,电网侧在故障恢复时,基于 IES 不同运行状态采取相应的操作,当 IES 返售功率时,视为不可控分布式电源;当 IES 购买功率时,视为可中断负荷,即采用文献[7]的方法但是不形成孤岛。

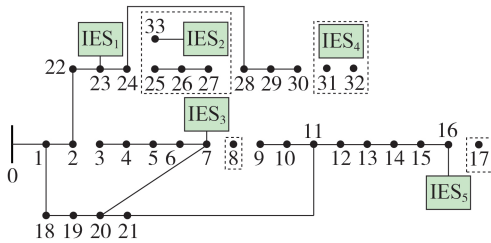
方式 2: IES 完全服从配电网调度,即采用文献[3]提出的故障恢复方法,通过孤岛与主网结合进行配电网全局寻优,由电网侧需求对 IES 联络线传输功率进行调节。

方式 3: 本文所提方法。

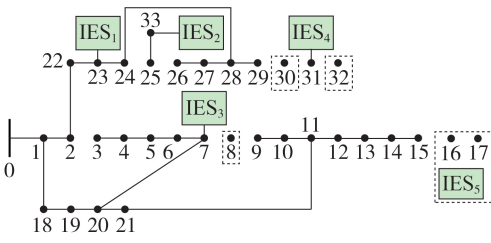
3 种方式的故障恢复结果以及故障后的网络拓扑结构分别见表 4 和图 4。从故障开始到故障结束

表 4 故障恢复效果对比

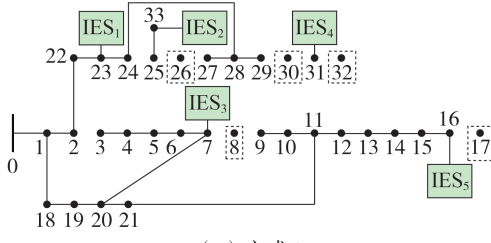
方式	负荷失电 量 / (kW·h)	网络损耗 值 / (kW·h)	对综合能源 聚合商的补偿 费用 / 元	综合能源 聚合商调节 成本 / 元
1	3 700	215.83	10 199	12 831
2	2 096	160.57	10 522	11 839
3	2 268	183.29	8 564	7 492



(a) 方式 1



(b) 方式 2



(c) 方式 3

图 4 各个故障恢复方式下的网络拓扑结构

Fig.4 Network topology structure under each fault recovery mode

3种调节方式在各个时间段下IES联络线传输功率变化、电网侧负荷恢复时间曲线分别见附录A图A3和图A4,故障发生在09:00,以故障持续时间1h为例对本文所提博弈策略的迭代过程进行说明,具体过程见附录A表A3。

对比方式1和方式3,采用本文方法得到故障恢复后的负荷损失量为2268 kW·h,优于方式1下的3700 kW·h,并且故障后的网络损耗值也明显小于方式1。此外,在方式1下IES虽然不参与配电网的故障恢复过程,但是由于主网功率传输能力的限制,导致部分IES脱网运行,配电网失去了全部对IES的供电功率,因此供电公司也需要对IES进行一定的经济补偿,并且补偿费用高于方式3,方式1下的调节成本高于其所获得的电网补偿费用。由此可知,在恢复能力、恢复成本2个方面,本文所提故障恢复策略全面优于方式1。对比方式2、3,方式2下综合能源聚合商获得的补偿费用小于调节成本,聚合商会拒绝这种调度方式。方式3下虽然配电网在负荷损失量、网络损耗方面有所损失,但是综合能源聚合商在支援电网故障恢复过程中,获得了一定利益,顾及了综合能源聚合商的利益诉求。因此,方式3可以实现在不损害综合能源聚合商利益的前提下,最大限度地支援电网侧故障恢复过程,满足IES与电网双方利益需求。

4.2.2 补偿电价对故障恢复结果的影响

针对本文所提方法,设置如下3种不同补偿电价水平进行对比分析。

方式1:补偿电价较低,即将表3中的补偿电价下调20%。

方式2:补偿电价较高,即将表3中的补偿电价上调20%。

方式3:维持表3中的电价水平。

各种方式下的故障恢复结果以及故障后的网络拓扑结构分别如附录A表A4和附录A图A5所示。

对比方式1和方式3,在补偿电价下调20%的条件下,负荷损失量和网络损耗值分别增加了31.06%、12.29%,补偿电价的降低在一定程度上削弱了IES参与电网侧故障恢复的意愿。通过比较方式2、3下的结果可知,在补偿电价上调20%的条件下,负荷损失量、网络损耗值分别下降了10.19%、3.74%,补偿电价的提高使接入的IES更愿意通过调节内部供能方式支援配电网的故障恢复。综上所述可知,配电公司的补偿电价水平决定了综合能源聚合商支援配电网故障恢复的意愿进而影响整个系统的故障恢复效果,因此在目前能源互联网背景下亟需建立合理和完整的电价机制。

4.2.3 IES供能规模对故障恢复结果的影响

针对本文所提方法,在图4所示配电网结构的基础上对部分IES的供能规模进行适当调整,并对故障效果进行对比分析,具体调整如下。

方式1:在原来算例系统的基础上,IES₂、IES₃规模增大,即将IES₂供能范围扩大至包含节点25,IES₃供能范围扩大至包含节点6。

方式2:在方式1的基础上,IES₃、IES₄规模增大,即将IES₄供能范围扩大至包含节点30,IES₅供能范围扩大至包含节点15。

方式3:维持原来供能方式。

各种方式下的故障恢复结果以及故障后的网络拓扑结构分别如附录A表A5所示和图A6所示。由表A5可知,随着IES供能规模的扩大,负荷损失量和网络损耗值明显降低。对比方式1和方式3,负荷损失量、网络损耗值分别下降了48.50%、33.65%。方式2较方式1的负荷损失量、网络损耗值则分别下降了14.98%、16.63%。由于方式2下的IES供能规模进一步扩大,使得IES内部的调节能力得到了提升,加大了IES对配电网故障恢复的支援力度。由此可知,随着区域能源互联网的发展,IES接入配电网的规模在一定程度上决定了支援配电网故障恢复的能力,从而会显著影响配电网在面临故障时的恢复效果。

5 结论

本文对含多个IES的配电网故障恢复问题进行了深入的研究,建立了考虑多主体利益协调的故障恢复模型,并得出如下结论。

1)提出了考虑综合能源聚合商与供电公司利益均衡的配电网故障恢复方法。以各个IES与配电网的交互功率值为博弈变量,实现故障恢复过程中配电网和综合能源聚合商的利益均衡,为区域能源互联背景下的配电网安全稳定运行提供了新思路。

2)建立了基于二层规划的功率分配模型,实现了功率缺额在各个IES之间的最优分配。上层模型以聚合商利益最大为目标,将功率调节量分配到各个IES,下层模型以运行成本最小为目标优化各个IES的设备出力。

3)增大IES接入规模将有助于提升配电网故障恢复水平,提高配电网供电可靠性。并且补偿电价水平会显著影响综合能源聚合商参与故障恢复的意愿,尽快建立科学合理的补偿电价机制将有助于促进IES的有序发展。

本文所提故障恢复模型仅适用于单电源配电网,进一步地笔者将开展基于本文所提方法及博弈思想的多端电源配电网故障恢复研究。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 陈昕玥,唐巍,陈禹,等. 基于机会约束规划含光伏发电的配电网故障恢复[J]. 电网技术,2014,38(1):99-106.
CHEN Xinyue,TANG Wei,CHEN Yu,et al. Chance constrained programming based fault recovery of distribution network containing photovoltaic generations[J]. Power System Technology,2014,38(1):99-106.
- [2] 王雨婷,张筱慧,唐巍,等. 考虑光伏及负荷时变性的配电网故障恢复[J]. 电网技术,2016,40(9):2706-2716.
WANG Yuting,ZHANG Xiaohui,TANG Wei,et al. Fault recovery of distribution network considering time variation of photovoltaic and load[J]. Power System Technology,2016,40(9):2706-2716.
- [3] 陈玮,周贤正,李晏君,等. 考虑电动汽车配置的主动配电网鲁棒孤岛恢复[J]. 中国电机工程学报,2018,38(增刊1):58-67.
CHEN Wei,ZHOU Xianzheng,LI Yanjun,et al. A robust islanding restoration policy for active distribution network considering optimal allocation of emergency electric vehicles[J]. Proceedings of the CSEE,2018,38(Supplement 1):58-67.
- [4] 李滨,祝靖,李佩杰,等. 含非可靠分布式电源的配电网孤岛划分[J]. 电力系统自动化,2015,39(8):59-65.
LI Bin,ZHU Jing,LI Peijie,et al. Island partition of distribution network with unreliable distributed generators[J]. Automation of Electric Power Systems,2015,39(8):59-65.
- [5] 董志辉,林凌霄,管霖,等. 基于多代理技术的有源配电网供电恢复策略[J]. 电力自动化设备,2019,39(5):22-29.
DONG Zhihui,LIN Lingxue,GUAN Lin,et al. Service restoration strategy of active distribution network based on multi-agent technology[J]. Electric Power Automation Equipment,2019,39(5):22-29.
- [6] 马天祥,程肖,贾伯岩,等. 基于不确定二层规划模型的主动配电网故障恢复方法[J]. 电力系统保护与控制,2019,47(6):48-57.
MA Tianxiang,CHENG Xiao,JIA Boyan,et al. Service restoration method for active distribution network based on uncertain bi-level programming model[J]. Power System Protection and Control,2019,47(6):48-57.
- [7] 杨丽君,曹玉洁,张子振. 基于博弈思想的主动配电网故障灵活分层恢复策略[J]. 电工技术学报,2018,33(6):1410-1421.
YANG Lijun,CAO Yujie,ZHANG Zizhen. A flexible layered service restoration strategy for active distribution network based on game theory[J]. Transactions of China Electrotechnical Society,2018,33(6):1410-1421.
- [8] 刘志文,夏文波,刘明波. 实现微网供电恢复的分布式电源自组网策略[J]. 电力系统自动化,2015,39(9):192-199.
LIU Zhiwen,XIA Wenbo,LIU Mingbo. Distributed generator self-organized network strategy applied to microgrid service restoration[J]. Automation of Electric Power Systems,2015,39(9):192-199.
- [9] 杨丽君,王晨,赵优,等. 基于双层优化模型的电-气耦合综合能源故障恢复策略[J]. 电网技术,2020,44(11):4264-4273.
YANG Lijun,WANG Chen,ZHAO You,et al. Electric-gas coupled integrated energy fault recovery strategy based on bi-level optimization model[J]. Power System Technology,2020,44(11):4264-4273.
- [10] 梁伟,靳小龙,穆云飞,等. 含微网及电动汽车的主动配电网供电恢复策略[J]. 电力系统及其自动化学报,2014,26(6):1-9.
LIANG Wei,JIN Xiaolong,MU Yunfei,et al. Service restoration method to active distribution network with microgrids and electric vehicles[J]. Proceedings of the CSU-EPSC,2014,26(6):1-9.
- [11] XU Y,LIU C C,SCHNEIDER K,et al. Microgrids for service restoration to critical load in a resilient distribution system[J]. IEEE Transactions on Smart Grid,2018,9(1):426-437.
- [12] 葛少云,张成昊,刘洪,等. 考虑微能源网支撑作用的配电网弹性提升策略[J]. 电网技术,2019,43(7):2306-2317.
GE Shaoyun,ZHANG Chenghao,LIU Hong,et al. Resilience enhancement strategy for distribution network considering supporting role of micro energy grid[J]. Power System Technology,2019,43(7):2306-2317.
- [13] MOHAGHEGHI S,YANG F,FALAHATI B. Impact of demand response on distribution system reliability[C]//IEEE Power and Energy Society General Meeting. Detroit,MI,USA: IEEE,2011:1-7.
- [14] 刘佩云,丁涛,贺元康,等. 基于综合需求响应的负荷聚合商最优市场交易策略[J]. 电力自动化设备,2019,39(8):224-231.
LIU Peiyun,DING Tao,HE Yuankang,et al. Optimal trading strategy for load aggregator based on integrated demand response[J]. Electric Power Automation Equipment,2019,39(8):224-231.
- [15] 张筱慧,李佳馨,张璐,等. 考虑联络线峰谷差和电网运行效益的综合能源系统规划[J]. 电力自动化设备,2019,39(8):195-202.
ZHANG Xiaohui,LI Jiaxin,ZHANG Lu,et al. Integrated energy system planning considering peak-to-valley difference of tie line and operation benefit of power grid[J]. Electric Power Automation Equipment,2019,39(8):195-202.
- [16] 张璐,许彪,唐巍,等. 基于功率时空协同的交直流混合配电网调度计划日内修正策略[J]. 电力系统自动化,2021,45(24):106-114.
ZHANG Lu,XU Biao,TANG Wei,et al. Intra-day correction strategy of dispatching plan for AC/DC hybrid distribution network based on spatio-temporal power coordination[J]. Automation of Electric Power Systems,2021,45(24):106-114.
- [17] 梅生伟,刘锋,魏韩. 工程博弈论基础及电力系统应用[M]. 北京:科学出版社,2016.
- [18] 谢识予. 经济博弈论[M]. 2版. 上海:复旦大学出版社,2002.
- [19] 黄海涛,胡学英,李翔,等. 实用化的激励性可中断负荷最优补偿定价模型[J]. 电网技术,2014,38(8):2149-2154.
HUANG Haitao,HU Xueying,LI Xiang,et al. A practicable optimal compensation pricing model for incentive interruptible load contract[J]. Power System Technology,2014,38(8):2149-2154.

作者简介:



张筱慧

张筱慧(1962—),女,副教授,主要研究方向为综合能源系统运行与控制(E-mail: zzh8366@sina.com);

潘永超(1995—),男,硕士研究生,主要研究方向为综合能源系统故障恢复(E-mail: achao_9166@163.com);

张璐(1990—),男,副教授,博士研究生导师,通信作者,主要研究方向为极端灾害下配电网恢复、交直流混联配电网(E-mail: zhanglu1@cau.edu.cn)。

(编辑 李玮)

(下转第62页 continued on page 62)

Grouping control strategy of battery energy storage for reducing life loss under wind power tracking scheduling plan

YU Yang^{1,2}, CHEN Dongyang^{1,2}, WU Yuwei^{1,2}, WANG Boxiao^{1,2}, MI Zengqiang^{1,2}, CAI Xinlei³, DONG Kai³

(1. State Key Laboratory of Alternate Electrical Power System with Renewable Energy Sources,

North China Electric Power University, Baoding 071003, China;

2. Hebei Key Laboratory of Distributed Energy Storage and Micro Grid,

North China Electric Power University, Baoding 071003, China;

3. Electric Power Dispatching Control Center of Guangdong Power Grid Co., Ltd., Guangzhou 510600, China)

Abstract: In order to solve the problem of high battery life loss during wind power tracking scheduling, a grouping control strategy of battery energy storage for reducing life loss is proposed. An improved beetle antennae search-based swing door trend algorithm is designed to obtain the optimal compression offset, and then the wind power trend is extracted. The battery energy storage equipped by the wind farm is divided into the battery group 1 and the battery group 2. The battery group 2 is further subdivided into three battery clusters. Under the condition of avoiding the charging and discharging energy hedging, the power regulation signals of two battery groups are calculated according to the wind power trend, based on which the capacities of the two battery groups are determined and the capacities of three battery clusters are obtained with the goal of minimizing the action times of battery units. The battery units are dynamically grouped at the initial moment and the moment when the state of charge exceeds the limit, the power regulation signals of battery units in the battery group 1 are determined according to the sequential starting method of battery units, and the power regulation signals of battery units in the battery group 2 are determined based on the designed double-layer power allocation method. Then, the battery units respond to their respective power regulation signals with meeting operation constraints. The proposed control strategy is compared with other control strategies, and the simulative results show that the proposed control strategy can reduce the life loss and prolong the remaining useful life of energy storage to a greater extent.

Key words: battery energy storage system; life loss; power allocation; wind power tracking scheduling plan; control strategy

(上接第45页 continued from page 45)

Distribution network fault recovery method considering balance of interests between integrated energy aggregators and power distribution company

ZHANG Xiaohui¹, PAN Yongchao¹, ZHANG Lu¹, TANG Wei¹, LI Jia¹, CAI Yongxiang²

(1. College of Information and Electrical Engineering, China Agricultural University, Beijing 100083, China;

2. Electric Power Research Institute of Guizhou Power Grid Co., Ltd., Guiyang 550002, China)

Abstract: Integrated energy system (IES) can adjust the power purchase/sale injected to power grid through internal flexible dispatching, and a large number of IES integration can improve the fault recovery capability of distribution network. To address the problem that the economic requirement of IES is not fully considered in fault recovery of distribution network, a distribution network fault recovery method that takes into account the benefits of both integrated energy aggregator (IEA) and distribution company is proposed. The calculation and distribution models of fault power gap in distribution network are developed, which provides the optimal distribution of power gap in distribution network within IEA among various IESs. The game strategy between IEA and distribution company is proposed, in which load shedding, network losses and compensation costs of IEA are comprehensively considered. Simulative results show that the proposed method provides a better fault recovery under the premise of satisfying the interests of IEA, as well as the price compensation mechanism between the power grid and IEA.

Key words: distribution network; integrated energy system; fault recovery; integrated energy aggregator; game

附录 A

表A1 遗传算法参数

Table A1 Genetic algorithm parameters

种群大小	最大遗传代数	个体长度	交叉概率	变变异概率
40	80	45	0.7	0.01

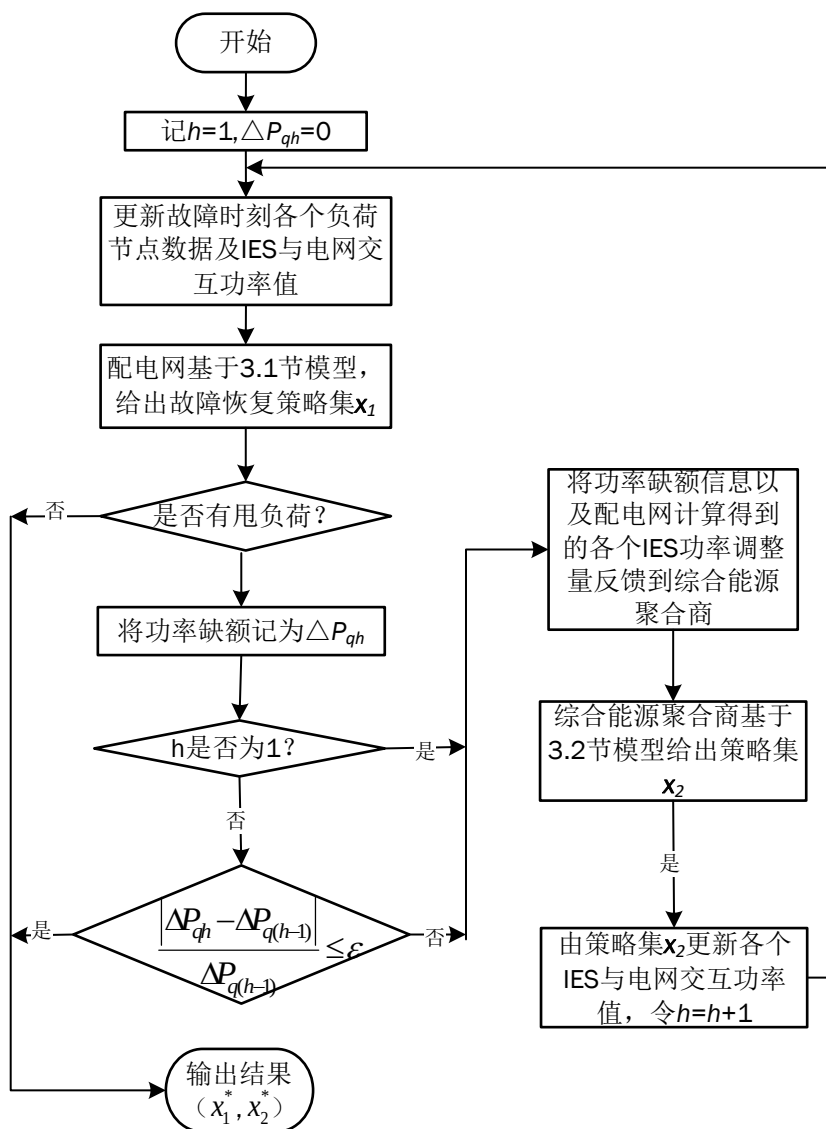
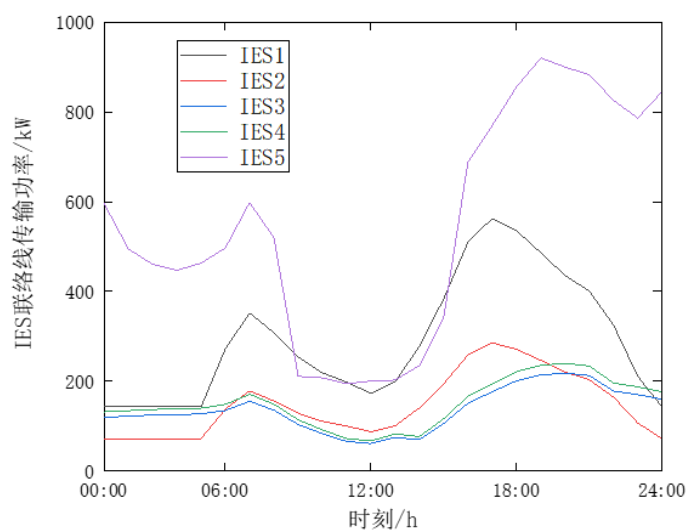


图 A1 算法流程

Fig.A1 Algorithm flow chart



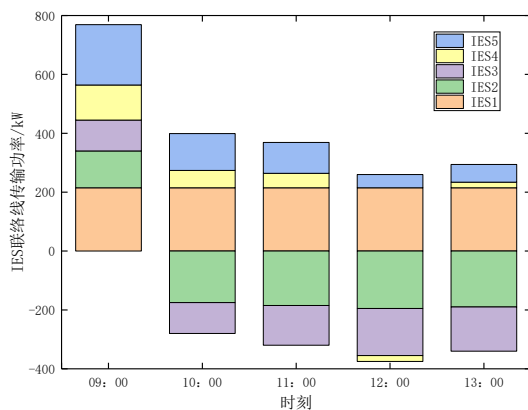
图A2 典型日内IES联络线传输功率

Fig.A2 IES connection line transmits power during a typical day

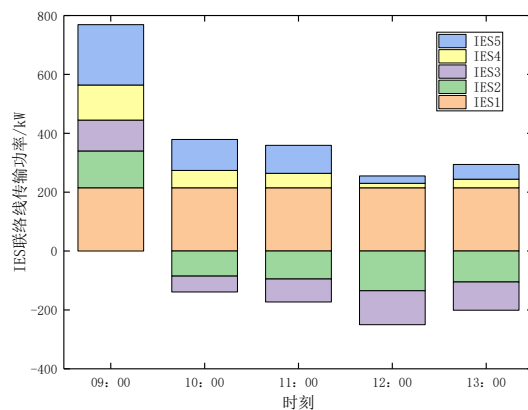
表A2 IES内部设备参数

Table A2 IES internal equipment parameters

设备名称	IES 设备容量/kW				
	IES ₁	IES ₂	IES ₃	IES ₄	IES ₅
光伏	640	200	320	220	300
风机	640	200	320	220	300
CHP	400	550	550	450	550
热泵	0	1050	1050	1050	700
电锅炉	0	450	0	450	300
P2G	670	100	100	240	100
吸收式制冷机	250	280	120	100	0
电制冷机	320	250	220	230	160
蓄电池	1500	2000	1600	1500	1800
储气罐	5000	4000	4000	4000	4500
蓄热槽	5500	6000	7500	5000	7500
蓄冷槽	3500	4000	3800	4500	4600



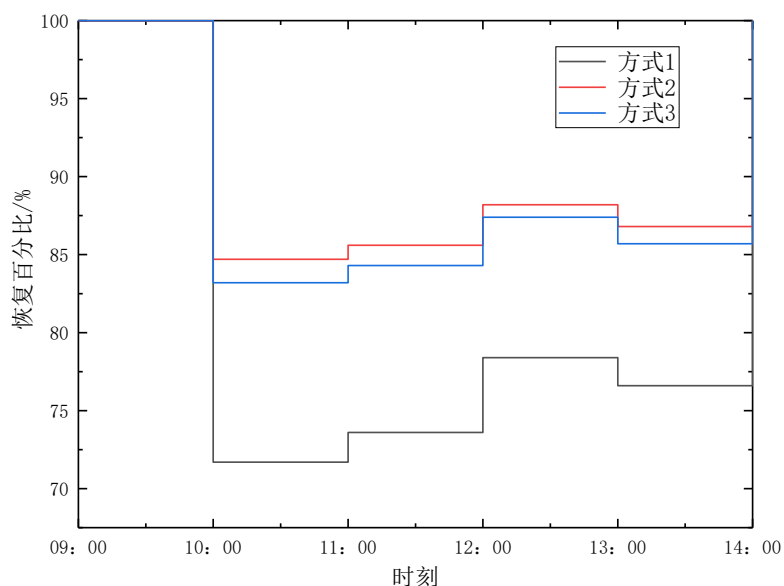
方式2下各个IES联络线传输功率对比



方式3下各个IES联络线传输功率对比

图A3 各个方式下IES联络线传输功率

Fig.A3 IES connection line transmits power in each mode



图A4 各个方式下负荷恢复时间曲线

Fig.A4 Load recovery time curves in each mode

表A3 博弈过程

Table A3 Game interaction process

迭代 次数	预计	预计	实际	实际	综合能源聚合商功上传传配电网率调					配电网反馈综合能源聚合商的功率调					功率 缺额
	补偿 /元	收益 /元	补偿 /元	收益 /元	节量/kW					节量/kW					
					IES ₁	IES ₂	IES ₃	IES ₄	IES ₅	IES ₁	IES ₂	IES ₃	IES ₄	IES ₅	
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1354
2	2622	642	1803	-177	85	102	85	96	55	0	102	85	80	55	856
3	2591	601	2021	31	47	121	95	90	65	0	121	95	80	65	734
4	2752	575	2504	327	25	142	117	85	75	0	142	117	70	75	642
5	2883	532	2759	408	10	165	135	70	85	0	165	135	60	85	545
6	2976	510	2914	448	5	180	140	60	95	0	180	140	60	90	535

表 A3 说明：在 IES 不参与故障恢复过程中时，电网侧初始功率缺额为 1354 kW，随着双方博弈过程的不断进行，电网侧的功率缺额、综合能源聚合商分配比重以及各个 IES 联络线的功率调节量逐渐趋于均衡，最终

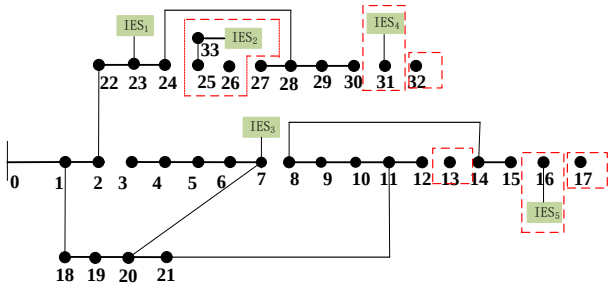
经过 6 次迭代达到均衡，第 6 次与第 5 次功率缺额总差值为 10 kW，满足 $\frac{|\Delta p_{qh} - \Delta p_{q(h-1)}|}{\Delta p_{q(h-1)}} \leq \varepsilon$ （ ε 取值为 0.02）

要求，因此第 6 次迭代结果为最终的故障恢复方案。此外，电网侧所连接的 IES 能否对故障恢复起到支撑作用，与 IES 所处的位置以及电网本身结构特性有关。然而，在本文算例设计中，IES1 的调节并不能有效改善电网侧的故障恢复效果，因此最终其调节量为 0。

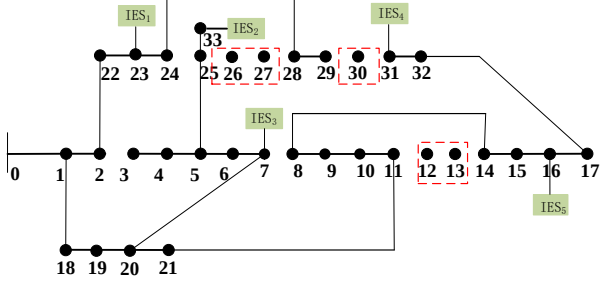
表 A4 故障恢复效果对比

Table A4 Comparison of fault recovery effects

方式	负荷失电量/(kW h)	网络损耗值/(kW h)	对综合能源聚合商补偿费用/元
1	3290	205.81	5986
2	2037	176.43	9422
3	2268	183.29	8564



方式 1 故障恢复网络拓扑结构



方式 2 故障恢复网络拓扑结构

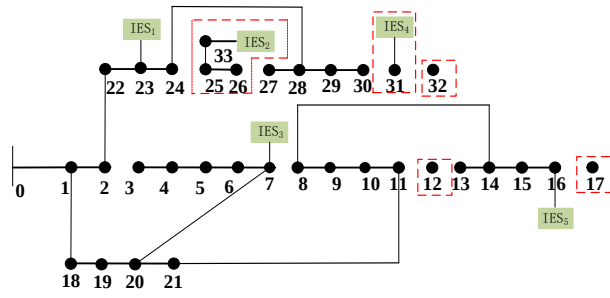
图 A5 各个故障恢复方式下的网络拓扑结构

Fig.A5 Network topology of each fault recovery mode

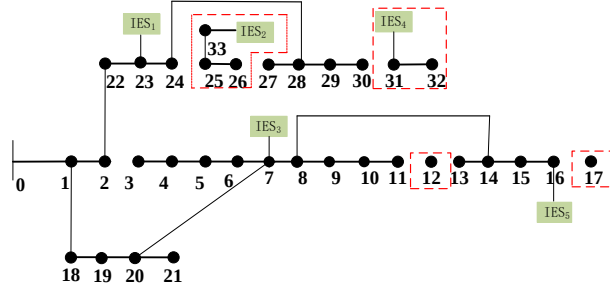
表 A5 故障恢复效果对比

Table A5 Comparison of fault recovery effects

方式	负荷失电量/(kW h)	网络损耗值/(kW h)	对综合能源聚合商补偿费用/元
1	1168	121.62	10961
2	993	101.39	12443
3	2268	183.29	8564



方式 1 故障恢复网络拓扑结构



方式 2 故障恢复网络拓扑结构

图 A6 各个调节比例下的网络拓扑结构

Fig.A6 Network topology of each fault recovery mode