

含分布式电源的配电网动态孤岛划分博弈模型

王晶¹, 陈骏宇¹, 金华锋²

(1. 浙江工业大学信息工程学院, 浙江 杭州 310023; 2. 江苏金智科技股份有限公司, 江苏 南京 211100)

摘要: 以负荷恢复最大化和配电网电压稳定为基础, 提出含 DG 的配电网动态孤岛划分博弈方法。首先将主动孤岛时间内各个时间段的配电网视为不同博弈者, 定义了博弈者的策略集合。其次, 设计了负荷恢复量、电网网损和开关动作次数评价指标, 建立了博弈者在非合作和合作博弈下的收益函数。然后, 提出了动态孤岛划分的博弈求解算法, 实现了量子粒子群算法在博弈迭代中的优化流程。最后通过基于 IEEE33 节点系统两种算例的仿真计算, 得出不同主动孤岛时间下的孤岛划分策略。案例分析表明了不同的计划孤岛时间对配电网孤岛划分策略的影响, 验证了所提博弈模型在孤岛划分策略优化中的可行性。

关键词: 智能配电网; 博弈模型; 计划孤岛; 动态孤岛划分; 量子粒子群

A game model of dynamic island partition for distribution network with DGs

WANG Jing¹, CHEN Junyu¹, JIN Huafeng²

(1. School of Information Engineering, Zhejiang University of Technology, Hangzhou 310023, China;
2. WISCOM Company, Nanjing 211100, China)

Abstract: The game model of dynamic island partition for distribution network with DGs is proposed on the basis of the maximum load recovery and the stability of distribution network. In addition, the game algorithm of dynamic island partition is also designed. Firstly, the distribution network of different time among islanding is regarded as different gamers and the strategies of the game are also defined. Secondly, the indexes consist of the amount of load recovery, transmission loss and numbers of switching operations are designed and the revenue function under non-cooperative and cooperative games is established. Then, the game algorithm of dynamic island partition and the application of Quantum Particle Swarm Optimization (QPSO) in the game iterative process are both proposed. Finally, the strategies of island partition among different islanding time are calculated by the simulation of two scenarios based on IEEE 33-bus distribution system. The conclusion that different islanding time may make a different effect on island partition strategy and the effectiveness of the proposed algorithm in solving the island partition are validated through the analysis of two scenarios.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (No. 51147010 and No. 51207139).

Key words: smart distribution network; game model; islanding; dynamic island partition; QPSO

0 引言

分布式能源接入配电网可实现配电网的计划孤岛^[1], 从而保证重要负荷快速供电, 提高电网自愈能力, 当前备受关注^[2]。为此, IEEE 1547.4-2011^[3]对含 DG 配电网的计划孤岛运行模式进行了重新定义, 指出计划孤岛需要满足多项条件: 1) 微源和负荷的动态特性; 2) 开关的动作策略; 3) 电压的变化特性, 禁止越限; 4) 易于恢复, 合理的甩负荷操作。

可见, 制定满足标准的配电网计划孤岛最优划分策略十分重要^[4-6]。

国内外学者针对最优孤岛划分策略, 从配电网结构、优化算法和电源-负荷建模这三个方面进行了深入的研究。在配电网结构方面, 主要将配电网简化为最小生成树^[7-9]或树背包问题^[10], 进而采用图论搜索或线性规划方法进行求解。在孤岛划分的搜索方法方面, 主要采用基于图论的树搜索^[7-9]、动态规划法^[10]以及智能优化方法^[11-12]进行求解。在电源-负荷建模方面, 主要将分布式电源和负荷视为恒功率节点进行数学建模^[7-10], 并采用标准的 IEEE 节点

系统进行算例测试。文献[12]虽然将负荷和微源分为可控型和不可控型,但从本质上仍是恒功率模型。可见,当前的研究存在以下问题:

1) 均采用搜索+调整或者两步求解的孤岛划分算法,这些算法由于内部隐含枚举策略,易陷入维数灾,且算法结合不够紧密,效率较低。

2) 在进行计划孤岛策略制定时,未考虑分布式电源的波动性以及负荷的动态变化,简单将分布式电源和负荷视为恒功率模型进行孤岛规划,或者仅根据当前时段的微源和负荷参数制定各个时段的孤岛策略,未综合考虑整个计划孤岛时间内配电网状态之间的过渡。文献[13]提出了一种含光伏的配电网动态运行策略,以每小时为周期进行孤岛优化。但其孤岛策略的频繁更换会导致开关反复动作,使配电网出现开关操作次数过多、过电压等异常情况^[14],使计划孤岛内配电网的电压稳定性受到威胁。

博弈论作为一种研究多个决策主体之间存在竞争关系或利益存在冲突时的最优决策理论,目前已经在电力系统规划、电力调度、可再生能源定容等研究领域得到应用^[15-17]。若把上述孤岛划分策略中开关状态的变换视为是一种存在冲突的决策,则可以利用博弈论实现计划孤岛的最优划分。

本文考虑含联络开关的配电网以及微源和负荷的动态特性,提出含 DG 的配电网动态孤岛划分博弈模型及求解算法。首先将计划孤岛中各个时间段内的配电网状态视为博弈者,以配电网负荷恢复量最大和配电网电压扰动特性为目标,建立了配电网动态孤岛划分博弈模型。其次,以配电网各个开关的状态为策略,综合利用负荷和微源预测信息,通过量子粒子群算法对博弈均衡策略进行求解。案例分析表明,本文所提出的方法既能够最大限度地减少负荷停电损失,又能保证计划孤岛时间内配电网的电压扰动率较低,实现了兼顾空间和时间的最优动态孤岛划分。

1 动态孤岛划分博弈模型

本文提出一种配电网在计划孤岛下的动态孤岛划分博弈模型,旨在解决当计划孤岛时间较长、考虑负荷和微源动态特性的动态孤岛划分博弈模型。将计划孤岛时间内各单位时间段的配电网视为不同的博弈者,既考虑使各时间段的孤岛划分策略满足本时间段内收益函数最大,又考虑不同时间段孤岛划分策略切换时配电网的平稳过渡。

1.1 配电网模型

本文所构建的配电网模型定义如下:

1) 网络类型

本文针对含分布式电源和联络开关的辐射状配电网,将连接于同一条母线的负荷和微源视为一个节点,将各个可操作的分段开关和联络开关统一视为可操作开关。

2) 微源类型

本文考虑含光伏和风机的配电网。其中,光伏和风机的发电特性受实际的光照、温度或是风速的影响。因此,针对本文前期的工作^[18],将光伏和风机等效为 24 小时内功率随环境波动的功率源模型,两者的发电特性见附录 A。

3) 负荷类型

本文根据文献[19]中的负荷参数,将节点分为一类负荷、二类负荷和三类负荷。这三类负荷均具有随时间波动的特性,具体数据见文献[19]。

4) 计划孤岛

针对计划孤岛,本文讨论的场景如下:上级调度部门根据主网的运行状态(不稳定或者故障)向配电网发出一道故障安全隔离指令并指定计划孤岛时间。本文在接收该指令后,在指定时间内,充分考虑微源和负荷特性,制定最优动态孤岛划分策略。

1.2 博弈要素分析

由于配电网每单位小时的微源输出和负荷需求均不同,因此在制定计划孤岛策略时,需要综合考虑整个计划孤岛时间段内的微源和负荷参数的变化。本文通过构建博弈模型来解决计划孤岛时间段内配电网的孤岛划分问题。

1.2.1 博弈参与者

设计划孤岛时间为 T 小时,将每单位小时对应的配电网视为一个博弈者,则存在 T 个博弈者,全体博弈者集合为 $\{G_i | i=1, 2, \dots, T\}$,其中博弈者 G_i 对应第 i 小时的配电网。

1.2.2 博弈策略

博弈者 G_i 的策略为该小时内负荷和开关的状态,对应的策略集 \mathbf{X}_i 表示为

$$\mathbf{X}_i = \{\mathbf{x}_i^1, \mathbf{x}_i^2, \mathbf{x}_i^3, \dots, \mathbf{x}_i^k, \dots\} \quad (1)$$

式中, \mathbf{x}_i^k 对应博弈者 G_i 的第 k 种孤岛划分策略,包括系统中 M 个负荷和 N 个开关的状态(开关包括普通的分段开关和联络开关),为 $M+N$ 维向量:

$$\mathbf{x}_i^k = \{a_{1,i}^k, \dots, a_{j,i}^k, \dots, a_{M,i}^k, b_{1,i}^k, \dots, b_{l,i}^k, \dots, b_{N,i}^k\} \quad (2)$$

其中, $a_{j,i}^k$ 和 $b_{l,i}^k$ 分别表示博弈者 G_i 第 k 种孤岛划分策略下负荷 j 和开关 l 的状态。 $a_{j,i}^k=0$ 表示切除负荷 j , $a_{j,i}^k=1$ 表示恢复负荷 j ; $b_{l,i}^k=0$ 表示断开开关 l , $b_{l,i}^k=1$ 表示闭合开关 l 。

记非合作博弈下 T 小时内配电网的 Nash 均衡

策略集为

$$\mathbf{X}^* = \{X_1^*, X_2^*, \dots, X_i^*, \dots, X_T^*\} \quad (3)$$

其中, X_i^* 为博弈者 G_i 的纳什均衡策略。

1.2.3 收益函数

博弈者 G_i 通过在负荷和开关的不同投切状态中进行权衡, 一方面在网损最小的条件下尽可能实现重要负荷的最大供电恢复, 另一方面期盼减小开关操作次数, 以维持系统在孤岛状态下的平稳过渡。因此, 本文将博弈者 G_i 在策略 \mathbf{x}_i^k 下的收益函数 u_i 表示为负荷恢复收益、网损损失和开关动作损失的加权形式。

$$u_i(\mathbf{x}_i^k) = \alpha \bar{R}_i(\mathbf{x}_i^k) - \beta \bar{S}_i(\mathbf{x}_i^k) - \gamma \bar{T}_i(\mathbf{x}_i^k) \quad (4)$$

其中: α, β, γ 为三个收益函数项的权重因子; $\bar{R}_i(\mathbf{x}_i^k)$ 、 $\bar{S}_i(\mathbf{x}_i^k)$ 和 $\bar{T}_i(\mathbf{x}_i^k)$ 为孤岛策略 \mathbf{x}_i^k 下负荷恢复收益、网损损失和开关动作损失去量纲化处理后的结果, 具体为

$$\bar{R}_i(\mathbf{x}_i^k) = \frac{R_i(\mathbf{x}_i^k)}{R_i(\mathbf{x}_i^*)} \quad (5)$$

$$\bar{S}_i(\mathbf{x}_i^k) = \frac{S_i(\mathbf{x}_i^k)}{S_i(\mathbf{x}_i^*)} \quad (6)$$

$$\bar{T}_i(\mathbf{x}_i^k) = \frac{T_i(\mathbf{x}_i^k)}{T_i(\mathbf{x}_i^*)} \quad (7)$$

其中: $R_i(\mathbf{x}_i^*)$ 、 $S_i(\mathbf{x}_i^*)$ 和 $T_i(\mathbf{x}_i^*)$ 为非合作博弈时 Nash 均衡策略 \mathbf{x}_i^* 下的负荷恢复收益、网损损失和开关动作损失; $R_i(\mathbf{x}_i^k)$ 、 $S_i(\mathbf{x}_i^k)$ 和 $T_i(\mathbf{x}_i^k)$ 为 \mathbf{x}_i^k 下的负荷恢复收益、网损损失和开关动作损失。

1) 负荷恢复收益

博弈者 G_i 在策略 \mathbf{x}_i^k 下的负荷恢复收益 R_i 表示为

$$R_i(\mathbf{x}_i^k) = \sum_{j=1}^M a_{j,i}^k k_j P_{L,j} \quad (8)$$

其中: k_j 为负荷 j 的权重系数, 可按负荷的不同等级取值; $P_{L,j}$ 为负荷 j 的有功功率。

2) 网损损失

博弈者 G_i 的网损损失 S_i 表示为

$$S_i(\mathbf{x}_i^k) = \sum_{j=1}^N b_{j,i}^k \Delta P_{j,i}^k \quad (9)$$

其中, $P_{j,i}^k$ 为在策略 \mathbf{x}_i^k 下线路 j 上的功率损耗。

3) 开关动作损失

在不同时间段, 由于微源输出和负荷需求发生了改变, 因此, 配电网需要通过开断开关和投切负荷来重构系统。

为了描述开关频繁动作对博弈者 G_i 带来的影

响, 本文将第 i 小时选取的策略 \mathbf{x}_i^k 与第 $i-1$ 及第 $i+1$ 小时选取的策略 \mathbf{x}_{i-1}^l 、 \mathbf{x}_{i+1}^m 进行比较, 定义了博弈者 G_i 在策略 \mathbf{x}_i^k 下的开关动作损失 T_i , 表示为

$$T_i(\mathbf{x}_i^k) = \begin{cases} \sum_{j=1}^N \left(b_{j,i}^k \oplus b_{j,ini} + \frac{1}{2} b_{j,i}^k \oplus b_{j,i+1}^m \right) & i=1 \\ \sum_{j=1}^N \frac{1}{2} (b_{j,i-1}^l \oplus b_{j,i}^k + b_{j,i}^k \oplus b_{j,i+1}^m) & 1 < i < T \\ \sum_{j=1}^N \left(\frac{1}{2} b_{j,i}^k \oplus b_{j,i-1}^l + b_{j,i}^k \oplus b_{j,ini} \right) & i=T \end{cases} \quad (10)$$

其中, 在第一个计划孤岛时间内 ($i=1$), 将开关动作损失 $T_i(\mathbf{x}_i^k)$ 定义为策略 \mathbf{x}_i^k 时开关 j 的状态 $b_{j,i}^k$ 和计划孤岛前开关初始状态 $b_{j,ini}$ 以及后一时间段博弈者 G_{i+1} 选择策略 \mathbf{x}_{i+1}^m 时开关状态 $b_{j,i+1}^m$ 的函数。在最后一个计划孤岛时间内 ($i=T$), 将开关动作损失 $T_i(\mathbf{x}_i^k)$ 定义为策略 \mathbf{x}_i^k 时开关 j 的状态 $b_{j,i}^k$ 和前一时间段博弈者 G_{i-1} 选择策略 \mathbf{x}_{i-1}^l 时该开关状态 $b_{j,i-1}^l$ 以及计划孤岛结束后回到开关 j 初始状态 $b_{j,ini}$ 的函数。当 $1 < i < T$ 时, $T_i(\mathbf{x}_i^k)$ 定义为本时间段策略 \mathbf{x}_i^k 下开关状态 $b_{j,i}^k$ 和前后计划孤岛周期内选择不同策略 \mathbf{x}_{i-1}^l 和 \mathbf{x}_{i+1}^m 时开关状态 $b_{j,i-1}^l$ 和 $b_{j,i+1}^m$ 的函数。

1.2.4 博弈者约束

博弈者的约束主要包括功率平衡约束、微源调频约束、电压扰动率约束、电压幅值约束和辐射状网络约束。博弈者 G_i 在策略 \mathbf{x}_i^k 下的约束条件如式 (11)~式(16)所示。

1) 功率平衡约束

功率平衡约束是为了保证微源的期望功率下限能够满足要求, 即在最坏的情况下, 配电网内各个孤岛都能够满足功率平衡要求。由于分布式能源(光伏和风机)的输出功率受光照、温度和风速等外部环境影响很大, 具有较大的不确定性, 在对微源进行建模时, 需要考虑微源输出功率预测值的期望值和置信度^[20]; 负荷的预测值相比于分布式能源而言, 其预测误差较小, 本文中直接采用历史的预测数据进行分析。在此基础上, 配电网所需满足的功率平衡约束表示为

$$\sum_{j \in Q_{G_i}^k} a_{j,i}^k P_{DGj,i}^- \geq \sum_{j \in Q_{L,i}^k} a_{j,i}^k P_{L,j} + \sum_{j \in Q_{L,i}^k} b_{j,i}^k \Delta P_{j,i}^k \quad (11)$$

$$l=1, 2, \dots, Q_i^k$$

其中: $P_{DGj,i}^-$ 为第 i 小时节点 j 上通过预测得到的分布式电源有功功率下界值, 这里采用下限值主要是为了使分布式能源在最低出力的情况下, 配电网的负荷功率也能够得到保证; Q_i^k 为策略 \mathbf{x}_i^k 下孤岛 l 的

节点集合; O_i^k 为博弈者 G_i 在策略 \mathbf{x}_i^k 下的孤岛总数。

2) 微源调频约束

为保证配电网经过孤岛划分后各个孤岛内均含有具有调频能力的微源, 保证孤岛的稳定运行, 本文设定功率较大的风机具有调频能力, 所建立的微源调频约束如下:

$$\max(c_{j,i}^k) = 2, \quad j \in Q_{j,i}^k, l=1, 2, \dots, O_i^k \quad (12)$$

其中, $c_{j,i}^k$ 为节点 j 上所接的微源类型, 光伏为 1, 风机为 2, 未接微源为 0。该约束保证了孤岛划分策略后每个孤岛内至少含有一台具有调频功能的微源。

3) 平均电压扰动率约束

为保证配电网在整个计划孤岛时间内能够平稳过渡, 本文定义了博弈者 G_i 在策略 \mathbf{x}_i^k 下节点 j 的电压扰动率指标: 将第 i 小时选取的策略 \mathbf{x}_i^k 与第 $i-1$ 小时选取的策略 \mathbf{x}_{i-1}^l 进行对比, 若前后策略均未使节点 j 恢复供电, 定义电压扰动率为 0; 若前一策略使正常供电节点 j 掉电或者使失电节点 j 恢复供电, 则电压扰动率为 1; 其余情况, 则用策略变化前后节点 j 电压的变化程度描述电压扰动率。可表示为

$$f(V_{j,i}^k, V_{j,i-1}^l) = \begin{cases} 0 & V_{j,i}^k = 0, V_{j,i-1}^l = 0 \\ \left| \frac{V_{j,i}^k - V_{j,i-1}^l}{V_{j,i}^k} \right| & V_{j,i}^k \neq 0, V_{j,i-1}^l \neq 0 \\ 1 & V_{j,i}^k = 0, V_{j,i-1}^l \neq 0 \text{ or} \\ & V_{j,i}^k \neq 0, V_{j,i-1}^l = 0 \end{cases} \quad (13)$$

其中, $V_{j,i}^k$ 表示节点 j 在策略 \mathbf{x}_i^k 下的电压值; $V_{j,i-1}^l$ 表示节点 j 在策略 \mathbf{x}_{i-1}^l 下的电压值, 若 $i=1$, 则 $V_{j,0}$ 为计划孤岛前节点 j 的电压初始值。

由式(13)可知, 相邻时间段选择不同策略时, 节点 j 的电压扰动率越小, 表示该点的电压越稳定, 变化越小; 当电压扰动率为 0 时, 表示策略变化对该节点电压无影响; 当电压扰动率为 1 时, 表示策略变化将完全改变该点的供电状态。

相邻时间段策略变化时, 为了描述整个配电网电压扰动的平均变化, 本文定义了平均电压扰动率约束:

$$\frac{1}{M} \sum_{j=1}^M f(V_{j,i}^k, V_{j,i-1}^l) \leq \Delta V_{\text{per}} \quad (14)$$

其中, ΔV_{per} 为平均电压扰动率的允许值。可见, 相邻策略变化时, 平均电压扰动率越小, 表明开关动作对整个配电网的电压影响越小, 更有利于保证配电网在孤岛划分策略下的电压扰动率较低。

4) 电压幅值约束

配电网中各个节点的电压必须满足幅值约束

$$a_{j,i}^k V_{\min} \leq V_{j,i}^k \leq a_{j,i}^k V_{\max} \quad j=1, 2, \dots, M \quad (15)$$

其中: $V_{j,i}^k$ 为策略 \mathbf{x}_i^k 下节点 j 的电压; V_{\max} 和 V_{\min} 分别为节点 j 电压的上下限。

5) 辐射状网络约束

配电网在孤岛运行的情况下, 各小时段、各策略下的配电网都必须满足辐射状网络约束:

$$\sum_{j=1}^M a_{j,i}^k = \sum_{j=1}^N b_{j,i}^k + O_i^k \quad i=1, 2, \dots, T \quad (16)$$

针对上述 5 种约束条件, 可以定义博弈者 G_i 的可行策略和不可行策略: 若博弈者 G_i 的孤岛划分策略 \mathbf{x}_i^k 满足约束条件式(11)~式(16), 则记为可行策略; 否则记为不可行策略。

1.3 动态孤岛划分博弈模型

根据博弈中各个时间段内的博弈者 G_i 是否合作, 以下分别建立非合作博弈模型和合作博弈模型。

1.3.1 非合作博弈

若计划孤岛时间段内各个博弈者各自为阵, 独立决策以最大化各自的收益, 形成的非合作博弈策略模型表示如下。

博弈者: $G_i, i=1, 2, \dots, T$ 。

博弈策略集合: $\mathbf{X}_1, \mathbf{X}_2, \dots, \mathbf{X}_i, \dots, \mathbf{X}_T$ 。

信息集合: $a_{j,i}^k$ 和 $b_{j,i}^k$ 取值为 0 或 1, 24 h 的光伏、风机和负荷功率, 约束条件式(11)~式(16)。

收益函数: $u_1(\mathbf{x}_1^k), u_2(\mathbf{x}_2^k), \dots, u_i(\mathbf{x}_i^k), \dots, u_T(\mathbf{x}_T^k)$, 其中, $\mathbf{x}_i^k \in \mathbf{X}_i$, 每个博弈者的收益函数即式(4)。

1.3.2 合作博弈

由于非相邻时间段内的博弈者组成联盟后的收益函数与各自在非合作博弈下的收益函数是相同的, 因此本文仅考虑相邻时段内的博弈者可以结为联盟, 共有 $T(T-1)/2$ 种合作博弈模式, 对应的收益函数表示为

$$u_{W_i}(\mathbf{x}_{W_i}^k) = \alpha \bar{R}_{W_i}(\mathbf{x}_{W_i}^k) - \beta \bar{S}_{W_i}(\mathbf{x}_{W_i}^k) - \gamma \bar{T}_{W_i}(\mathbf{x}_{W_i}^k) \quad (17)$$

$$\bar{R}_{W_i}(\mathbf{x}_{W_i}^k) = \frac{\sum_{i \in W_i} R_i(\mathbf{x}_i^k)}{\sum_{i \in W_i} R_i(\mathbf{x}_i^*)} \quad (18)$$

$$\bar{S}_{W_i}(\mathbf{x}_{W_i}^k) = \frac{\sum_{i \in W_i} S_i(\mathbf{x}_i^k)}{\sum_{i \in W_i} S_i(\mathbf{x}_i^*)} \quad (19)$$

$$\bar{T}_{W_i}(\mathbf{x}_{W_i}^k) = \frac{\sum_{i \in W_i} T_i(\mathbf{x}_i^k)}{\sum_{i \in W_i} T_i(\mathbf{x}_i^*)} \quad (20)$$

其中: W_i 为博弈者 G_i 所在的联盟集, \bar{R}_{W_i} 、 \bar{T}_{W_i} 和 \bar{S}_{W_i} 分别表示去量纲化后整个联盟的供电恢复收益、开

关动作损失和网损; \mathbf{x}_i^k 表示博弈者 G_i 所在联盟集的策略集合。

例如,若计划孤岛时间为 3 h, G_1 和 G_2 组成联盟,对应的策略模型可表示为

博弈者: $\{G_1, G_2\}, G_3$ 。

博弈策略集合: $\mathbf{X}_{12}=(\mathbf{X}_1, \mathbf{X}_2), \mathbf{X}_3$ 。

信息集合: a_{ij}^k 和 b_{ij}^k 取值为 0 或 1, 24 h 的光伏、风机和负荷功率,约束条件式(11)~式(16)。

收益函数: 联盟的收益函数为 $u_{12}(\mathbf{x}_1^k, \mathbf{x}_2^k)$, 如式(17)所示; 博弈者 G_3 的收益函数为 $u_3(\mathbf{x}_3^k)$, 如式(4)所示。

2 动态孤岛划分的博弈模型求解

根据上述博弈论理论建模,将动态孤岛划分问题转化为多个博弈者之间以自身或联盟收益函数最大为目标的博弈均衡求解问题。本文采用前期工作提出的量子粒子群优化算法^[21]求解该博弈模型。将每个博弈者策略中的开关状态(包括分段开关和联络状态)和负荷状态视为量子粒子的位置值,每个博弈者的收益函数视为量子粒子的适应度函数,通过量子粒子群算法的寻优机制求解每个博弈者的最优策略。然后,模拟各个博弈者之间的博弈过程,通过迭代搜索法求解所有博弈者的纳什均衡解。利用量子粒子群算法进行合作和非合作博弈问题的求解,具体的优化流程如图 1 所示。求解步骤如下所述。

(1) 输入初始参数

输入微源和负荷的预测数据、计划孤岛时间等参数,并设置量子粒子群算法的相关初始参数。

(2) 建立博弈模型

根据 1.2 节的方法,建立动态孤岛划分博弈模型,设置收益函数。

(3) 生成博弈初始策略空间

根据式(1)、式(2)所述,在各博弈者的策略空间中随机生成初始可行策略组合 $\mathbf{x}=\{\mathbf{x}_1, \mathbf{x}_2, \dots, \mathbf{x}_i, \dots, \mathbf{x}_T\}$ 。

(4) 计算博弈者 G_i 局部最优策略

保持策略组合 $\mathbf{x}_{-i}=\{\mathbf{x}_1, \mathbf{x}_2, \dots, \mathbf{x}_{i-1}, \mathbf{x}_{i+1}, \dots, \mathbf{x}_T\}$ 不变,利用量子粒子群优化算法对博弈者 G_i 策略进行寻优。根据我们前期的工作^[21],以各个量子粒子位确定配电网的分段开关、联络开关和负荷的状态,然后通过 floodfill 算法确定孤岛区域、破圈法对含有环网的孤岛进行环网修正,并通过牛拉法计算孤岛下的配电网潮流,计算博弈者 G_i 不同策略时的量子粒子适应值。最后,结合算法进行博弈者 G_i 策略的更新,若算法收敛,则得出博弈者 G_i 在当前策略

组合 \mathbf{x}_{-i} 下的局部最优策略 \mathbf{x}_i^* :

$$\mathbf{x}_i^* = \arg \max_{\mathbf{x}_i} u_i(\mathbf{x}_i, \mathbf{x}_{-i}) \quad (21)$$

(5) 计算局部最优策略空间

对每个博弈者按步骤(4)进行寻优,得到新的最优策略空间:

$$\mathbf{x}^* = \{\mathbf{x}_1^*, \mathbf{x}_2^*, \dots, \mathbf{x}_i^*, \dots, \mathbf{x}_T^*\} \quad (22)$$

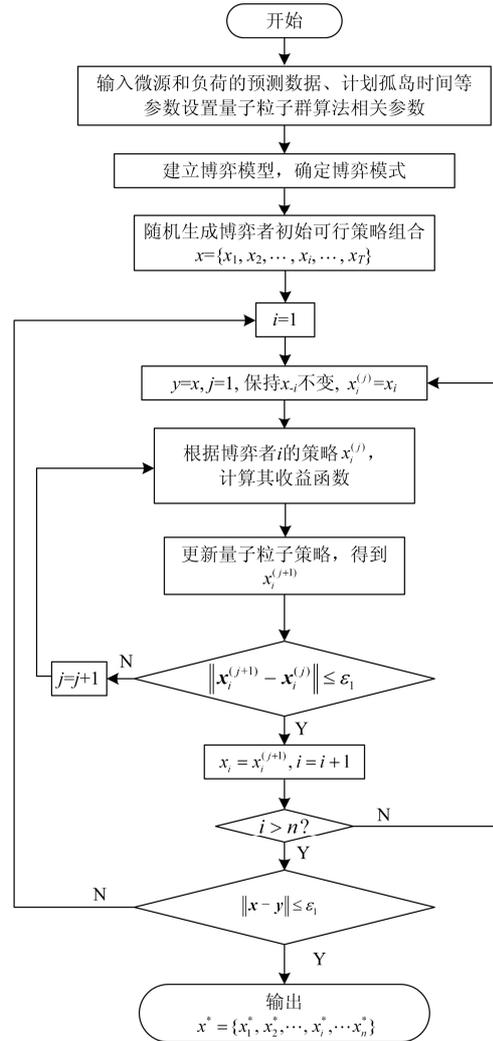


图 1 博弈流程

Fig. 1 Flow chart of game

(6) 收敛性检验

判断量子粒子群寻优得到的局部最优策略空间 \mathbf{x}^* 与前次迭代得到的局部最优策略组合 \mathbf{x} 是否满足收敛判据 $\|\mathbf{x}^* - \mathbf{x}\| \leq \epsilon_1$, 若满足,则表明新得到的策略组合是一个博弈全局最优策略,博弈结束,进入步骤(7); 否则,回到步骤(4),再次迭代寻优。

(7) 输出结果

输出步骤(6)所得到的最优策略,得到配电网在

计划孤岛时间 T 下的最优孤岛划分策略。

3 案例分析

本文通过修改 IEEE 的 33 节点系统^[22]得到仿真配电网如图 2 所示, 图中数字 1、2、…、33 表示节点, 共有 33 个节点, 用(1)、(2)、…、(37)表示支路开关, 包含 32 个分段开关和 5 个联络开关。节点 10、18、19、23 和 31 被改造用于安装 DG, 负荷、风机和光伏的 24 h 实时数据部分参考自文献[19], 各类微源预测的置信度为 95%, 详细参数见附录 A; 式(8)中负荷的权重系数按照三类负荷分别为取为 100、10 和 1; α 、 β 、 γ 的取值分别为 2、

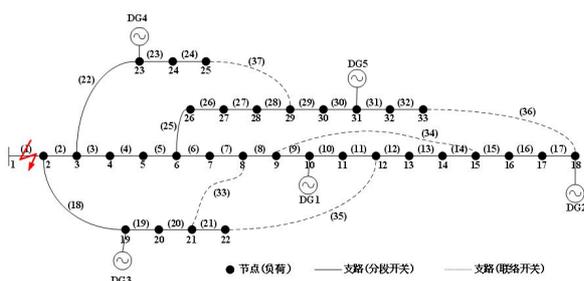


图 2 算例的网络结构图

Fig. 2 Distribution network structure of the scenario

1、1; 平均电压扰动率的允许值为 0.3; 量子粒子群算法中, 量子粒子数为 500, 算法迭代次数为 1000 次; 博弈迭代次数为 10 次。在潮流计算中, 将各类微源所在的节点视为 PV 节点, 孤岛中具有调频作用的、且容量最大的风机所在的节点视为平衡节点, 其余节点则视为 PQ 节点。本文假设算例中配电网的支路开关均为可控开关, 对于实际的配电网系统, 本文所优化的开关即为可以远程遥测的可控开关。

3.1 算例 1

假设主网要求配电网在 11:00 时进入主动孤岛状态, 计划孤岛时间约为 2 h。显然, 此时博弈参与者为 2 个, 属于双人博弈, 对应的非合作和合作博弈模式下的动态孤岛划分结果如图 3 和图 4 所示。图中, 阴影部分内的线路和节点表示同一孤岛内恢复供电的线路和负荷, 阴影以外的线路和节点表示未恢复供电的线路和负荷。

为了进行比较, 本文还列出了按照传统静态方法以及借鉴文献[13]动态孤岛划分方法(仅借鉴目标函数和其约束条件, 孤岛划分策略的制定仍采用本文的量子粒子群方法)得到的孤岛划分结果, 分别如图 5 和图 6 所示。对应的开关损失、负荷恢复收益、网损和计划孤岛情况如表 1 所示。

表 1 算例 1 的优化结果

Table 1 Optimal results of scenario 1

| 方案 | 计划孤岛情况 | 开关动作次数 | 负荷恢复收益/kW | 实际负荷恢复量/kW | 网损/kW |
|--------|---------------|----------------------|------------------|---------------|---------------|
| | (11:00/12:00) | (11:00/12:00/主动孤岛结束) | (11:00/12:00) | (11:00/12:00) | (11:00/12:00) |
| 非合作博弈 | 成功/成功 | 7/6/9 | 95.103 7/100.217 | 1.992/2.142 | 5.65/21.67 |
| 合作博弈 | 成功/成功 | 8/0/8 | 96.842/101.659 | 1.987/2.083 | 9.60/44.92 |
| 静态孤岛划分 | 成功/失败 | 7/-/- | 97.354/- | 1.964/- | 8.53/- |
| 文献[13] | 成功/成功 | 7/12/11 | 97.354/102.348 | 1.964/2.113 | 8.53/49.44 |

1) 针对目标函数的结果分析

由图 3、图 4 可知, 合作博弈和非合作博弈 x 下均实现了对一类负荷的完全供电。非合作博弈切除的负荷节点数最少, 但在计划孤岛时间内配网发生一次结构改变, 总计 22 次开关操作动作。合作博弈的负荷恢复量略少于非合作博弈, 但是它获得了比非合作博弈好的负荷恢复收益, 虽然它以加大网损为代价, 但是这仍然满足 IEEE 1547.4-2011 对主动孤岛的要求。此外, 合作博弈在计划孤岛时间内结构不发生变化, 开关损失较少, 只有 16 次。

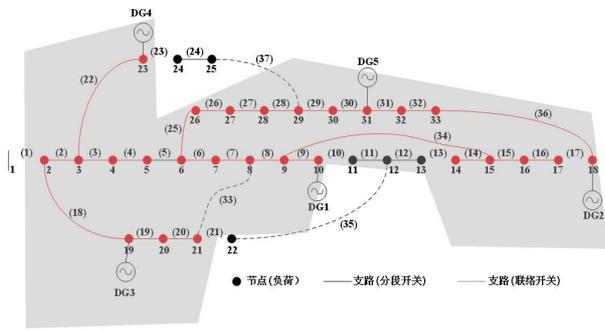
传统的静态孤岛划分方案在 11:00 时通过将配电网划分为两个孤岛系统, 保证了全部一类和部分二类负荷的供电, 因此具有最高的负荷恢复收益。但是因为其采用的是 11:00 时的静态负荷和微源参

数, 该策略将导致 12:00 时功率不平衡, 造成孤岛划分失败, 表 2 清楚地列出了传统静态孤岛划分方案下两个孤岛在不同时间段的功率关系。可见利用微源和负荷的静态数据进行孤岛划分方案制定, 仅仅能够保证当前时间段内的负荷恢复, 一旦负荷和微源的状态发生变化, 则无法保证该孤岛划分策略有效或最优。

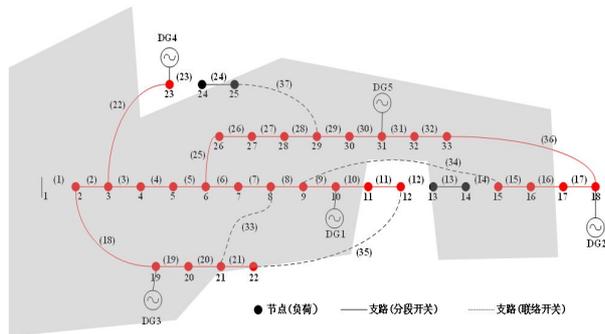
表 2 11:00、12:00 时孤岛微源输出和负荷功率

Table 2 Active power of DG and load at 11 am and 12 noon

| 故障时间 | 11:00 | | 12:00 | |
|------|-------|---------|-------|---------|
| | DG/kW | 负荷总量/kW | DG/kW | 负荷总量/kW |
| 孤岛 1 | 1.233 | 1.223 | 1.000 | 1.282 |
| 孤岛 2 | 0.767 | 0.741 | 1.150 | 0.754 |



(a) 11:00 时



(b) 12:00 时

图 3 非合作博弈下孤岛划分方案
Fig. 3 Results of non-cooperative game

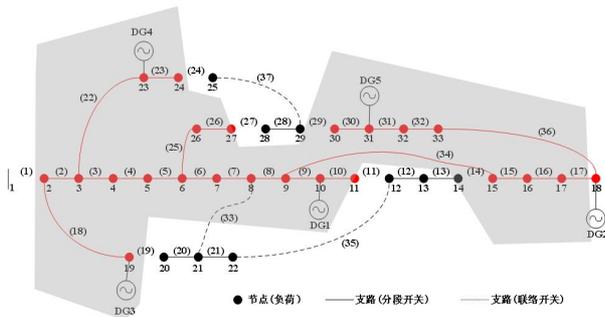


图 4 合作博弈下孤岛划分方案
Fig. 4 Results of cooperative game

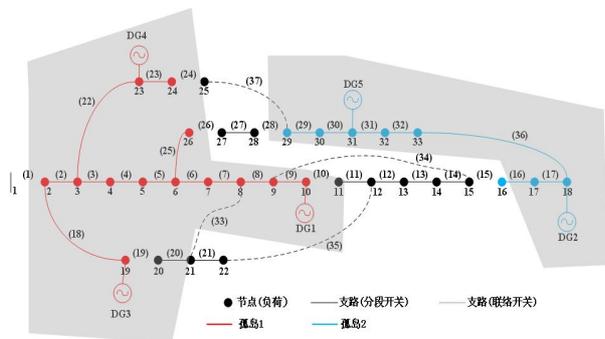


图 5 静态孤岛划分方法在 11:00 时的划分结果
Fig. 5 Results of static method at 11 am

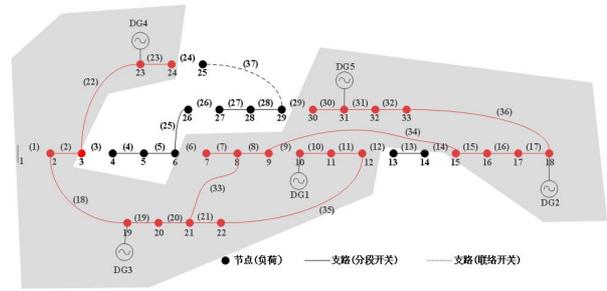


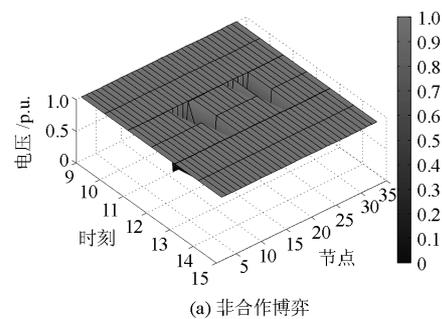
图 6 文献[13]的孤岛划分方法在 12:00 时的划分结果
Fig. 6 Results of Ref. [13] at 12 noon

文献[13]所述的孤岛划分方案以负荷加权恢复量最大为目标函数，分别采用 11:00 和 12:00 的静态负荷和微源参数进行该时段内孤岛划分策略的制定，在两个时段内均有最高的负荷恢复收益。但未考虑开关操作次数以及两个时间段之间的配电网状态的过度，使得计划孤岛时间内配电网发生一次结构改变，造成大量的开关操作，共计 30 次。因此，尽管取得到了较好的负荷恢复收益和负荷恢复量，但是由于配电网需要根据微源和负荷供求关系频繁改变结构，因此既给电压的变化增加了不可预测因素，又不利于配电网与主网的重新连接。

2) 针对配电网电压扰动特性分析

非合作博弈、合作博弈以及文献[13]方法下所对应的电压波动情况如图 7 所示。同时，根据本文所提出的电压扰动率指标计算，三种方法下各个节点的电压扰动率以及平均扰动率指标如图 8 和表 3 所示。

由图 7 中的电压波动情况可知，在计划孤岛时间内，相比于非合作博弈，合作博弈下的配电网电压波动更小，更能够保持电压的稳定。而且由图 8 和表 3 可知，非合作博弈和合作博弈的平均电压扰动率均小于约束限制，合作博弈虽然在 11:00 时的平均电压扰动率大于非合作博弈，但在之后的时间中，仅存在由于负荷和微源变化导致的电压扰动，而不存在开关状态变化而导致的电压变化，显然更有利于孤岛系统的稳定。



(a) 非合作博弈

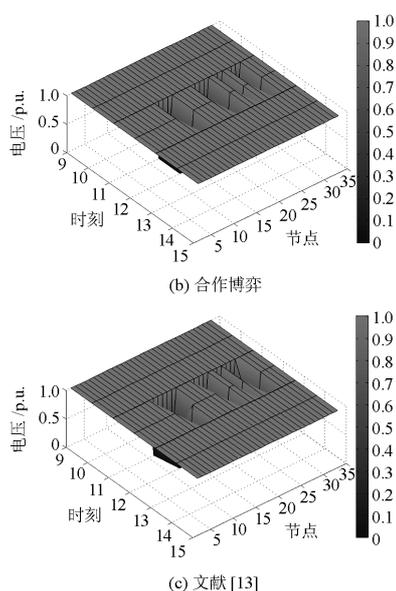


图 7 算例 1 中各节点的电压波动情况

Fig. 7 Rate of voltage fluctuation of different methods

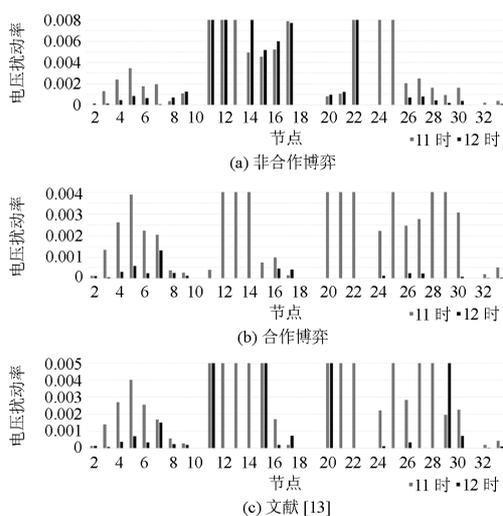


图 8 算例 1 中各节点的电压扰动率

Fig. 8 Rate of voltage fluctuation of different methods

表 3 算例 1 的平均电压扰动率

Table 3 Voltage disturbance rates of different methods

| 方案类别 | 平均电压扰动率 | | 两小时平均值 |
|--------|---------|-------|--------|
| | 11:00 | 12:00 | |
| 非合作博弈 | 0.213 | 0.122 | 0.167 |
| 合作博弈 | 0.282 | 0.002 | 0.142 |
| 文献[13] | 0.345 | 0.127 | 0.236 |

但观察文献[13]方法得到的各个节点的电压情况可知, 有较多的节点均出现了从“得电”到“失电”或是从“得电”到“失电”再“得电”的过程, 易使得整个系统的电压出现较大的波动, 不利于系

统的稳定运行。而且, 其电压扰动率指标也超过约束限制, 可见该方法下易导致配电网电压出现较大的波动, 不利于孤岛系统的稳定。

综上所述, 非合作博弈和合作博弈均能够在实现较大的负荷恢复量的基础上, 保证整个孤岛系统的稳定, 但合作博弈下总开关操作次数较少、电压波动情况较小、加权负荷收益更高, 策略结果相对较优; 传统的静态孤岛划分方案尽管能够实现更大的加权恢复收益, 但因未综合考虑计划孤岛时间内负荷和微源的状态、配电网各个时间段之间的状态切换, 易导致开关的频繁切换、配电网结构变化, 不利于孤岛系统的稳定。

但观察文献[13]方法得到的各个节点电压情况可知, 有较多的节点均出现了从“得电”到“失电”或是从“得电”到“失电”再“得电”的过程, 易使得整个系统的电压出现较大的波动, 而且, 其电压扰动率指标也超过约束限制, 不利于系统的稳定运行。

综上所述, 非合作博弈和合作博弈均能够在实现较大的负荷恢复量的基础上, 保证整个孤岛系统的稳定, 但合作博弈下总开关操作次数较少、电压波动情况较小、加权负荷收益更高, 策略结果相对较优; 传统的静态孤岛划分方案尽管能够实现更大的加权恢复收益, 但因未综合考虑计划孤岛时间内负荷和微源的状态、配电网各个时间段之间的状态切换, 易导致开关的频繁切换、配电网结构变化, 不利于孤岛系统的稳定。

3.2 算例 2

假设主网要求配电网在 11:00 时进入主动孤岛状态, 计划孤岛时间约为 3 小时。显然, 此时博弈参与者为 3 个, 属于多人博弈。共产生 4 种博弈模式。以博弈模式 1 的收益值为基准, 对各种模式的收益值进行去量纲化, 4 种合作博弈模式的收益结果如表 4 所示, 对应的开关状态如附录 B1 所示。可见:

1) 博弈模式 1 的收益值为 0, 其余三种博弈模式的总收益值均大于 0, 因此, 采用合作博弈模式有利于提高配电网在计划孤岛时间内的收益, 使其能够在考虑负荷恢复总量、电网网损和开关动作次数的状态下, 获得较好的孤岛划分策略。

2) 由附录 B 中表 B1 所示, 一个联盟内的博弈者最终均采取了相同的孤岛划分策略, 如博弈模式 2 中 G_2G_3 、博弈模式 3 中的 G_1G_2 以及博弈模式 4 中的 $G_1G_2G_3$ 均采取了相同的孤岛划分策略。可见, 由于联盟内的博弈者采取相同的联盟收益函数, 加大了联盟内开关损失的比重, 最终促使处于同一联盟下的博弈者采取相同的孤岛划分策略。

3) 分别计算负荷和微源参数在 11:00 时与 12:00 时和 12:00 时与 13:00 时之间的欧氏距离, 作为各个时间段之间参数的相似度, 见附录中表 B2。其中, 欧氏距离越小, 表明两个时间段之间负荷或微源参数越相似。由表 4 和表 B2 可知, 当负荷和微源的

参数相似度较高时, 采取合作联盟的方式能够提高两者的收益, 例如博弈模式 2; 相反, 若两者负荷参数或是微源参数相似度较低, 组成联盟后, 有可能损害联盟外其余博弈者的收益, 最终使得整个联盟的总收益降低。

表 4 算例 2 的博弈结果

Table 4 Game results of Scenario 2

| 博弈模式 X | 联盟 S | 供电恢复收益/kW | | | 开关损失/次 | | | 网损/kW | | | 总收益/标么值 |
|--------|---|-----------|---------|---------|--------|-------|-------|-------|-------|-------|---------|
| | | 11:00 | 12:00 | 13:00 | 11:00 | 12:00 | 13:00 | 11:00 | 12:00 | 13:00 | |
| 1 | {G ₁ },{G ₂ },{G ₃ } | 94.571 | 100.073 | 101.170 | 8.5 | 7 | 12 | 3.42 | 42.51 | 35.10 | 0 |
| 2 | {G ₁ },{G ₂ ,G ₃ } | 94.761 | 100.219 | 98.921 | 8.5 | 3.5 | 4 | 3.52 | 38.71 | 31.68 | 0.653 |
| 3 | {G ₁ ,G ₂ },{G ₃ } | 95.324 | 100.073 | 100.610 | 6 | 3.5 | 12 | 4.72 | 42.51 | 32.67 | 0.425 |
| 4 | {G ₁ ,G ₂ ,G ₃ } | 95.324 | 100.073 | 98.798 | 6 | 0 | 6 | 4.72 | 42.51 | 29.75 | 0.603 |

综上所述, 在实际制定配电网的计划孤岛策略时, 需要综合考虑计划孤岛时间段内各个时间段的微源参数以及负荷参数, 确定合理博弈者联盟集, 以期获得最大的联盟总收益。

4 结论

本文建立了以负荷恢复量最大化和配电网安全稳定运行作为准则的含 DG 配电网孤岛划分博弈模型, 并提出了动态孤岛划分博弈方法。该方法既在时间上考虑实时的动态负荷和微源参数、保证配电网在主动孤岛各个时间段内的平稳过渡, 又在空间上保证主动孤岛时间内配电网能够最大限度内的恢复负荷供电。案例分析表明, 通过考虑计划孤岛时间, 有利于合理制定全局的配电网孤岛划分策略。

附录 A 仿真数据

表 A1 各个节点 DG 的分配参数

Table A1 Data of DGs at every node

| 节点 | 10 | 18 | 19 | 23 | 31 |
|-----------|---------------|-----|---------------|---------------|---------------|
| 风机/ MW | 1 台 | 1 台 | / | / | 1 台 |
| 光伏/ MW | 1 台 (型号 1) | / | 1 台 (型号 2) | 1 台 (型号 1) | 1 台 (型号 1) |

表 A2 负荷等级参数

Table A2 Parameters of load grade

| 负荷等级 | 节点编号 |
|------|----------------------------------|
| 1 | 2,8,10,16,18,19,23,30,31,33 |
| 2 | 1,3,6,7,11,17,20,24,26,29,32 |
| 3 | 4,5,9,12,13,14,15,21,22,25,27,28 |

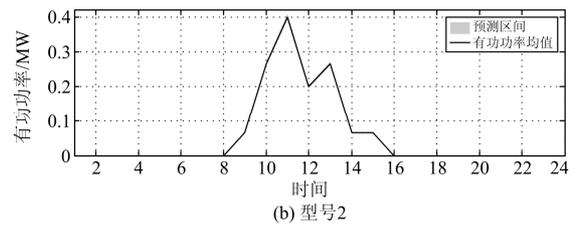
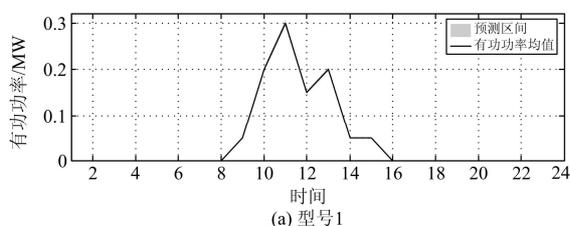


图 A1 光伏的实时功率
Fig. A1 Real-time power of PV

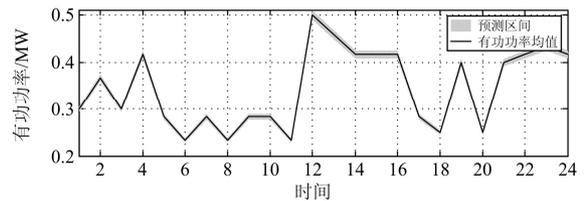


图 A2 风机的实时功率
Fig. A2 Real-time power of wind turbine

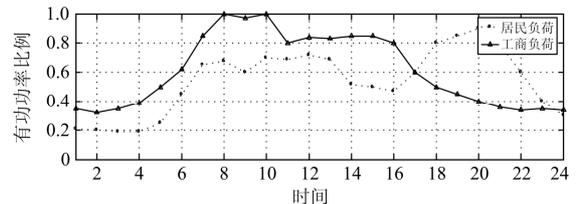


图 A3 负荷中有功功率的比例曲线
Fig. A3 Proportion of active power in loads

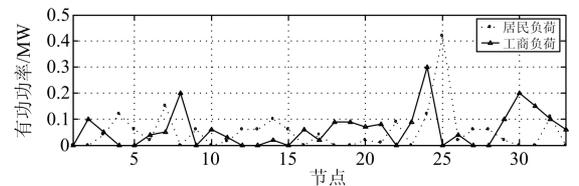


图 A4 各个节点的负荷参数
Fig. A4 Load parameters of nodes

- [11] 向月, 刘俊勇, 姚良忠, 等. 故障条件下含分布式电源配网的孤岛划分与重构优化策略研究[J]. 电网技术, 2013, 37(4): 1025-1032.
XIANG Yue, LIU Junyong, YAO Liangzhong, et al. Optimization strategy for island partitioning and reconfiguration of faulted distribution network containing distributed generation[J]. Power System Technology, 2013, 37(4): 1025-1032.
- [12] 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.
- [13] 李承熹, 杨强, 颜文俊. 含分布式光伏电源的微电网孤岛动态运行策略[J]. 电力系统保护与控制, 2013, 41(8): 99-105.
LI Chengxi, YANG Qiang, YAN Wenjun. Dynamic islanding operation of microgrid with distributed photovoltaic generators[J]. Power System Protection and Control, 2013, 41(8): 99-105.
- [14] 蔡静文, 胡军, 何金良, 等. 含微网的智能配电网故障自愈过程中操作过电压特征[J]. 电网技术, 2013, 37(9): 2615-2620.
CAI Jingwen, HU Jun, HE Jinliang, et al. Characteristics of switching overvoltage in smart distribution network containing microgrid during fault self-healing process[J]. Power System Technology, 2013, 37(9): 2615-2620.
- [15] 卢强, 陈来军, 梅生伟. 博弈论在电力系统中典型应用及若干展望[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(29): 5009-5017.
LU Qiang, CHEN Laijun, MEI Shengwei. Typical applications and prospects of game theory in power system[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(29): 5009-5017.
- [16] 王晶, 王宗礼, 陈骏宇, 等. 基于萤火虫优化算法的微网源—荷博弈模型及分析[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(21): 7-12.
WANG Jing, WANG Zongli, CHEN Junyu, et al. A game model for DGs-loads in microgrid based on firefly algorithm and its analysis[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(21): 7-12.
- [17] MOJICA-NAVA E, MACANA C A, QUIJANO N. Dynamic population games for optimal dispatch on hierarchical microgrid control[J]. IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics: Systems, 2014, 44(3): 306-317.
- [18] 王晶, 陈骏宇, 蓝恺. 基于实时电价的微网 PSO 最优潮流算法研究[J]. 电力系统保护与控制, 2013, 41(16): 34-40.
WANG Jing, CHEN Junyu, LAN Kai. PSO optimal power flow algorithm for a microgrid based on spot power prices[J]. Power System Protection and Control, 2013, 41(16): 34-40.
- [19] YANG F, FAN M T, ZHANG Z P. China MV distribution network benchmark for network integrated of renewable and distributed energy resources[C] // Electricity Distribution (CICED), 2010 China International Conference on. IEEE, 2010: 1-7.
- [20] WAN C, XU Z, PINSON P, et al. Optimal prediction intervals of wind power generation[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2014, 29(3): 1166-1174.
- [21] 冯杰, 陈骏宇, 陈明军, 等. 基于图论的含分布式电源配电网故障恢复算法研究[J]. 中国电力, 2015, 48(6): 63-71.
FENG Jie, CHEN Junyu, CHEN Mingjun, et al. Research for service restoration of distribution network containing distributed generation based on graph theory[J]. Electric Power, 2015, 48(6): 63-71.
- [22] GOSWAMI S K, BASU S K. A new algorithm for the reconfiguration of distribution feeders for loss minimization[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 1992, 7(3): 1484-1491.

收稿日期: 2015-08-14; 修回日期: 2015-11-24

作者简介:

王晶(1974-), 女, 博士, 副教授, 主要研究方向为电力系统建模、电能质量仿真与识别、人工智能方法在电力系统中的应用、微网控制方法研究等; E-mail: kmhelen@zjut.edu.cn

陈骏宇(1990-), 男, 硕士研究生, 主要研究方向为智能方法在微网中的应用;

金华锋(1972-), 男, 博士, 主要研究方向为电力系统继电保护、安全自动装置和新能源的应用。

(编辑 葛艳娜)