

DOI: 10.7667/PSPC180453

分时阶梯电价-微电网联合优化调度的不确定二层规划方法

刘博, 姜秉梁, 郝宁, 陈金辉, 张晓东, 王新娜

(国网冀北电力有限公司技能培训中心, 河北 保定 071051)

摘要: 微电网为分布式电源并网提供了有效的技术途径, 微电网的优化运行是微电网领域的重要研究课题。电价是影响微电网系统经济收益的重要因素, 为进一步提高微电网的经济效益, 计及系统不确定性, 采用不确定二层规划模型提出分时阶梯电价-微电网联合优化调度方法。首先建立分时阶梯电价下的负荷响应模型。其次以分时阶梯电价为上层决策者, 以微电网综合效益最大为上层目标, 以微电网优化运行方案为下层决策者, 以综合运行成本最小为下层目标, 分别计及必要约束条件, 建立 Maximin 形式的不确定二层规划模型。采用混沌粒子群结合不确定函数模拟组成的综合智能算法对所提出的模型进行求解。最后通过一个算例表明, 该模型适用于分时阶梯电价机制下微电网优化运行, 其各项运行指标要优于原有分时电价机制下的。

关键词: 微电网; 分时阶梯电价; 优化调度; 不确定二层规划

Coordinated optimization of TOU & tiered pricing and optimal scheduling model combining microgrid under uncertain bilevel programming

LIU Bo, JIANG Bingliang, HAO Ning, CHEN Jinhui, ZHANG Xiaodong, WANG Xinna

(State Grid Jibei Electric Power Co., Ltd. Skills Training Center, Baoding 071051, China)

Abstract: Microgrid provides an effective technical approach for distributed generator interconnection. The optimal operation of microgrid is an important research subject in the field. Electricity price is an important factor affecting economic benefits of microgrid system. In order to improve the economic efficiency of the microgrid further, an uncertain bilevel programming model is used to propose a joint optimal dispatching method of TOU & tiered pricing and microgrid considering the uncertainty of the system. Firstly, a load response model based on TOU & tiered pricing is established. Secondly, taking the TOU & tiered pricing as the upper level decision maker, with the maximum comprehensive benefit of the microgrid as the upper goal, while the optimized operation scheme of microgrid as the lower level decision maker, taking the lowest comprehensive operation cost as the lower target, the uncertain bilevel programming model in Maximin form is built with necessary constraints taken into account respectively. The integrated intelligent algorithm based on chaotic particle swarm optimization combined with uncertain function simulation is used to solve the proposed model. Finally, an example shows that the model is suitable for the optimized operation of micro grid under the TOU & tiered pricing mechanism, and its operating indexes are better than that under the original TOU power price.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (No. 51337005).

Key words: microgrid; TOU & tiered pricing; optimal scheduling; uncertain bilevel programming

0 引言

随着能源和环境问题的日益突出, 分布式发电 (Distributed Generation, DG) 因其具有能源利用效率高、环境负面影响小、提高能源供应可靠性和经济效益好等特点, 成为近些年倍受关注的一种发电形

式^[1]。微电网 (Microgrid) 是一种新型能源网络化供应与管理技术, 能给可再生能源系统的接入提供便利、避免分布式电源对大电网的冲击、实现需求侧管理及现有能源的最大化利用^[2-5]。

微电网系统的优化运行是微电网的集成控制及能量管理研究中的一个重要课题。目前已有大量文献对微电网优化运行做出了成熟的研究, 这其中关于电价和需求侧响应方面的文献是重要的一部分。

基金项目: 国家自然科学基金资助 (51337005)

比如文献[6]为解决分时电价机制下含蓄电池微网的优化调度问题,提出一种实用的启发式微网实时优化调度策略;文献[7]引入不平衡电价,制定最优合同容量,优化微网储能和负荷侧管理策略;文献[8]通过将发电、负荷、储能三类资源视为广义需求侧资源,建立了更具弹性的微网优化运行架构。文献[9]基于Stackelberg博弈提出微网价格型需求响应及供电定价优化方法。文献[10]建立了分时阶梯电价机制下的分布式家庭并网光伏系统的优化调度模型,但不是针对微电网。文献[11]提出基于分时电价的储能单元固定调度策略与可控微源动态优化调度结合的微网运行调度方法。然而目前还较少有文献研究分时阶梯电价机制下微电网优化调度方法。

在微网优化运行模型的研究中,发掘各种形式的需求侧管理技术是一项重要方向。随着智能电网建设的不断推进,需求侧与电网之间信息交互水平不断提高,需求侧的灵活互动对电网运行的影响逐渐得到重视^[12]。需求侧响应(Demand Response, DR)是智能电网框架下重要的资源,通过价格信号或激励机制引导用户改变用户行为^[13]。分时阶梯电价作为一项重要的价格型需求侧管理技术,正在得到推广应用^[14-15]。微电网可以针对自身负荷制定分时阶梯电价机制提高系统的社会效益,因此有必要研究分时阶梯电价机制下微电网优化运行问题。

本文首先研究了微网中负荷水平对分时阶梯电价的需求响应模型,作为优化运行模型的基础。其次考虑了风电和光伏出力不确定性,采用Maximin形式的不确定二层规划模型建立分时阶梯电价-微电网联合优化调度方法,该模型建立以满足一定置信度下综合成本最小为目标函数,计及随机机会约束形式的微网功率平衡约束等必要约束条件。采用混沌粒子群算法对所建立的模型进行求解。最后通过一个算例表明,本文模型适用于解决分时阶梯电价机制下微电网优化运行问题,并且其经济效益要优于恒定电价下和分时电价下的经济效益。

1 分时阶梯电价机制下需求响应模型

假设微电网原来处于分时电价机制下运行,峰时段的电价水平为 p_p ,谷时段的电价水平为 p_v ,系统在 t 时段的综合负荷水平如果属于峰时段则用 $q_p(t)$ 表示,如果处于谷时段则用 $q_v(t)$ 表示。采用分时阶梯电价机制后,系统的分时阶梯电价水平在峰时的一档、二档和三档分别为 $p_{p,1}$ 、 $p_{p,2}$ 、 $p_{p,3}$,在谷时的一档、二档和三档分别为 $p_{v,1}$ 、 $p_{v,2}$ 、 $p_{v,3}$ 。在这样的电价机制下,系统所有运行时段仍然分为

峰时段和谷时段,但是每个时段内的电价均分为三档,分别对应具体某个用户的用电范围^[16]。

然而尽管对于具体的用户来说,电能计量方式与用电量所在档位有关,微电网中包含数量众多的用户,在宏观上就综合体现为一种价格弹性系数特性,即不同时段不同档位上的用户对电价变化的负荷响应特性不同^[17]。事实上,分时阶梯电价机制下系统在各个时段的响应负荷如式(1)所示。

$$\begin{bmatrix} \Delta q_p(t) \\ \Delta q_v(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^m \Delta q_{pp,i}(t) + \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^m \Delta q_{pv,i}(t) \\ \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^n \Delta q_{vv,j}(t) + \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^n \Delta q_{vp,j}(t) \end{bmatrix} \quad (1)$$

式中: m 为峰时段电价档位数; n 为谷时段电价档位数,本文中 m 和 n 均为3; T 为电价划分一天的时段数; $\Delta q_p(t)$ 和 $\Delta q_v(t)$ 分别为峰时段和谷时段在第 t 时段的响应负荷; $\Delta q_{pp,i}(t)$ 、 $\Delta q_{pv,i}(t)$ 、 $\Delta q_{vv,j}(t)$ 和 $\Delta q_{vp,j}(t)$ 的表达式如式(2)~式(5)所示。

$$\Delta q_{pp,i}(t) = \varepsilon_{pp,i} q_p(t) \Delta p_{p,i} / p_p \quad (2)$$

$$\Delta q_{pv,i}(t) = \varepsilon_{pv,i} q_p(t) \Delta p_{v,i} / p_v \quad (3)$$

$$\Delta q_{vv,j}(t) = \varepsilon_{vv,j} q_v(t) \Delta p_{v,j} / p_v \quad (4)$$

$$\Delta q_{vp,j}(t) = \varepsilon_{vp,j} q_v(t) \Delta p_{p,j} / p_p \quad (5)$$

式中: $\Delta q_{pp,i}(t)$ 为第 t 时段第 i 档负荷由于峰时对峰时自弹性系数引起的负荷响应; $\Delta q_{pv,i}(t)$ 为第 t 时段第 i 档负荷由于峰时对谷时互弹性系数引起的负荷响应; $\Delta q_{vv,j}(t)$ 为第 t 时段第 j 档负荷由于谷时对谷时自弹性系数引起的负荷响应; $\Delta q_{vp,j}(t)$ 为第 t 时段第 j 档负荷由于谷时对峰时互弹性系数引起的负荷响应; $\varepsilon_{pp,i}$ 、 $\varepsilon_{pv,i}$ 、 $\varepsilon_{vv,j}$ 和 $\varepsilon_{vp,j}$ 分别为第 i 档负荷的峰时价格自弹性、峰时对谷时价格互弹性、谷时对峰时价格互弹性以及谷时对谷时价格自弹性。

于是,微电网在分时阶梯电价机制下响应后的负荷水平如式(6)所示。

$$\begin{aligned} Q_p(t) &= q_p(t) + \Delta q_p(t) \\ Q_v(t) &= q_v(t) + \Delta q_v(t) \end{aligned} \quad (6)$$

式中: $Q_p(t)$ 为微电网需求侧响应后在峰时段第 t 时段的负荷水平; $Q_v(t)$ 为微电网需求侧响应后在谷时段第 t 时段的负荷水平; $q_p(t)$ 和 $q_v(t)$ 分别为微电网在原来分时电价机制下峰时段第 t 时段负荷水平和谷时段第 t 时段负荷水平。

在需求侧响应的计算当中,把原来的分时电价看作一种特殊形式的分时阶梯电价,即所有档位的电价水平都一致的分时阶梯电价,把分时阶梯电价

的实施看作是对原来特殊形式分时阶梯电价机制的调节,这样才能根据以上各式计算微电网在分时阶梯电价机制下的需求侧响应结果。

2 微电网优化调度基本模型

本文微电网参考了文献[18]中的微电网结构和配置情况。交流母线接入了大量设备,包括微燃机(Micro Turbine, MT)、风力发电(Wind Turbine, WT)、燃料电池(Fuel Cell, FC)、光伏发电(Photovoltaic Cell, PV)和储能(Storage Battery, SB)、以及负荷(load)。

2.1 分时阶梯电价机制下微电网收益模块

分时阶梯电价机制下微电网运营商一天内的电费总收益 E 如式(7)所示。

$$E = \sum_{t=1}^T e_t \quad (7)$$

式中, e_t 为微电网运营商在第 t 时段的电费收入,具体如式(8)所示。 $Q_{p,i}(t)$ 和 $Q_{v,i}(t)$ 的表达式如式(9)和(10)所示。

$$e_t = \sum_{i=1}^m u(t)Q_{p,i}(t)p_{p,i} + \sum_{i=1}^n v(t)Q_{v,i}(t)p_{v,i} \quad (8)$$

$$Q_{p,i}(t) = q_{p,i}(t) + \sum_{t=1}^T \Delta q_{pp,i}(t) + \sum_{t=1}^T \Delta q_{pv,i}(t) \quad (9)$$

$$Q_{v,i}(t) = q_{v,i}(t) + \sum_{t=1}^T \Delta q_{vp,i}(t) + \sum_{t=1}^T \Delta q_{vv,i}(t) \quad (10)$$

式中: $u(t)$ 和 $v(t)$ 为第 t 时段的峰谷标志,当第 t 时段为峰时段时, $u(t)=1$ 且 $v(t)=0$, 当第 t 时段为谷时段时, $u(t)=0$ 且 $v(t)=1$; $Q_{p,i}(t)$ 为响应后第 t 时段峰时段第 i 档电价下的负荷功率; $Q_{v,i}(t)$ 为响应后第 t 时段谷时段第 i 档电价下的负荷功率; $q_{p,i}(t)$ 和 $q_{v,i}(t)$ 分别为原来第 t 时段第 i 档电价下峰时段负荷水平和谷时段负荷水平。

2.2 分时阶梯电价机制下微电网运行成本模块

分时阶梯电价机制下微电网一天运行成本 C 如式(11)所示。

$$C = C_{\text{fuel}} + C_{\text{en}} + C_{\text{grid}} + C_{\text{om}} + C_{\text{loss}} - E_{\text{pv}} \quad (11)$$

式中, C_{fuel} 、 C_{en} 、 C_{grid} 、 C_{om} 、 C_{loss} 、 E_{PV} 分别表示微电网一天运行的燃料成本、环境折算成本、与上级配电网购电功率成本、系统设备运行维护成本、系统网损成本以及光伏补贴收益。其具体的表达式分别如式(12)一式(16)所示。

$$C_{\text{fuel}} = \sum_{t=1}^T [F_{\text{MT}}(P_{\text{MT}}(t)) + F_{\text{FC}}(P_{\text{FC}}(t))] \quad (12)$$

式中: T 表示调度时段数; $P_{\text{MT}}(t)$ 和 $P_{\text{FC}}(t)$ 分别表示

系统在 t 时段微燃机和燃料电池的出力; $F_{\text{MT}}()$ 为 MT 燃料成本函数,具体表达式为 $F_{\text{MT}}(P) = a_{\text{MT}}P^2 + b_{\text{MT}}P + c_{\text{MT}}$, $F_{\text{FC}}()$ 为 FC 燃料成本函数,具体表达式为 $F_{\text{FC}}(P) = a_{\text{FC}}P^2 + b_{\text{FC}}P + c_{\text{FC}}$, 其中 a_{MT} 、 b_{MT} 和 c_{MT} 分别为 MT 燃料成本函数的系数, a_{FC} 、 b_{FC} 和 c_{FC} 分别为 FC 燃料成本函数的系数。

$$C_{\text{OM}} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^M F_{\text{OM}-i}(|P_i(t)|) \quad (13)$$

式中: M 为系统中存在运维费用的设备数目, $F_{\text{OM}-i}()$ 为第 i 台设备的运维费用函数,为 $F_{\text{OM}-i}(|P_i(t)|) = k_i |P_i(t)|$, 其中 k_i 为第 i 台设备的运行维护成本系数; $P_i(t)$ 为第 i 台设备在 t 时段的出力。存在运维费用的设备包括各个微源以及储能设备。

$$C_{\text{grid}} = \sum_{t=1}^T P_{\text{grid}}(t)p(t) \quad (14)$$

式中: $P_{\text{grid}}(t)$ 为 t 时段系统与外网的购售电功率; $p(t)$ 为外网在 t 时段的电价水平。由于分时阶梯电价机制是由微电网运营商针对网内用户制定的经济效益策略,而针对外网电价机制和某一个单独微电网进行联合优化也没有实际意义,外网仍然处于分时电价环境下。

$$C_{\text{loss}} = \sum_{t=1}^T \left[\sum_{k=1}^L \frac{P_k^2(t) + Q_k^2(t)}{U_N^2} R_k \right] \quad (15)$$

式中: L 为系统馈线数目; $P_k(t)$ 和 $Q_k(t)$ 分别为馈线 k 的有功和无功; U_N^2 为系统额定电压; R_k 为馈线 k 的电阻值。

$$E_{\text{PV}} = \sum_{t=1}^T r P_{\text{PV}}(t) \Delta t \quad (16)$$

式中: r 为政府对分布式光伏发电的补贴价格 0.42 元/kWh; $P_{\text{PV}}(t)$ 为 t 时段消纳的光伏功率。

3 联合优化调度模型

Maximin 形式的不确定二层规划模型的数学表达式如式(17)所示^[19]。

$$\begin{cases} \max_x \bar{F} \\ \text{s.t. } \Pr\{F(x, y_1^*, y_2^*, \dots, y_N^*, \xi)\} \leq \bar{F} \geq \alpha_0 \\ \Pr\{G(x, \xi) \leq 0\} \geq \beta_0 \\ \text{其中} \\ y_j^*, j=1, 2, \dots, N \text{ 是以下规划的解} \\ \begin{cases} \min_{y_j} \bar{f}_j \\ \text{s.t. } \Pr\{f_j(x, y_1, y_2, \dots, y_N, \xi)\} \leq \bar{f}_j \geq \alpha_j \\ \Pr\{g_j(x, y_1, y_2, \dots, y_N, \xi) \leq 0\} \geq \beta_j \end{cases} \end{cases} \quad (17)$$

式中: $\Pr\{\}$ 表示事件概率; α_0 为上层目标函数的置信水平; α_j 为下层第 j 个从属者目标函数的置信水平; β_0 为上层约束条件的置信水平; β_j 为下层第 j 个从属者约束条件的置信水平; ξ 为模型中的不确定变量; \bar{F} 为 $F(\mathbf{x}, \mathbf{y}_1^*, \mathbf{y}_2^*, \dots, \mathbf{y}_N^*, \xi)$ 在概率水平至少为 α_0 时所取得最大值(即 α_0 乐观值); \bar{f}_j 为 $f_j(\mathbf{x}, \mathbf{y}_1, \mathbf{y}_2, \dots, \mathbf{y}_N, \xi)$ 在概率水平至少为 α_j 时所取得最大值(即 α_j 乐观值)。

3.1 上层模型

分时阶梯电价机制下, 微电网的综合负荷水平必然会发生变化, 而这也会导致不确定微电源消纳率和综合运行成本的相应变化, 所以传统的目标函数综合运行成本最小在这里并不能体现微电网运行的经济性。本文以微电网运营商的角度制定上层决策者目标函数, 以微电网综合效益最大为上层决策者的目标函数, 上层决策者的控制变量为分时阶梯电价水平的制定, 电价的峰谷平时段划分与原来一致, 而电价档位按照传统的设置设定为三档。综合效益等于微电网运营商在分时阶梯电价机制下电价收费收益减去微电网综合运行成本。

微电网系统中的风电、光伏以及负荷水平实际上处于随机分布状态, 因此优化运行模型需要计及这种不确定性。在不确定二层规划模型中目标函数需要采用概率形式, 在给定置信度 α_{up} 下, 微网的目标运行成本存在一个最小值 \bar{f}_{up} , 使得微网实际综合效益大于 \bar{f}_{up} 的概率要大于置信度 α_{up} 。因此得到上层决策者目标函数以及对应该目标函数的随机机会约束如式(18)和式(19)所示。

$$\max \bar{f}_{up} \quad (18)$$

$$\Pr\{f_{up} = E - C \geq \bar{f}_{up}\} \geq \alpha_{up} \quad (19)$$

式中: \bar{f}_{up} 为上层目标函数的乐观值; f_{up} 为上层决策者的目标函数即微电网综合效益; α_{up} 为上层目标函数的置信度。实际上上层决策者要优化的是在置信度 α_{up} 下的乐观值 \bar{f}_{up} 。

上层模型的约束条件包括:

1) 用户用电效用不减。采用据 Klein 和 H. Rubin 提出的效用函数(亦称 Stone-Geary 效用函数)来衡量用户用电效用的变化, 将原来电价机制下用户负荷水平看作是基本需求量, 那么各个时段用户用电效用的变化即为分时阶梯电价机制前后负荷水平之差与负荷水平比例的对数。因此上层决策者需要满足的用户用电效益不减约束如式(20)所示。

$$\sum_{t=1}^T \ln \left[\frac{u(t)\Delta q_p(t) + v(t)\Delta q_v(t)}{u(t)q_p(t) + v(t)q_v(t)} \right] \geq 0 \quad (20)$$

2) 用户平均购电价格不增。为了保证用户的效益, 微电网运营商在制定分时阶梯电价后, 用户的平均购电价格不能上升。用户平均购电价格不增约束如式(21)所示。

$$E \left/ \sum_{t=1}^T [u(t)Q_p(t) + v(t)Q_v(t)] \right. \leq \frac{\sum_{t=1}^T [u(t)q_p(t) + v(t)q_v(t)] p(t)}{\sum_{t=1}^T [u(t)q_p(t) + v(t)q_v(t)]} \quad (21)$$

3) 微电网系统风光消纳率不减。当微电网中分布式新能源渗透率较大, 由于分布式新能源与负荷存在反峰谷特性, 因此系统风电光伏消纳水平是微电网运行的重要指标, 而分时阶梯电价机制的制定需要有利于风电光伏消纳水平的提升。该约束如式(22)所示。

$$\Pr \left\{ \frac{\sum_{t=1}^T [P_{PV}(t) + P_{WT}(t)]}{\sum_{t=1}^T [P_{PV}^{\max}(t) + P_{WT}^{\max}(t)]} \geq \gamma \right\} \geq \beta_{up} \quad (22)$$

式中: $P_{PV}^{\max}(t)$ 和 $P_{WT}^{\max}(t)$ 分别为 t 时段光伏和风电最大出力; $P_{WT}(t)$ 为 t 时段实际消纳的风电功率; γ 为系统原来的消纳水平; β_{up} 为该约束的置信度水平。同时还需要满足式(23)两个约束。

$$\begin{cases} P_{PV}(t) \leq P_{PV}^{\max}(t) \\ P_{WT}(t) \leq P_{WT}^{\max}(t) \end{cases} \quad (23)$$

3.2 下层模型

下层决策者的控制变量为微电网运行方案, 下层决策者作为从属者, 需要在上层决策者制定分时阶梯电价后再进行优化, 同时下层优化结果也影响到上层决策者的目标。

下层决策者的目标函数以及对应该目标函数的随机机会约束如式(24)和式(25)所示。

$$\min \bar{f}_{down} \quad (24)$$

$$\Pr\{f_{down} = C \leq \bar{f}_{down}\} \geq \alpha_{down} \quad (25)$$

式中: \bar{f}_{down} 为下层目标函数的乐观值; f_{down} 为下层决策者的目标函数即微电网运行成本; α_{down} 为下层目标函数的置信度; 实际上上层决策者要优化的是在置信度 α_{down} 下的乐观值 \bar{f}_{down} 。

下层模型的约束条件如下。

1) 系统功率平衡约束。功率平衡约束采用机会约束形式如式(26)所示。

$$\Pr \left\{ \begin{array}{l} -\varepsilon \leq P_{PV}(t) + P_{WT}(t) + P_{MT}(t) + \\ P_{FC}(t) + P_{SB}(t) + P_{grid}(t) - P_L(t) \leq \varepsilon \end{array} \right\} \geq \beta_{down} \quad (26)$$

式中: ε 为功率偏差允许范围, 当功率偏差在该允许范围内即认为满足功率平衡条件; β_{down} 为功率平衡偏差在允许误差内的置信度。

2) 系统爬坡率约束如式(27)和式(28)所示。

$$P_{MT}(t) - P_{MT}(t-1) \leq r_{MT} \Delta t \quad (27)$$

$$P_{FC}(t) - P_{FC}(t-1) \leq r_{FC} \Delta t \quad (28)$$

式中: Δt 为调度时间间隔; r_{MT} 为 MT 爬坡率最大值; r_{FC} 为 FC 爬坡率最大值。

3) 可控微源出力及购售电功率限值约束如式(29)所示。

$$\begin{array}{l} P_{MT}(t) \leq P_{MT}^{max}; P_{FC}(t) \leq P_{FC}^{max} \\ -P_{grid}^{max} \leq P_{grid}(t) \leq P_{grid}^{max} \end{array} \quad (29)$$

式中: P_{MT}^{max} 和 P_{FC}^{max} 分别为微燃机和燃料电池出力上限; P_{grid}^{max} 为与外网交换功率上限。

4) 储能相关约束如式(30)所示。

$$\begin{cases} P_{SB}^{min} \leq P_{SB}(t) \leq P_{SB}^{max} \\ 0.1Q_{SB} \leq E_{SB}(t) \leq 0.9Q_{SB}; E_{SB}(0) = E_{SB}(T) \end{cases} \quad (30)$$

式中: $E_{SB}(0)$ 为储能一天初始时刻电量; $E_{SB}(T)$ 为储能一天末时刻电量; P_{SB}^{max} 为储能充放电功率上限, 为正, 即储能放电功率上限; P_{SB}^{min} 为储能充放电功率下限, 为负, 其绝对值即为储能充电功率上限; Q_{SB} 为储能容量。

3.3 不确定二层规划综合模型

本文建立的不确定二层规划综合模型的结构图如图 1 所示, 图中表示了上层决策者和下层决策者进行决策的过程。

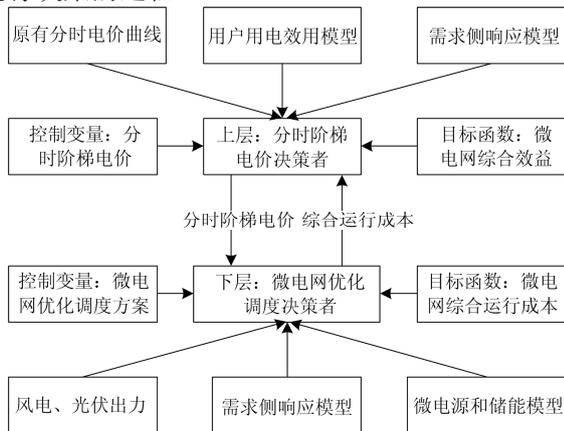


图 1 不确定二层规划综合模型结构图

Fig. 1 Structure diagram of the uncertain bilevel programming comprehensive model

4 模型求解流程

本文采用混沌粒子群算法^[20]结合不确定函数模拟技术^[21]形成的综合智能算法对所提出的模型进行求解, 下层决策者求解流程如下。

1) 算法初始化, 设定粒子数目、维度、惯性权重和学习系数, 根据优化模型设定粒子位置边界。初始化每个粒子位置。

2) 采用随机模拟技术计算每个粒子对应微电网运行方案下的目标函数成立概率以及机会约束形式的约束条件满足的概率, 在此基础上计算每个粒子的适应度函数。并记录当前全局最优解和每个粒子历史最优解。

3) 判断迭代次数是否满足最大代数, 如果满足, 输出结果, 否则更新粒子的位置和速度, 并对每个粒子进行附近范围内的混沌搜索, 否则转到 4)。

4) 对每个粒子位置进行判断, 如果位置超出允许范围, 则进行取值。转到 2)。

对于上层决策者来说, 下层决策过程是一个可以调用的过程, 上层决策者求解流程如下。

1) 算法初始化, 设定粒子数目, 维度, 惯性权重, 学习系数, 根据优化模型设定粒子位置边界。初始化每个粒子位置。

2) 调用下层决策过程, 得到微电网综合运行成本。采用随机模拟技术计算每个粒子对应分时阶梯电价方案下的目标函数成立概率以及机会约束形式的约束条件满足的概率, 在此基础上计算每个粒子的适应度函数。并记录当前全局最优解和每个粒子历史最优解。

3) 判断迭代次数是否满足最大代数, 如果满足, 输出结果, 否则更新粒子的位置和速度, 并对每个粒子进行附近范围内的混沌搜索, 否则转到 4)。

4) 对每个粒子位置进行判断, 如果位置超出允许范围, 则进行取值。转到 2)。

5 算例分析

本文构建了一个含多种分布式微电源的微电网系统进行仿真。该系统包含微燃机、风力发电、燃料电池、光伏发电、储能以及负荷。其中风力发电和光伏发电的装机容量分别为 100 kW 和 550 kW, 微燃机和燃料电池的出力上限分别为 130 kW 和 125 kW, 储能充放电功率上限均为 30, 储能容量为 250 kWh, 与外网交换功率限制为 200 kW。上层决策者的目标函数置信度 α_{up} 和约束条件置信度 β_{up}

设置为 0.9，下层决策者的目标函数置信度 α_{down} 和约束条件置信度 β_{down} 设置为 0.9；微燃机和燃料电池的燃料成本函数，各个设备的运行维护成本系数，环境排放物折算系数参考文献[22-23]。微电网原来运行在分时电价机制下，在采用本文模型之前系统一天的负荷曲线，以及风电和光伏一天的出力曲线如图 2 所示。运行本文模型得到系统在制定分时阶梯电价机制后的响应后负荷曲线也如图 2 中所示。

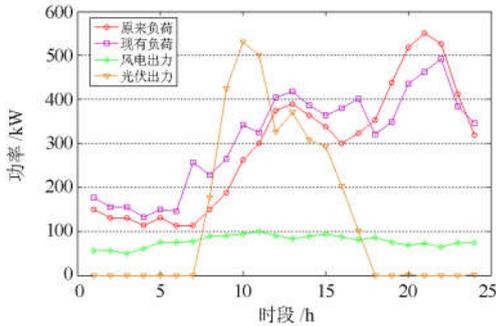


图 2 系统风光出力，原有负荷和分时阶梯电价下响应负荷
Fig. 2 PV and WT power output, original load and response load under TOU & tiered pricing

从图 2 中可以看出，微电网在制定分时阶梯电价机制后，响应后负荷曲线与原来的负荷曲线有着一定差别。在系统制定分时阶梯电价后，总体负荷水平上升，而且负荷曲线特性有所改善，在风电光伏出力高峰时段，负荷水平的上升有利于对其的消纳。由于需求侧对电价的自弹性和互弹性作用，负荷曲线的峰谷特性明显改善，同时与分布式新能源发电的出力曲线也更加匹配。

事实上，运行本文不确定二层规划模型，可以得到上层决策者制定的分时电价机制和原有的分时电价机制比较如表 1 所示。

可以看出，根据模型的设定，分时阶梯电价机制下各个时段的峰谷设置仍然沿用原来的分时电价机制，但是在各个时段将电价水平分为了三段，每段逐级递增。对于任一种类型的时段，优化结果给出的第一档电价水平均低于原来的分时电价水平，而给出的第三档电价水平均高于原来的分时电价水平，而第二档的电价水平受到模型中各个因素的制约，可能高于或者低于原有电价水平。

表 1 上层模型分时阶梯电价优化结果

Table 1 Optimization results of the TOU & tiered pricing by the upper model

时段类型	时段	分时电价	一档	二档	三档
			0~150 kW	150~340 kW	>340 kW
峰时段	1~7 与 24	0.83 元/kWh	0.758 元/kWh	0.874 元/kWh	0.926 元/kWh
谷时段	11~15 与 19~21	0.17 元/kWh	0.182 元/kWh	0.182 元/kWh	0.182 元/kWh
平时段	剩余时段	0.49 元/kWh	0.416 元/kWh	0.497 元/kWh	0.538 元/kWh

下层决策者制定的系统优化运行方案如图 3 所示。图中表示了微电网中主要供电设备的运行功率曲线。包括了微燃机和燃料电池的一天出力曲线图，蓄电池储能一天充放电功率曲线图以及系统与外网交换功率曲线图。此外，储能一天剩余电量曲线图如图 4 所示。

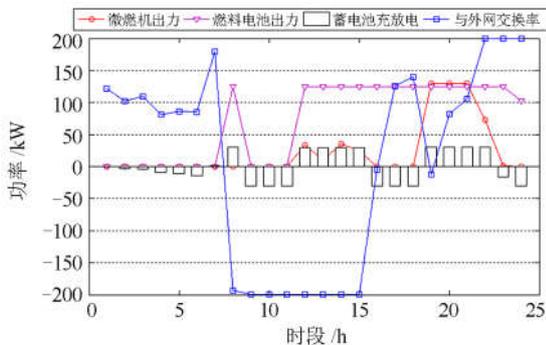


图 3 微电网一天优化运行方案

Fig. 3 Optimal operation scheme of microgrid in a day

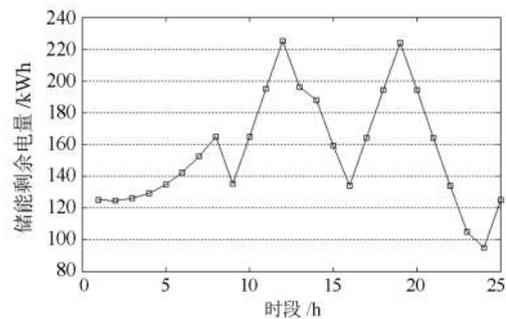


图 4 储能一天剩余电量曲线

Fig. 4 Residual electricity curve of energy storage in a day

从优化运行结果可以看出，在第 1 到第 7 时段内，由于系统处于谷时段，基本采用外网低价的电进行供电，储能充分充电，为之后获取削峰填谷效益做好准备。然而由于储能容量有限，储能并没有按照额定功率进行充电，这也是因为微电网中储能的作用主要是功率平抑作用而且成本较高，不宜配置过大容量。在第 8 到第 16 时段，分布式光伏和

风电出力均达到高峰, 系统也通过分时阶梯电价机制扩大负荷需求, 增加消纳能力, 此外还通过公共耦合点向外网售电获取收益。在之后的时段, 系统迎来了负荷高峰时段, 不仅储能充分放电, 燃料满发, 连成本相对较高的微燃机可处于开机状态, 以满足紧张的功率需求。从储能剩余电量曲线可以看出, 储能的充放电过程符合了电价水平, 风光出力水平以及负荷水平综合构成的系统峰谷特性。

上层决策者制定的分时阶梯电价机制和下层决策者制定的微电网优化运行方案能够给系统的运行提供实际参考。事实上, 为了比较微电网在原来分时电价机制和本文分时阶梯电价机制下的差异, 本文制定了一些指标对两者进行比较, 具体如表2所示。

表2 分时电价和分时阶梯电价下微电网运行指标比较

Table 2 Comparison of operation indexes of microgrid under TOU price and TOU & tiered pricing

系统运行指标	分时电价	分时阶梯电价
系统综合运行成本	675.38 元	649.44 元
微电网运营商电费收入	4 149.5 元	4 356.3 元
微电网综合效益	3 474.12 元	3 706.86 元
风光消纳率	87.21%	97.68%
用户平均购电价格	0.594 2 元/kWh	0.586 6 元/kWh
用户用电效益变化	0.104	

从表2中可以看出, 采用本文的模型, 微电网在分时阶梯电价机制下各项运行指标均优于原来的状况。对于供电侧, 系统综合运行成本下降, 微电网运营商电费收入增加, 所以微电网综合效益由原来的3 474.12元增加到了3 706.86元。对于用户侧来说, 用户在满足用户用电效益还有增加的情况下, 用户平均购电价格却由原来的0.5942元/kWh下降到了0.5866元/kWh。

从国家能源战略层面来说, 分时阶梯电价机制下系统的风光消纳率提升, 弃风弃光现象减少。微电网在原来分时电价机制下和现有分时阶梯电价机制下的风光消纳情况如图5所示。

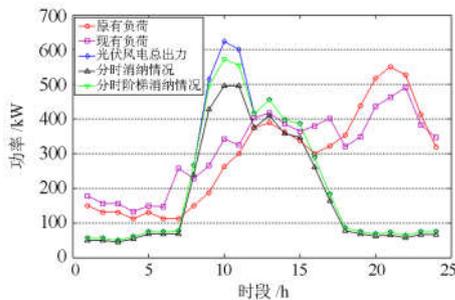


图5 分时电价和分时阶梯电价下风电光伏消纳情况比较
Fig. 5 Comparison of consumptive situation of WT and PV in TOU price and TOU & tiered pricing

从图5中可以看出, 对风光的消纳率的提升主要体现在风光出力高峰时段消纳水平的提升, 而这正是得益于分时阶梯电价机制对负荷曲线的改善作用。事实上, 风光的综合消纳率由87.21%提升到了97.68%。

本文模型计及了系统运行的不确定性, 分别在上层决策者和下层决策者考虑进而制定计划。而这也是采用不确定二层规划模型的意义。以上的优化运行结果都是在 α_{up} 、 β_{up} 、 α_{down} 、 β_{down} 均为0.9的情况下做出的。实际上, 置信度变化后系统的优化结果会有区别, 这实际上是不同置信度水平体现了决策者对系统运行指标和指标达成可靠性之间的权衡。对于上层决策者, 选取不同的 α_{up} 、 β_{up} , 可以得到上层决策者目标函数和置信度之间的关系如表3所示, 表中效益的单位为元, 第一行为 β_{up} , 第一列为 α_{up} 。

表3 上层模型微电网综合效益与置信度的关系

Table 3 Relationship between the comprehensive benefit of microgrid and confidence level in the upper model

效益	0.80	0.85	0.90	0.95	0.98	0.99
0.80	386.59	386.03	378.55	370.67	362.95	355.39
0.85	386.03	385.48	378.00	370.14	362.43	354.87
0.90	378.55	378.00	370.67	362.95	355.39	347.97
0.95	370.67	370.14	362.95	355.39	347.97	340.71
0.98	362.95	362.43	355.39	347.97	340.71	333.59
0.99	355.39	354.87	347.97	340.71	333.59	326.61

从表3可以看出, 随着 α_{up} 、 β_{up} 的增大, 上层决策者能够优化得到的微电网综合效益就越低。这是因为为了满足足够的目标函数可靠性和约束条件可靠性, 上层决策者需要牺牲部分的效益指标。

对于下层决策者, 选取不同的 α_{down} 、 β_{down} , 可以得到下层决策者目标函数和置信度之间的关系如表4所示, 表中效益的单位为元, 第一行为 β_{down} , 第一列为 α_{down} 。

表4 下层模型微电网综合运行成本与置信度的关系

Table 4 Relationship between the integrated operation cost of microgrid and confidence level in the lower level

成本	0.80	0.85	0.90	0.95	0.98	0.99
0.80	591.20	614.48	619.54	632.78	651.72	657.72
0.85	614.48	638.72	643.99	657.78	677.50	683.75
0.90	619.54	643.99	649.30	663.21	683.10	689.40
0.95	632.78	657.78	663.21	677.44	697.77	704.21
0.98	651.72	677.50	683.10	697.77	718.75	725.39
0.99	657.72	683.75	689.40	704.21	725.39	732.10

从表 4 可以看出, 随着 α_{down} 和 β_{down} 的增大, 上下层决策者能够优化得到的微电网综合运行成本就越大。这和上层决策者的情况是同样的道理。

通过给出上层决策目标和下层决策目标与置信度的关系, 能够给决策者提供决策支持, 使得决策者在计及系统不确定性的前提下, 准确把握系统运行指标与置信度的关系。

为了验证混沌粒子群算法的求解性能, 以下层模型为例, 在置信度 α_{down} 和 β_{down} 均为 0.9 的情况下针对同样的模型分别采用普通粒子群算法和混沌粒子群算法进行求解, 得到算法的迭代收敛曲线如图 6 所示。可以看出, 混沌粒子群算法收敛速度更快, 寻优能力更优。

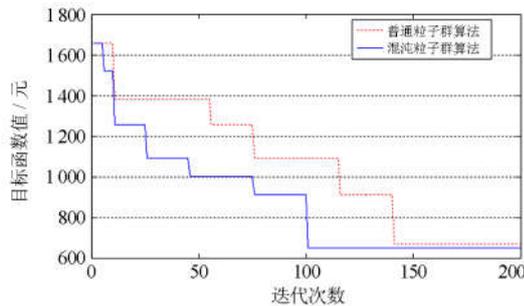


图 6 迭代过程对比图

Fig. 6 Comparison of the iterative process curve

6 结论

本文首先建立了分时阶梯电价机制下需求侧响应模型, 能够在原有分时电价机制的基础上得到分时阶梯电价机制下响应后负荷水平; 其次采用不确定二层规划模型建立计及不确定性的分时阶梯电价-微电网联合调度模型, 该模型能够为系统建立合理的分时阶梯电价机制以及微电网优化运行计划。比较系统运行的相关指标可以看出, 相比于原有分时电价机制下, 微电网在分时阶梯电价机制下系统综合效益更高, 系统综合运行成本更低, 风光消纳率更高, 用户平均购电价格下降。最后分析了模型中置信度对联合优化调度的影响, 通过这种方式为不同风险偏好的决策者提供参考。

参考文献

[1] 马宇辉, 刘念. 用户侧微电网的能量管理方法综述[J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(23): 158-168.
 MA Yuhui, LIU Nian. Survey on energy management method of community micro-grid[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(23): 158-168.
 [2] LASSETER R, AKHIL A, MARNAY C, et al. Integration of distributed energy resources[C] // Proceedings of Consortium for Electric Reliability Technology Solutions.

California: Lawrence Berkeley National Laboratory, 2002: 2-6.
 [3] HU Bo, WANG He, YAO Sen. Optimal economic operation of isolated community microgrid incorporating temperature controlling devices[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2017, 2(2): 70-80. DOI: 10.1186/s41601-017-0037-1.
 [4] 李鹏, 张玲, 王伟, 等. 微网技术应用与分析[J]. 电力系统自动化, 2009, 33(20): 109-115.
 LI Peng, ZHANG Ling, WANG Wei, et al. Application and analysis of microgrid[J]. Automation of Electric Power Systems, 2009, 33(20): 109-115.
 [5] LI Han, ESEYE A T, ZHANG Jianhua, et al. Optimal energy management for industrial microgrids with high-penetration renewables[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2017, 2(2): 122-135. DOI: 10.1186/s41601-017-0040-6.
 [6] 毛晓明, 陈深, 吴杰康, 等. 分时电价机制下含蓄电池微网的优化调度[J]. 电网技术, 2015, 39(5): 1192-1197.
 MAO Xiaoming, CHEN Shen, WU Jiekang, et al. Optimal dispatching of microgrid containing battery under time-of-use price mechanism[J]. Power System Technology, 2015, 39(5): 1192-1197.
 [7] 张明锐, 陈洁, 杜志超, 等. 考虑交互功率控制的微网经济运行[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(7): 1013-1023.
 ZHANG Mingrui, CHEN Jie, DU Zhichao, et al. Economic operation of micro-grid considering regulation of interactive power[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(7): 1013-1023.
 [8] 邢龙, 张沛超, 方陈, 等. 基于广义需求侧资源的微网运行优化[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(12): 7-12.
 XING Long, ZHANG Peichao, FANG Chen, et al. Optimal operation for microgrid using generalized demand side resources[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(12): 7-12.
 [9] 李晖, 马瑞, 罗阳. 基于 Stackelberg 博弈的微网价格型需求响应及供电定价优化[J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(5): 88-95.
 LI Xuan, MA Rui, LUO Yang. Price-based demand response of micro-grid and optimal pricing strategy based on Stackelberg game[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(5): 88-95.
 [10] 马霖, 张世荣. 分时电价/阶梯电价下家庭并网光伏发电系统运行优化调度[J]. 电网技术, 2016, 40(3): 819-825.
 MA Lin, ZHANG Shirong. Optimal operation scheduling of family grid-connected photovoltaic systems under

- time-of-use and ladder tariffs[J]. Power System Technology, 2016, 40(3): 819-825.
- [11] 王先齐, 汤泽琦. 基于分时电价机制的并网型微网多目标动态优化调度[J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(4): 9-18.
WANG Xianqi, TANG Zeqi. Multiobjective dynamic optimal dispatching of grid-connected microgrid based on TOU power price mechanism[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(4): 9-18.
- [12] 夏叶, 康重庆, 宁波, 等. 用户侧互动模式下发用电一体化调度计划[J]. 电力系统自动化, 2012, 36(1): 17-23.
XIA Ye, KANG Chongqing, NING Bo, et al. A generation and load integrated scheduling on interaction mode on customer side[J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(1): 17-23.
- [13] Benefits of demand response in electricity markets and recommendations for achieving them. A report to the United States Congress pursuant to section 1252 of the Energy Policy Act of 2005[R]. DOE, US, 2006.
- [14] 黄海涛, 张粒子, 乔慧婷. 基于变密度聚类的居民阶梯分段电量制定方法[J]. 电网技术, 2010, 36(11): 111-116.
HUANG Haitao, ZHANG Lizi, QIAO Huiting. A method to determine step-shaped electricity consumption levels for residential area based on variable-density clustering[J]. Power System Technology, 2010, 36(11): 111-116.
- [15] 张粒子, 黄海涛, 归三荣. 我国居民阶梯电价水平制定方法研究[J]. 价格理论与实践, 2010(4): 44-45.
ZHANG Lizi, HUANG Haitao, GUI Sanrong. The method on price level of the residential block electricity tariff[J]. Price Theory and Practice, 2010(4): 44-45.
- [16] 朱柯丁, 宋艺航, 谭忠富. 居民生活阶梯电价设计优化模型[J]. 华东电力, 2011, 40(6): 862-867.
ZHU Keding, SONG Yihang, TAN Zhongfu. Design optimization model for tiered pricing of household electricity consumption[J]. East China Electric Power, 2011, 40(6): 862-867.
- [17] 李媛, 罗琴, 宋依群, 等. 基于需求响应的居民分时阶梯电价档位制定方法研究[J]. 电力系统保护与控制, 2012, 40(18): 65-68, 74.
LI Yuan, LUO Qin, SONG Yiqun, et al. Study on tiered level determination of TOU & tiered pricing for residential electricity based on demand response[J]. Power System Protection and Control, 2012, 40(18): 65-68, 74.
- [18] 李鹏, 徐伟娜, 周泽远, 等. 基于改进万有引力搜索算法的微网优化运行[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(19): 3073-3079.
LI Peng, XU Weina, ZHOU Zeyuan, et al. Optimal operation of microgrid based on improved gravitational search algorithm[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(19): 3073-3079.
- [19] 高金伍. 不确定多层规划模型与算法[D]. 北京: 清华大学, 2005.
- [20] 李鹏, 李涛, 张双乐, 等. 基于混沌二进制粒子群算法的独立微网系统的微电源组合优化[J]. 电力自动化设备, 2013, 33(12): 33-38.
LI Peng, LI Tao, ZHANG Shuangle, et al. Combinatorial optimization of micro-sources in standalone microgrid based on chaotic binary particle swarm optimization algorithm[J]. Electric Power Automation Equipment, 2013, 33(12): 33-38.
- [21] 彭锦, 刘宝碇. 不确定规划的研究现状及其发展前景[J]. 运筹与管理, 2002, 11(2): 1-9.
PENG Jin, LIU Baoding. Uncertain programming: current status and future prospects[J]. Operations Research and Management Science, 2002, 11(2): 1-9.
- [22] 吴昊, 王艳松. 基于智能单粒子算法的微电网经济调度[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(20): 43-49.
WU Hao, WANG Yansong. Economic dispatch of microgrid using intelligent single particle optimizer algorithm[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(20): 43-49.
- [23] 陈洁, 杨秀, 朱兰, 等. 微网多目标经济调度优化[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(19): 57-66, 19.
CHEN Jie, YANG Xiu, ZHU Lan, et al. Microgrid multiobjective economic dispatch optimization[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(19): 57-66, 19.

收稿日期: 2018-04-20; 修回日期: 2018-08-31

作者简介:

刘 博 (1981—), 女, 通信作者, 硕士, 研究方向为分布式新能源并网与电力营销; E-mail: liuboyy0098@126.com

姜秉梁 (1979—), 男, 硕士, 研究方向为微电网智能化监测与自动控制技术;

郝 宁 (1985—), 男, 硕士, 研究方向为输配电线路运检。

(编辑 周金梅)