

DOI: 10.7667/PSPC162051

基于合作博弈的需求侧响应下光储微电网优化配置

王树东^{1,2,3}, 杜巍^{1,2,3}, 林莉⁴, 李建华^{1,2,3}, 陈维铅⁴, 高翔⁵

(1. 兰州理工大学电气工程与信息工程学院, 甘肃 兰州 730050; 2. 甘肃省工业过程先进控制重点实验室, 兰州理工大学, 甘肃 兰州 730050; 3. 兰州理工大学电气与控制工程国家级实验教学示范中心, 甘肃 兰州 730050; 4. 甘肃省太阳能发电系统工程重点实验室, 酒泉职业技术学院, 甘肃 酒泉 735000; 5. 甘肃陆军预备役高射炮兵师司令部自动化站, 甘肃 兰州 730050)

摘要: 在电力市场环境, 考虑需求侧响应和储能系统对微电网的影响, 通过合作博弈的方式进行系统联合优化配置。提出一种在需求侧用户适当转移负荷的情况下实行分时电价的微电网运行策略, 用于实现微电网收益最大化和最优可靠性。首先, 建立了转移负荷的用户、分时电价下进行负荷响应的用户和储能系统的目标函数和模型。其次, 利用合作博弈的方式将三方进行联合优化配置, 采用迭代算法求出了三方联合优化纳什(Nash)均衡点(最优配置方案)。基于此提出系统联合优化运行策略。将该模型和算法应用于甘肃某一实际光伏微电网系统, 验证了其有效性。

关键词: 光储微电网; 合作博弈; 可转移负荷; 分时电价; Nash 均衡

Optimal allocation of photovoltaic energy storage microgrid under the demand side response based on cooperative game

WANG Shudong^{1,2,3}, DU Wei^{1,2,3}, LIN Li⁴, LI Jianhua^{1,2,3}, CHEN Weiqian⁴, GAO Xiang⁵

(1. College of Electrical and Information Engineering, Lanzhou University of Technology, Lanzhou 730050, China; 2. Key Laboratory of Gansu Advanced Control for Industrial Processes, Lanzhou University of Technology, Lanzhou 730050, China; 3. National Demonstration Center for Experimental Electrical and Control Engineering Education, Lanzhou University of Technology, Lanzhou 730050, China; 4. Gansu Key Laboratory of Solar Power Systems Engineering, Jiuquan Vocational and Technical College, Jiuquan 735000, China; 5. Gansu Army Reserve Antiaircraft Artillery Division Command Automation Station, Lanzhou 730050, China)

Abstract: In the electricity market environment, thinking about the influence of demand side response and energy storage system on microgrid, it jointly optimizes the configuration of the system through cooperative game mode. A microgrid operation strategy of implementing time-of-use price when demand side user appropriately transfers load is proposed, which is used to achieve maximum revenue and optimal reliability of microgrid. Firstly, this paper establishes the objective function and model of the users of the transferring load, the users of implementing load response under time-of-use price and the energy storage system. Second, the cooperative game method is used to optimize the allocation of three parties and an iterative algorithm is used to find joint optimization Nash equilibrium point of three parties (the optimal allocation scheme). On this basis, system joint optimization operation strategy is put forward. The model and algorithm are applied to a practical PV microgrid system in Gansu, verifying their validity.

Key words: photovoltaic energy storage microgrid; cooperative game; transferrable load; time-of-use price; Nash equilibrium

0 引言

现阶段, 大规模光伏发电出现并网和消纳困难的现象, 并且弃光严重^[1], 其主要原因是光伏渗透率^[2]低。因此, 如何提高光伏渗透率并保证系统的

供电可靠性, 已成为研究的热点。随着电力市场的完善, 用户侧越来越多地参与到需求侧响应中, 用户响应行为对光储微电网的影响也成为当今的研究热点。储能装置会减少弃光率, 但储能装置价格昂贵, 配置容量过多又会影响微电网的经济性, 因此, 找到适宜的储能容量非常重要。如何将需求侧与储能结合进行优化配置是本文的研究重点。目前, 国内外学者对微电网的优化配置已做了一定的研究。文献[3]中讨论了竞争博弈模式下不同投资主体的

基金项目: 甘肃省科技计划项目(1309RTSF043); 甘肃省教育厅高校科研项目(2015A-211); 2015年酒泉市科技支撑计划项目

优化配置方案,但用户方考虑不够全面。文献[4]提出了可转移负荷的需求侧响应模型,考虑了光伏发电与负荷的贴近程度,没有考虑负荷峰谷差,微网可靠性降低。文献[5]提出了分时电价下需求侧响应模型,考虑了负荷峰谷差的影响,提高了供电可靠性,但会使光伏渗透率下降,需要增加更多的储能装置,因此给系统收益带来了一定的损失。文献[6]中探讨了基于博弈论的需求侧响应方法,该方法只是针对调度方面的研究,获得的解集可能并非最优解集。

需求侧响应是指针对电力市场激励机制和电价信息,用户改变原有电力消费模式和负荷使用方式,以达到供需利益相互协调的方式^[7]。因此,提出需求侧用户可转移负荷的方式和用户分时电价响应方式。转移负荷的目标是提高光伏渗透率,减少储能装置的使用,但负荷峰谷差会增加,用电可靠性降低。分时电价负荷响应的目标是降低负荷峰谷差,提高用电可靠性,但光伏渗透率会下降,需要增加储能装置,从而经济性也会受到影响。合作博弈作为研究具有合作与竞争现象的数学理论和方法,在优化配置方面起到了重要的作用。基于此,在需求侧采用合作博弈的方法将两种响应方式和储能相结合进行优化配置,利用迭代算法求出三方最优配置,以实现微电网收益最大化和可靠性最优。

1 微网系统联合配置优化模型建立

1.1 转移负荷需求侧响应

转移负荷情况下需求侧响应方式是指通过用户对可转移负荷使用时间的改变来达到与光伏发电功率更加贴近的目的,转移负荷效果如图1所示。

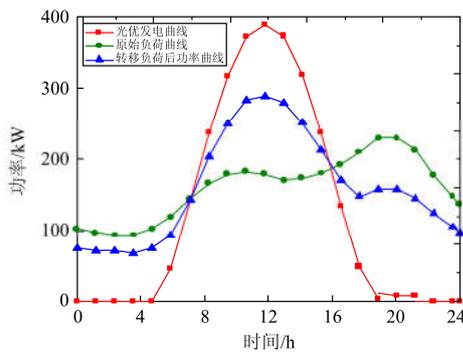


图1 转移负荷效果图

Fig. 1 Effect of transferring load

微电网收集光伏发电数据和用户负荷数据,根据设定的可转移负荷求解办法,对能够转移的负荷重新安排运行时间。一部分可以转移的负荷会转移到光伏发电充裕的时间段,从而使光伏发电与负荷

在时序上更加贴近,进而减少储能装置的使用^[8]。该方法是从需求侧改变负荷的运行特性。

1) 转移负荷目标函数

转移负荷的目标是让光伏发电与负荷曲线在时序上更加贴近,即转移后负荷贴近光伏程度更小。表达式为

$$\begin{cases} Q_A = \sum_{t=1}^T |L(t) - P_{pv}(t)| \\ L(t) = L_{bef}(t) + L_{in}(t) - L_{out}(t) \end{cases} \quad (1)$$

式中: Q_A 为负荷转移贴近光伏功率; T 为可转移负荷周期,一般为 24 h; $P_{pv}(t)$ 为 t 时段的光伏发电功率; $L(t)$ 、 $L_{bef}(t)$ 、 $L_{in}(t)$ 、 $L_{out}(t)$ 分别为 t 时刻转移负荷后容量、转移负荷前容量、负荷转入容量和转出容量。

2) 转移负荷模型

$$\begin{cases} L_{in}(t) = \sum_{k=1}^{N_L} x_k(t)P_{lk} + \sum_{h=1}^{h_{max-1}} \sum_{k=1}^{N_{la}} x_k(t-h)P_{(h+1),k} \\ L_{out}(t) = \sum_{k=1}^{N_L} y_k(t)P_{lk} + \sum_{h=1}^{h_{max-1}} \sum_{k=1}^{N_{la}} y_k(t-h)P_{(h+1),k} \end{cases} \quad (2)$$

式中: N_L 是可转移负荷数量; N_{la} 是运行时间大于一个周期的转移负荷个数; h_{max-1} 是可转移负荷供电持续时间最大值; $x_k(t)$ 是 t 时刻起始运行的第 k 种负荷转入个数; $y_k(t)$ 是 t 时刻起始运行的第 k 种负荷转出个数; P_{lk} 为第 k 种转移负荷第 l 个时刻的容量。

3) 转移负荷约束条件

$$\begin{cases} L_{in.min} \leq L_{in}(t) \leq L_{in.max} \\ L_{out.min} \leq L_{out}(t) \leq L_{out.max} \end{cases} \quad (3)$$

式中: $L_{in.min}$ 和 $L_{in.max}$ 分别是转入负荷最小电量和最大电量; $L_{out.min}$ 和 $L_{out.max}$ 分别是转出负荷最小电量和最大电量。当转移负荷时,需要按照规定的转移负荷限度进行需求侧响应。

1.2 分时电价需求侧响应

分时电价是指根据系统需求侧负荷响应的水平,将每天分为峰、平、谷等不同时段,每时段执行不同的电价制度。实行峰谷分时电价是一种有效的需求侧响应方式,通过削峰填谷来提高微网的可靠性。由于电价水平不仅影响该时刻负荷,也影响其他时刻负荷,因此用户响应可分为单时段响应和多时段响应^[9]。由于电量电价平衡关系和电量电价弹性系数可全面刻画用户的响应行为,所以峰期时电费较高,用户可以对负荷进行适当地削减或转移

负荷到谷期时段, 此刻用户买电费用较低, 用户满意度提高^[10]。

1) 分时电价响应目标函数

$$W_i = (\max R_i - \min R_i) \quad (4)$$

式中: W_i 为需求响应后 i 时段用户电量的峰谷差, 为了达到可靠性的要求, 峰谷差 W_i 越小越好; $\max R_i$ 和 $\min R_i$ 分别为实行分时电价后 i 时段需求响应电量的最大值和最小值。

2) 分时电价响应负荷模型

实行分时电价后用户在 i 时刻的综合响应即根据不同价格弹性的综合负荷响应模型为

$$\begin{cases} R_i = R_{i0} \left(1 + \rho_{ii} \frac{I_i - I_{i0}}{I_{i0}} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{24} \rho_{ij} \frac{I_j - I_{j0}}{I_{j0}} \right) \\ \rho_{ii} = \frac{\Delta R_i / R_{i0}}{\Delta I_i / I_{i0}} \\ \rho_{ij} = \frac{\Delta R_i / R_{i0}}{\Delta I_j / I_{j0}} \end{cases} \quad (5)$$

式中: R_i 为实行分时电价后 i 时刻用户响应的电量; R_{i0} 、 I_{i0} 和 I_{j0} 分别为 i 时刻用户响应的原始电量、原始电价和 j 时段用户响应的原始电价; ρ_{ii} 和 ρ_{ij} 为电量电价自弹性系数和交叉弹性系数; ΔR_i 、 ΔI_i 和 ΔI_j 分别为 i 时刻用户响应电量变化大小、电价变化大小和 j 时段用户响应电价变化大小。

3) 分时电价响应负荷约束条件

$$R_{i,\min} \leq R_i \leq R_{i,\max} \quad (6)$$

式中, $R_{i,\min}$ 和 $R_{i,\max}$ 分别是实行分时电价后用户响应电量的最大值和最小值。该式表明应在规定的限度内进行分时电价需求响应, 该限度由负荷的自身特性决定。

1.3 用户综合响应模型

用户综合响应模型指的是在转移负荷情况下考虑分时电价的需求侧综合响应方式。由于用户在转移负荷后光伏渗透率增加, 但是负荷峰谷差也会增加。而考虑分时电价后负荷峰谷差减少, 用户满意度上升。因此部分用户会采取综合响应方式, 即在转移负荷后进行分时电价负荷响应。

1) 用户综合响应目标函数

$$H = Q_A + W_i \quad (7)$$

式中, H 为光伏贴近负荷功率与用户负荷峰谷差之和, 即当 H 越小时, 用户综合响应程度越好。

2) 用户综合响应负荷模型

$$D = L_{in} + R_i - L_{out} \quad (8)$$

式中, D 为用户综合响应负荷电量。用户侧进行综合需求响应的约束条件如上文转移负荷响应模型和分时电价响应模型, 这里不再赘述。

1.4 蓄电池储能模型

由于现阶段蓄电池在储能应用中仍占很大的比例, 故本文只讨论储能蓄电池对需求侧的影响。在工作中, 蓄电池储能系统的存储电量由荷电状态 $S_{soc}(t)$ 衡量, 表达式为

$$S_{soc}(t+1) = S_{soc}(t) - \frac{E_{BESS}(t)}{V_{BESS}} \quad (9)$$

式中: $E_{BESS}(t)$ 为 t 时刻蓄电池储能系统充放电大小, $E_{BESS}(t)$ 为负表示充电, 为正表示放电; $V_{BESS}(t)$ 是蓄电池储能装置的总容量大小。

1.5 优化指标

本文讨论的是在转移负荷下考虑分时电价的需求侧响应系统模型。微网总成本由光伏系统年成本、储能系统年成本、储能双向变流器模块年成本、用户转移负荷补偿、光伏补贴和运维成本组成^[11]。其中运行维护成本包括日常运行中合理支出的维护、管理、人工及相关升级改造的成本^[12]。

1) 微网系统年净利润

$$\begin{cases} C_{net} = C_1 R - C_0 \\ C_1 = \sum_{t=1}^T [e_d(t)P_d(t) + e_c(t)P_c(t) + e_{pv}(t)P_{pv}(t) + e_i(t)P_i(t) - e_e(t)P_e(t)] \Delta t \\ C_0 = C_{pv} + C_B + C_C \\ C_{pv} = Q_{pv} [I_{pv} \frac{r_0(1+r_0)^m}{(1+r_0)^m - 1}] + u(A) \\ C_B = Q_B [I_B R_E \frac{r_0(1+r_0)^m}{(1+r_0)^m - 1}] + u(B) \\ C_C = P_C [I_C \frac{r_0(1+r_0)^m}{(1+r_0)^m - 1}] + u(C) \end{cases} \quad (10)$$

式中: C_{net} 为微网系统年净利润; C_1 和 C_0 为微网系统年收益和微网系统投资年成本; R 为相似日, 取 270 个相似日, 等效得到系统年收益; $e_d(t)$ 、 $e_c(t)$ 、 $e_{pv}(t)$ 、 $e_i(t)$ 、 $e_e(t)$ 分别为用户电价、光伏上网电价、光伏补贴电价、用户转移负荷补贴和微网从电网的购电电价, 其中, $e_d(t) = e_i(t)$; $P_d(t)$ 、 $P_c(t)$ 、 $P_{pv}(t)$ 、 $P_i(t)$ 、 $P_e(t)$ 分别为用户负荷功率、微网上网功率、光伏发电量、用户转移负荷总量和微网向电网购入电能功率; C_{pv} 、 C_B 、 C_C 分别为光伏系

统年成本、储能系统年成本和储能变流器模块年成本； Q_{PV} 和 Q_B 分别为系统光伏容量和储能系统容量； I_{PV} 、 I_B 、 I_C 分别为光伏组件单价、储能电池单价和储能变流器单价； R_E 为储能电池更换次数； $u(A)$ 、 $u(B)$ 、 $u(C)$ 分别为光伏、储能和储能变流器年运行和维护费用； r_0 为贴现率。

2) 光伏渗透率

光伏渗透率指用户使用光伏电量占全年负荷电量的比例，表达式为

$$S_{new} = \frac{Q_{PV,one} + Q_{PV,BESS}}{Q_{load,all}} \quad (11)$$

式中： S_{new} 为光伏渗透率； $Q_{PV,one}$ 为光伏直接供给负荷电量； $Q_{PV,BESS}$ 为光伏发电经过电池储存再供给负荷的容量大小； $Q_{load,all}$ 为用户负荷总量。

1.6 约束条件

1) 系统运行功率平衡约束

$$P_{PV}(t) + P_{grid}(t) + P_{BESS}(t) - P_{load}(t) = 0 \quad (12)$$

式中： $P_{PV}(t)$ 、 $P_{grid}(t)$ 、 $P_{BESS}(t)$ 和 $P_{load}(t)$ 分别是光伏发电功率、微电网与大电网置换功率、储能电池充放电功率和负荷功率。

2) 蓄电池充放电约束

考虑到电池放电倍率和荷电状态等对寿命的影响，结合文献[13]，得到储能电池充放电表达式为

$$\begin{cases} E_b(t + \Delta t) = E_b(t) + \varepsilon_c P_c(t) \Delta t \cdot \eta_c - \varepsilon_{dc} P_{dc}(t) \Delta t / \eta_{dc} \\ \sum_{t=1}^T \eta_c P_c \Delta t = \sum_{t=1}^T \frac{P_{dc}}{\eta_{dc}} \Delta t \\ S_{SOC}(t + \Delta t) = [E_b(t) + \Delta E_b] / E_{rate} \\ S_{SOCmin} \leq S_{SOC}(t) \leq S_{SOCmax} \\ D_{OD} \leq 0.8 \\ \varepsilon_c + \varepsilon_{dc} = 1, \varepsilon_c, \varepsilon_{dc} \in \{0, 1\} \end{cases} \quad (13)$$

式中： E_b 为储能电池容量； P_c 和 P_{dc} 为储能电池的充放电功率； ε_c 和 ε_{dc} 代表着储能是否能够充放电，1 为可以充放电，两者中必有一个为 1； η_c 和 η_{dc} 为储能电池的充放电效率； S_{SOC} 为储能电池的荷电状态； S_{SOCmax} 和 S_{SOCmin} 为储能电池荷电状态的最大值和最小值； D_{OD} 为储能电池的放电深度； E_{rate} 为储能电池的额定容量。

3) 光伏渗透率约束

$$S_{new} \geq S_{new.min} \quad (14)$$

式中： $S_{new.min}$ 为光伏渗透率的最小值。为了保证并网光伏微电网的发展，光伏渗透率需大于这个最小

值。微网系统其他相关约束这里不再赘述。需求侧负荷响应约束条件上文已经说明。

2 模型求解

2.1 博弈论

在光储微电网中，考虑转移负荷的用户和考虑分时电价负荷响应的用户与储能投资者的利益之间相互关联，并存在一定的竞争制约关系。另外考虑用户综合需求响应，即用户在转移负荷下实行分时电价的需求响应与储能之间的利益关系。如何使三方相互配合或用户综合响应与储能两方相互配合，以达到光伏微电网的净收益最大，并满足微电网的可靠性与光伏能量渗透率最大。本文采用了合作博弈的方式，使得三方或两方配置达到 Nash 均衡。在合作博弈下，三方策略分别是可转移负荷容量百分比、分时电价下负荷响应容量百分比和储能系统容量，两方策略分别是用户综合响应容量百分比和储能系统容量。在给定的约束条件下追求各自优化目标的最优值，从而使系统目标最优，最终达到各方下的纳什均衡。其中三方合作博弈有 4 种可能的联盟模式，即任意两方联盟后与另外一方博弈以及三方组成总联盟的合作模式^[14]，以下用 $[Q, W]$ 、 $\{E\}$ 、 $[Q, E]$ 、 $\{W\}$ 、 $[Q]$ 、 $\{W, E\}$ 和 $[Q, W, E]$ 表示这 4 种合作博弈模式。两方合作博弈只有一种模式，用 $[D, E]$ 表示这一种合作博弈模式。下面以 $[Q, W]$ 、 $\{E\}$ 为例给出三方博弈策略模型，两方模型将在其后给出。其中 Q 代表转移负荷的用户方，W 代表分时电价负荷响应的用户方，D 代表转移负荷下考虑分时电价负荷响应的用户方，E 代表储能方。

1) $[Q, W]$ 、 $\{E\}$ 博弈策略模型

参与者： $\{Q, W\}$ 、 $\{E\}$

策略集合：

$$S_{QW} = [P_{Q,min}, P_{Q,max}, P_{W,min}, P_{W,max}], S_E = [P_{E,min}, P_{E,max}]$$

信息集：负荷、电气参数、经济参数，功率等

目标函数： $I_{QW}(P_Q, P_W, P_E)$ 、 $I_E(P_Q, P_W, P_E)$

其中， P_Q 、 P_W 、 P_E 分别为可转移负荷容量百分比、分时电价下负荷响应容量百分比和储能电池个数； $P_{Q,min}$ 、 $P_{W,min}$ 、 $P_{E,min}$ 分别为两方最小容量百分比和储能电池最少个数； $P_{Q,max}$ 、 $P_{W,max}$ 、 $P_{E,max}$ 分别为两方最大容量百分比和储能电池最大个数； I_{QW} 为转移负荷下用户与分时电价下用户联盟的目标函数； I_E 为储能方目标函数。目标函数即收益大小与自身策略、对手策略以及设定的参数有关。本文目标函数使用系统总目标函数，即 S_{new} 和 C_{net} 。若上述合作博弈模型存在 Nash 均衡点 (P_Q^*, P_W^*, P_E^*) ，

根据 Nash 均衡的定义, 其表示为 (P_Q^*, P_W^*) 和 P_E^* 均是在对方选择最优策略下的己方最优对策, 即该策略组合下转移负荷用户与分时电价用户和储能方均能达到 Nash 均衡意义下的最大收益。另外三种合作博弈模式和此模式相似, 这里不再赘述。

2) [D, E] 博弈策略模型

参与者: D, E

策略集合: $S_D=[P_{D,\min}, P_{D,\max}]$, $S_E=[P_{E,\min}, P_{E,\max}]$

信息集: 负荷、电气参数、经济参数, 功率等

目标函数: $I_D(P_D, P_E)$, $I_E(P_D, P_E)$

其中, P_D 为用户综合响应负荷容量百分比;

$P_{D,\min}$ 和 $P_{D,\max}$ 分别为用户综合响应负荷容量百分比最小值和最大值; I_D 为用户综合响应负荷目标函数。目标函数即收益大小与自身策略、对手策略以及设定的参数有关。本文目标函数使用系统总目标函数, 即 S_{new} 和 C_{net} 。若上述合作博弈模型存在 Nash 均衡点 (P_D^*, P_E^*) , 根据 Nash 均衡的定义, 其表示为 P_D^* 和 P_E^* 均是在对方选择最优策略下的己方最优策略, 即该策略组合下用户综合响应和储能方均能达到 Nash 均衡意义下的最大收益。

2.2 求解步骤

对于上述博弈模型优化问题, 本文采用迭代搜索算法进行求解^[15]。

步骤一: 输入原始数据和参数。初始化博弈模型的数据, 主要包括负荷大小、光照大小和电价等。

步骤二: 建立博弈模型。根据上一节所述的模型设计方法, 建立基于合作博弈的优化模型。

步骤三: 设定均衡点初值。在各决策变量的策略空间随机选取均衡点初值 $(P_{Q,0}, P_{W,0}, P_{E,0})$ 和 $(P_{D,0}, P_{E,0})$ 。

步骤四: 各博弈联盟独立优化决策。记博弈中各联盟第 j 轮优化的结果为 $(P_{Q_j}, P_{W_j}, P_{E_j})$ 和 (P_{D_j}, P_{E_j}) 。在第 j 轮优化时, 各联盟根据上一轮的优化结果 $(P_{Q_{j-1}}, P_{W_{j-1}}, P_{E_{j-1}})$ 和 $(P_{D_{j-1}}, P_{E_{j-1}})$ 通过优化算法得到最优策略组合 $(P_{Q_j}, P_{W_j}, P_{E_j})$ 和 (P_{D_j}, P_{E_j}) 。即

$$P_{Q_j}=\operatorname{argmax}I_Q(P_Q, P_{W_{j-1}}, P_{E_{j-1}})$$

$$P_{W_j}=\operatorname{argmax}I_W(P_{Q_{j-1}}, P_W, P_{E_{j-1}})$$

$$P_{E_j}=\operatorname{argmax}I_E(P_{Q_{j-1}}, P_{W_{j-1}}, P_E)$$

$$P_{D_j}=\operatorname{argmax}I_D(P_D, P_{E_{j-1}})$$

$$P_{E_j}=\operatorname{argmax}I_E(P_{D_{j-1}}, P_E)$$

步骤五: 信息共享。将各博弈者策略进行共享。

步骤六: 判断系统是否找到 Nash 均衡点。若各博弈参与者在相邻两次得到的最优解相同, 即 $(P_{Q_j}, P_{W_j}, P_{E_j})=(P_{Q_{j-1}}, P_{W_{j-1}}, P_{E_{j-1}})=(P_Q^*, P_W^*, P_E^*)$ 和 $(P_{D_j}, P_{E_j})=(P_{D_{j-1}}, P_{E_{j-1}})=(P_D^*, P_E^*)$ 。根据 Nash 均

衡的定义, 可以认为该策略组合下博弈达到了 Nash 均衡点。若找到 Nash 均衡点, 则进入步骤七, 输出结果; 若没有达到 Nash 均衡, 则返回步骤四。

步骤七: 输出系统的 Nash 均衡点 (P_Q^*, P_W^*, P_E^*) 和 (P_D^*, P_E^*) 。考虑到初值对均衡点求解的影响, 若算法不收敛, 可以在步骤三重新选择初值。

3 运行策略

本文中运行策略指的是在可转移负荷下考虑分时电价的运行策略。将一天内的 24 个小时作为需求响应周期, 每小时作为一个响应时间段采取如下的运行策略。

1) 光伏功率大于负荷功率: 先在合适的容量配置下进行需求侧负荷转移, 转移负荷后根据分时电价的策略运行, 即考虑峰谷电价下用户做出具体的响应措施, 具体策略见图 2。

2) 光伏功率小于负荷功率: 先在合适的容量配置下进行需求侧负荷转移, 转移负荷后, 判断现在的光伏功率与负荷功率的大小, 如果光伏功率依旧小于负荷功率, 则此时光伏和电网一块给负荷供电, 否则光伏给负荷供电, 再根据分时电价下需求侧响应的方式运行, 具体策略见图 2。

4 算例分析

选取甘肃某实际光伏微网典型日的负荷数据, 各组件参数如表 1。典型日内最大光伏功率为 368 kW, 最大负荷功率为 313 kW, 微网功率曲线如图 3。各个时段优化后的分时电价如表 2, 各个时段的用户需求价格弹性如表 3。在这里引入典型日季节比例系数 K , 典型日季节比例系数指的是本文典型日负荷数据乘以比例系数即为该季节负荷数据。其中: 夏季典型日比例系数 $K_x=1$; 冬季典型日比例系数 $K_d=1.2$; 秋季典型日比例系数 $K_q=0.8$; 春季典型日比例系数 $K_c=0.8$ 。不同季节比例系数可以随负荷的波动而略微改变, 但不能超过约束范围, 见式(15)。

表 1 微网各组件参数

Table 1 Parameters of each component of the microgrid	
系统参数	数值
光伏组件价格/(万元/kW)	0.83
光伏逆变器效率	0.97
光伏组件年运行维护费用/(元/kW)	20
储能电池价格/(万元/kWh)	0.455
储能电池效率	0.96
储能变流器价格/(万元/kW)	0.35
储能电池运行维护费用(元/个)	5
储能变流器效率	0.96
储能电池寿命/次	3000
光伏电池寿命/a	20

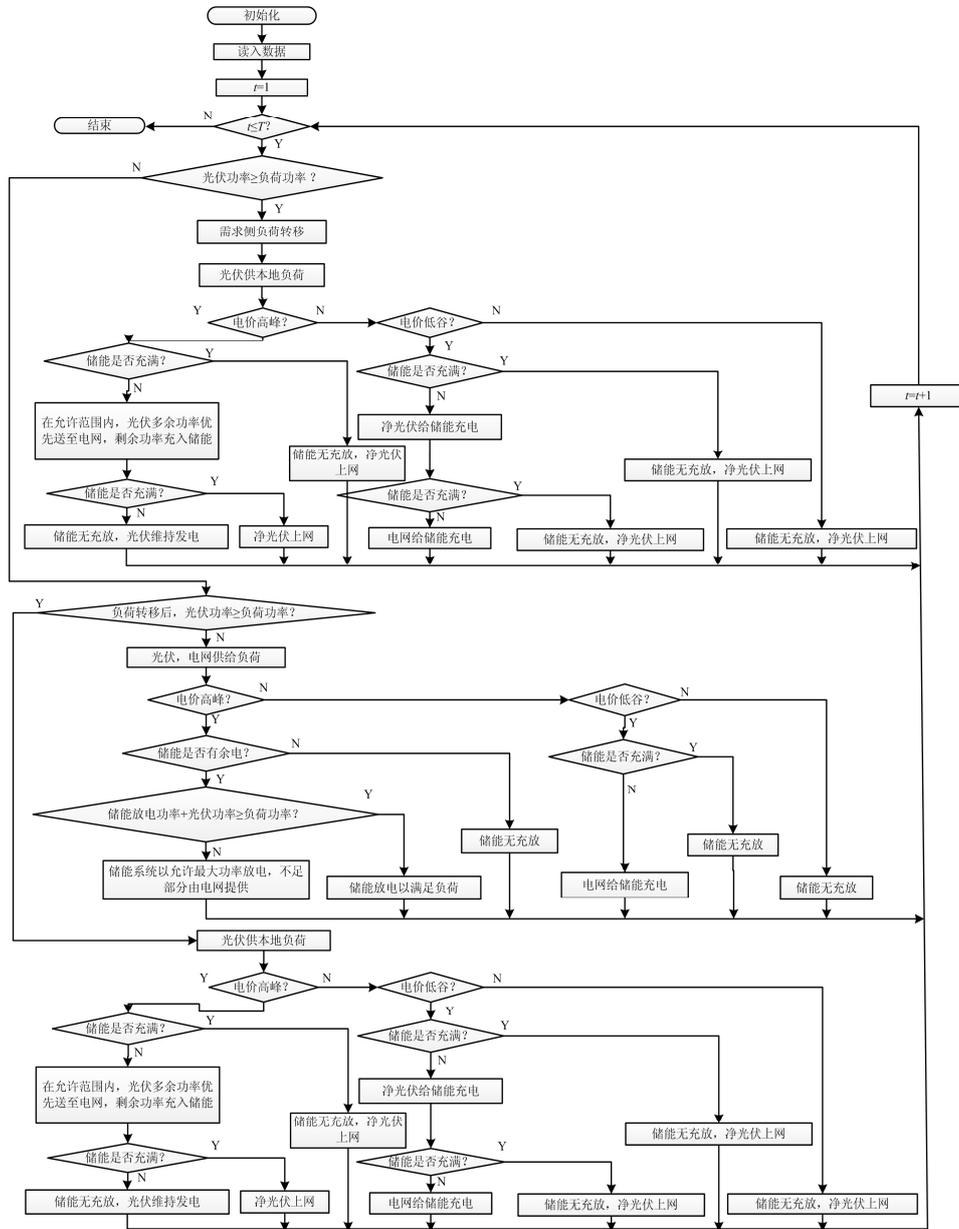


图 2 光伏微网优化运行策略

Fig. 2 Optimal operation strategy of PV microgrid

$$K_{\min} \leq K \leq K_{\max} \quad (15)$$

式中, K_{\min} 和 K_{\max} 为季节比例系数的最小值和最大值。

表 2 分时电价

Table 2 Time-of-use price

峰谷时段	备选时段	电价
用电高峰阶段	8:00—14:00	0.652
	16:00—22:00	
用电平稳阶段	6:00—8:00	0.435
	14:00—16:00	
	22:00—24:00	
用电低谷阶段	0:00—6:00	0.15

表 3 用户需求价格弹性

Table 3 User demand price elasticity

时段	高峰	平段	低谷
高峰	-0.100	0.018	0.014
平段	0.018	-0.016	0.010
低谷	0.014	0.010	-0.100

由微网总负荷、总光伏及总净功率曲线可知, 该光伏微网为典型的商业/办公楼宇型微网, 负荷呈现明显的日峰夜谷的特点。光伏出力的最大值一般出现在中午, 此时负荷功率相应比较高, 峰值负荷

一般在下午, 但两者负荷比较接近。为了能使光伏发电得到更加充分的利用, 需要用户转移部分负荷到光伏发电充裕时段内, 但是由于光伏发电充裕时段内的负荷功率也相应较大, 转移负荷后会使得负荷峰谷差增加, 微网的供电可靠性将会降低。另外, 光伏发电充裕时段正是用电高峰时段, 电价相应较高, 受到分时电价的影响, 用户侧采取部分的负荷响应(削减部分负荷)来达到削峰填谷的作用, 可以弥补转移负荷带来的负荷峰谷差增加的问题。适当地增加储能装置会促进剩余光伏的吸收, 但是过多的储能会使微网经济性受到影响。需要将两种需求侧响应方式与储能系统配合, 以达到最大化利益和最大光伏渗透率的目的。利用本文的模型和求解方法, 对该微网系统进行了优化。

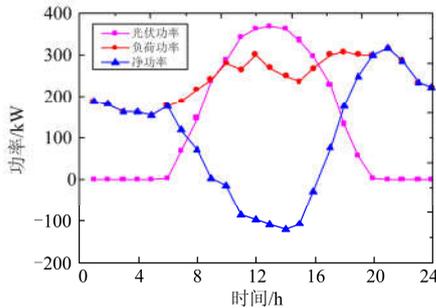


图3 微网总光伏、总负荷及总净功率曲线

Fig. 3 Curve of total PV, load and net power of microgrid

4.1 优化结果分析

基于上述模型和算法, 三方合作博弈 Nash 均衡计算结果如表 4。

表 4 合作博弈 Nash 均衡计算结果

Table 4 Calculation results of cooperative game Nash equilibrium

模式编号	博弈模式	$P_Q^*/\%$	$P_W^*/\%$	$P_E^*/\text{个}$	Q_A/kW	W_i/kW	$S_{\text{new}}/\%$	$C_{\text{net}}/\text{万元}$
1	{Q, W, E}	6.4	3.6	230	40	102	89	-21
2	{Q, W}, {E}	6.2	3.3	202	35	89	93	-17
3	{Q, E}, {W}	5.5	4.1	261	42	85	88	-23
4	{Q}, {W, E}	6.8	2.5	272	33	110	95	-24

表 5 三种模式对比

Table 5 Comparison of three modes

模型名称	$P_Q^*/\%$	$P_W^*/\%$	$P_D^*/\%$	$P_E^*/\text{个}$	Q_A/kW	W_i/kW	$S_{\text{new}}/\%$	$C_{\text{net}}/\text{万元}$
Q	9.5	—	—	173	9	185	97	-28
W	—	5.8	—	354	118	55	82	-34
{D}, {E}	—	—	9.5	202	35	89	93	-17

由表 5 可知, 采用[{D},{E}]模式比单独采用可转移负荷模式 Q 和单独采用分时电价需求响应模式

由以上数据可知, 当采用[Q, W, E]的博弈方式, 即采用转移负荷下分时电价负荷响应与储能系统的合作博弈模型在 Nash 均衡点(P_Q^*, P_W^*, P_E^*)下能使系统达到收益最大化。相比于其他 3 种情况下的 Nash 均衡点: [Q], {W, E}模式的负荷贴近光伏功率 Q_A 最小, 即光伏发电与负荷功率最贴近, 这是因为可转移负荷百分比 P_Q^* 相对于其他模式更多, 所以该模式的光伏渗透率 S_{new} 最优, 但是储能电池的容量配置 P_E^* 相比于其他模式也更多, 由于储能电池价格昂贵, 故该模式下系统收益 C_{net} 最低; [Q, E], {W}]模式下的负荷峰谷差 W_i 最小, 这是因为该模式下考虑分时电价负荷响应电量百分比 P_W^* 相比于其他模式更多, 所以峰谷差最小, 但该模式下储能容量配置较多, 故微电网收益相比其他模式

较差; [Q, W, E]模式下的负荷贴近光伏功率、负荷峰谷差和系统收益均不是最优; [Q, W], {E}模式下系统收益最优, 负荷贴近光伏功率仅小于 [Q], {W, E}模式, 负荷峰谷差仅小于 [Q, E], {W}模式, 这是因为负荷转移和分时电价下负荷响应在一定程度上能形成合作互补的关系, 使得光伏渗透率得到提高, 减少了储能装置的容量配置, 从而使系统经济性达到最优。通过以上分析可得 [Q, W], {E}模式基本上可以满足系统的经济可靠性的要求。相比于其他三种方式, 采用[Q, W], {E}的合作博弈方式能使微网系统达到更好的预期优化目标。进而可以比较用户综合响应模式与单独采用可转移负荷响应模式、单独采用分时电价响应模式的区别, 见表 5。

W 收益更高。该模式下光伏渗透率虽略小于 Q 模式, 但是系统负荷峰谷差比 Q 模式小很多, 这是因

为Q中可转移负荷较多,没有分时电价下负荷响应,虽然Q中储能容量比该模式要少,但是考虑到分时电价下用户收益等因素, $\{D\},\{E\}$ 模式具有更好的经济性和可靠性; $\{D\},\{E\}$ 模式的系统负荷峰谷差虽略大于W模式,但是系统光伏贴近负荷程度更小,光伏渗透率更好,这是因为W中分时电价响应负荷较多,没有可转移负荷,因此 $\{D\},\{E\}$ 模式可以减少储能容量的配置,获得更好系统收益。通过以上分析可得 $\{D\},\{E\}$ 模式具有更好的经济可靠性。

4.2 转移负荷补贴电价敏感性分析

在适宜用户综合需求响应负荷配置的情况下,总成本和电池数量的关系如图4所示。由图4可知,随着储能容量的增加,微网的总成本先减少后增加,这是因为储能增加有利于光伏的利用,较少的储能容量对系统经济性起到促进的作用,但是储能电池价格昂贵,过多的储能容量又会影响系统的经济性。另外随着转移负荷补贴电价的增加,总成本增加,但不会改变储能容量配置结果,较高的转移负荷补贴电价会使微网经济成本增加。进一步分析可知,当可转移负荷容量百分比和分时电价响应负荷容量百分比确定后,负荷转移情况就确定了。可以得出以下结论:基于合作博弈模式下的需求侧响应可以有效减少储能的初次投资成本,且能够充分发挥储能的经济效益。

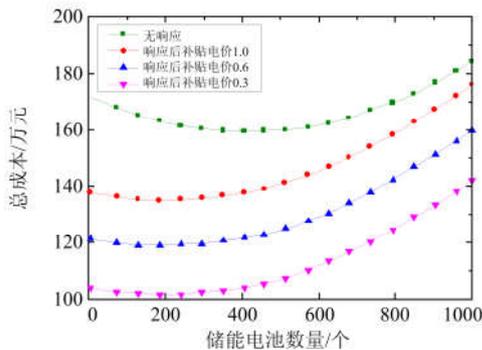


图4 转移负荷补贴价格对微电网储能配置的影响
Fig. 4 Effect of transferring load subsidy price on micro grid energy storage allocation

4.3 储能补贴价格敏感性分析

储能系统存在潜在补贴,如按投资容量补贴、按储能放电能量补贴以及一定的优惠政策补贴等,从而对光伏微网投资成本形成合理补偿。假定储能系统(包括储能电池和储能变流器)按投资容量补贴,补贴投资为储能系统一次投入的10%~30%,本文分析了储能补贴比例的提高对 $\{D\},\{E\}$ 模式下光伏微网的年净利润,结果如表6所示。

表6 储能补贴价格敏感性分析

条件	储能补贴比例/%	C_{net} /万元
$\{D\},\{E\}$	10	-12
	20	-5
	30	2.5

由表6可知:在电价和光伏组件价格等其他条件不变的情况下,随着储能系统补贴的提高,配置相同容量的储能,本文所建立的光伏微网系统用户综合响应模型的年净利润呈线性增长,并在一定范围内为正,光伏微网配置储能后的经济性得到改善。

5 结论

本文为使光伏微电网更加稳定经济地运行,建立了转移负荷下考虑分时电价负荷响应的微网系统模型,利用合作博弈的方法对该模型的优化配置进行求解,并考虑储能对需求侧和系统的影响,提出了一种新的优化运行策略。结果表明:

1) 并网型光储微电网在考虑需求侧响应时能达到系统稳定或经济性的目的,本文列举了两种需求侧响应方式。在可转移负荷情况下,可以使光伏渗透率提高,但会使负荷峰谷差增大;在分时电价情况下,可以使负荷峰谷差减少,但光伏渗透率下降。

2) 由于上述原因,本文采用合作博弈的方式求解两种需求侧响应方式与储能系统的优化配置和用户综合响应模型与储能系统的优化配置,并用迭代算法找到了Nash均衡点(系统最优配置)。

3) 基于上述模型和算法,本文提出了转移负荷情况下考虑分时电价需求侧负荷响应的微网系统运行优化策略。以实际算例证明该模型和策略能够满足系统运行稳定性与经济性的要求。

4) 分析了可转移负荷补贴和储能系统补贴对微网系统的影响,给该模型在电力市场下的运行提供了一定的参考。

本文对天气、自然环境等因素未做过多的考虑,储能方面只选取了蓄电池作为储能装置,还需要考虑更多类型储能装置的影响,未来需要做更多有关需求侧响应措施的研究。

参考文献

[1] LIU N, CHEN Z, LIU J. Multi-objective optimization for component capacity of the photovoltaic-based battery switch stations: towards benefits of economy and environment[J]. Energy, 2014(64): 779-792.

- [2] 黄巍, 吴俊勇, 鲁思棋, 等. 电压偏差和谐波约束下配网光伏最大渗透率评估[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(6): 49-55.
HUANG Wei, WU Junyong, LU Siqi, et al. Maximum photovoltaic penetration considering voltage deviation and harmonic constraints[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(6): 49-55.
- [3] 陈健, 刘玉田, 张文, 等. 基于博弈论的配电网中多级微电网优化配置分析[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(1): 45-52.
CHEN Jian, LIU Yutian, ZHANG Wen, et al. Optimal sizing analysis of multilevel microgrids in distribution network based on game theory[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(1): 45-52.
- [4] 赵波, 包侃侃, 徐志成, 等. 考虑需求侧响应的光储并网型微电网优化配置[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(21): 5465-5474.
ZHAO Bo, BAO Kankan, XU Zhicheng, et al. Optimal sizing for grid-connected PV-and-storage microgrid considering demand response[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(21): 5465-5474.
- [5] 周楠, 樊玮, 刘念, 等. 基于需求响应的光伏微网储能系统多目标容量优化配置[J]. 电网技术, 2016, 40(6): 1709-1716.
ZHOU Nan, FAN Wei, LIU Nian, et al. Battery storage multi-objective optimization for capacity configuration of PV-based microgrid considering demand response[J]. Power System Technology, 2016, 40(6): 1709-1716.
- [6] NWULU N I, XIA X H. Multi-objective dynamic economic emission dispatch of electric power generation integrated with game theory based demand response-programs[J]. Energy Conversion and Management, 2015, 89: 963-974.
- [7] 刘继东, 韩学山, 韩伟吉, 等. 分时电价下用户响应行为的模型与算法[J]. 电网技术, 2013, 37(10): 2973-2978.
LIU Jidong, HAN Xueshan, HAN Weiji, et al. Model and algorithm of customers' responsive behavior under time-of-use price[J]. Power System Technology, 2013, 37(10): 2973-2978.
- [8] FENG Lin, ZHANG Jingning, LI Guojie, et al. Cost reduction of a hybrid energy storage system considering correlation between wind and PV power[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2016, 1(1): 86-94. DOI 10.1186/s41601-016-0021-1.
- [9] 李春燕, 许中, 马智远. 计及用户需求响应的分时电价优化模型[J]. 电力系统及其自动化学报, 2015, 27(3): 11-16.
LI Chunyan, XU Zhong, MA Zhiyuan. Optimal time-of-use electricity price model considering customer demand response[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2015, 27(3): 11-16.
- [10] 徐永丰, 吴洁晶, 黄海涛, 等. 考虑负荷率的峰谷分时电价模型[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(23): 96-103.
XU Yongfeng, WU Jiejing, HUANG Haitao, et al. Time-of-use tariff model considering load factor[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(23): 96-103.
- [11] CHEN Changsong, DUAN Shanxu, CAI Tao, et al. Optimal allocation and economic analysis of energy storage system in microgrids[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2011, 26(10): 2762-2773.
- [12] 许健, 刘念, 于雷, 等. 计及重要负荷的工业光伏微电网储能优化配置[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(9): 29-37.
XU Jian, LIU Nian, YU Lei, et al. Optimal allocation of energy storage system of PV microgrid for industries considering important load[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(9): 29-37.
- [13] 刘舒, 李正力, 王翼, 等. 含分布式发电的微电网中储能装置容量优化配置[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(3): 78-84.
LIU Shu, LI Zhengli, WANG Yi, et al. Optimal capacity allocation of energy storage in micro-grid with distributed generation[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(3): 78-84.
- [14] 谢俊, 张晓花, 吴复霞, 等. 基于合作博弈论和工程方法的调峰费用分摊[J]. 电力系统保护与控制, 2012, 40(11): 16-23.
XIE Jun, ZHANG Xiaohua, WU Fuxia, et al. Peaking cost allocation using cooperative game theory and engineering concept[J]. Power System Protection and Control, 2012, 40(11): 16-23.
- [15] 梅生伟, 王莹莹, 刘锋. 风-光-储混合电力系统的博弈论规划模型与分析[J]. 电力系统自动化, 2011, 35(20): 13-19.
MEI Shengwei, WANG Yingying, LIU Feng. A game theory based planning model and analysis for hybrid power system with wind generators-photovoltaic panels-storage batteries[J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(20): 13-19.

收稿日期: 2016-12-14; 修回日期: 2017-01-04

作者简介:

王树东(1965—), 男, 教授, 硕士生导师, 主要研究方向为微电网优化运行与控制技术; E-mail: wang8s8d@163.com

杜巍(1992—), 男, 通信作者, 硕士研究生, 主要研究方向为微电网优化配置与智能控制. E-mail: 1530521153@qq.com

(编辑 葛艳娜)