

DOI: 10.7667/PSPC160125

## 考虑可削减负荷参与的含风光储微网经济优化调度

李东东<sup>1</sup>, 徐连连<sup>2</sup>, 刘翔<sup>3</sup>, 林顺富<sup>1</sup>, 牛立群<sup>4</sup>

(1. 上海电力学院上海高校高效电能应用工程研究中心, 上海 200090; 2. 国网上海市电力公司培训中心, 上海 200438; 3. 国网安徽省电力公司检修公司, 安徽 合肥 230000; 4. 国网阜阳供电公司, 安徽 阜阳 236017)

**摘要:** 现有的微网经济运行大都以分布式电源及储能单元为可控变量进行优化调度, 对微网负荷资源的管理关注较少。首先提出了微网中可削减负荷补偿代价模型, 其次以微网运行一天综合经济成本最低为目标建立了可削减负荷、分布式电源、燃料电池联合优化调度的四种模式。以一典型微网系统为例, 在 Matlab 环境下编写了优化算法程序, 针对四种模式建立了能量优化调度策略, 分析了四种模式下微网优化运行结果。仿真结果表明, 微网与主网间的能量双向交互能明显降低微网的运行成本, 可削减负荷的参与能够有效提高微网运行的经济性。此外, 优化模型为微网中联合优化调度进一步发展提供参考依据。

**关键词:** 微网; 经济运行; 可削减负荷; 双向交互; 补偿代价

### Optimal dispatching of microgrid considering the participation of reducible loads, distributed generators (DG) and energy storage units

LI Dongdong<sup>1</sup>, XU Lianlian<sup>2</sup>, LIU Xiang<sup>3</sup>, LIN Shunfu<sup>1</sup>, NIU Liqun<sup>4</sup>

(1. Shanghai Higher Institution Engineering Research Center of High Efficiency Electricity Application, Shanghai University of Electric Power, Shanghai 200090, China; 2. Training center of State Grid Shanghai Municipal Electric Power Company, Shanghai 200438, China; 3. Maintenance Company, State Grid Anhui Electric Power Company, Hefei 230000, China; 4. State Grid Fuyang Power Supply Company, Fuyang 236017, China)

**Abstract:** Most of the existed economic operations of microgrid are using distributed generator (DG) and energy storage unit as controllable devices for optimization scheduling, while there is little focus on load resources management. So that, a compensation model for reducible loads is presented, with four different optimal dispatching models consisting of reducible loads, distributed generators (DG) and energy storage units being built. Taking a typical microgrid system for example, four different optimal models are simulated and analyzed in Matlab environment. The results show that, the microgrid operation cost can be reduced when the two-way interaction between the microgrid and main network is available, and the economy of microgrid operation can be improved greatly with the participation of reducible loads. The optimal model can provide basis for further development of the microgrid.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (No. 51207088 and No. 51507100) and Shanghai Committee of Science and Technology (No. 15YF1404600, No. 14DZ1201602, and No. 13DZ2251900).

**Key words:** microgrid; economic operation; reducible loads; two-way interaction; compensation model

## 0 引言

微网可将各种分布式电源、负荷、储能单元及控制装置等结合, 形成一个单一可控的单元, 向用户同时供给电能和热能<sup>[1]</sup>。作为一种新兴的电网单

元, 微网能有效减少分布式发电对电网的冲击, 充分挖掘分布式发电为电网和用户带来的价值和效益<sup>[2-7]</sup>。现今国内外对微网的研究主要集中在微网控制、保护、可靠性以及经济运行上, 关于微网控制、保护及可靠性的研究已日趋完善, 但是微网的经济效益还没有得到有效验证。

目前, 微网的优化运行主要是根据不同的可控 DG 以及不同的优化目标建立运行优化模型, 并用多种算法对优化模型进行求解。文献[1]建立了含冷

基金项目: 国家自然科学基金(51207088、51507100); 上海市科学技术委员会资助项目(15YF1404600、14DZ1201602、13DZ2251900)

热电联产的微网运行优化模型，确定了冬夏典型日各微电源的运行调度方案。文献[8]在分析分布式电源特性的基础上，建立了含分布式电源的购电成本最小、网损费用最小、投资成本最小以及电压稳定裕度最大的多目标优化模型，具有一定的启发意义。文献[9]研究了多种因素对含钠硫电池的微网系统优化运行结果的影响，有一定的实际意义。文献[10]提出了空调系统和热水器两种典型居民负荷的精细化模型，并得出居民侧负荷响应可平缓分布式电源波动性的结论。文献[11]以多种分布式能源为对象建立了一个以综合成本最小为优化目标，满足多约束条件的微电网能量管理模型。文献[12]对热电联产机组热电负荷分配问题进行优化，并且通过目标函数中的约束条件引入罚因子来确定适应度函数。

微网系统中存在大量可以削减的对供电可靠性相对要求不高的负荷，如空调负荷(控制空调启停时间、调整空调设定温度实现负荷削减)等。据测算，我国一些大中城市的空调负荷已占到夏季峰时负荷的30%以上，某些地区甚至超过40%，已成为夏季电网电力紧缺的主要原因<sup>[13]</sup>。由此可知，微网负荷削减潜力巨大。

基于上述背景，本文建立了微网可削减负荷的补偿代价模型，提出了考虑可削减负荷参与的微网优化调度模型，将分时电价考虑在内，基于粒子群算法编写了优化程序，分析对比了不同运行条件下可控负荷参与与否的微网优化调度结果。

## 1 可削减负荷的补偿代价模型

### 1.1 微网的基本结构

本文采用的微网系统是由分布式电源、储能单元以及微网负荷3部分组成。微网与主网并网运行，其基本结构如图1所示。

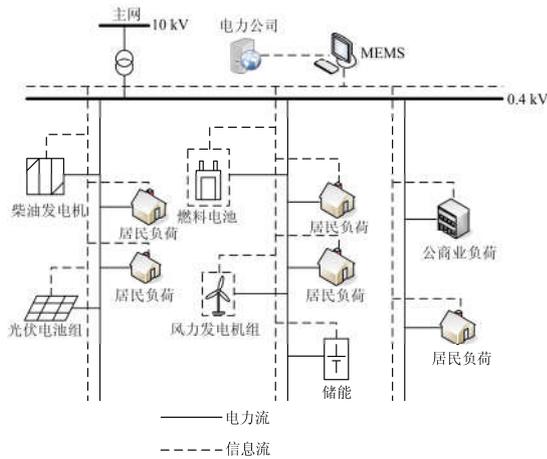


图1 微网的基本结构

Fig. 1 Basic structure of a microgrid

分布式电源包括风力发电机、光伏电池、柴油发电机以及燃料电池。风电、光伏的出力很大程度上受外部环境决定，属于不可控单元。柴油发电机、燃料电池的出力可以按照需要人为调节，属于可控单元。储能单元可调整发电与供电的时间差，降低自然条件对风电、光伏出力的影响，确保微网系统连续稳定的供电，储能装置的充放电状态一般会由电价、微网负荷水平以及储能自身的荷电状态决定，也属于可控单元。

由于本文采用的微网系统含有储能以及多台分布式发电机组，需要建立一个集中能源管理系统<sup>[14]</sup>，称为微网能源管理系统(MEMS)。MEMS是微网与主网的信息流联结点，其基本的传输通信网络如图1所示。MEMS的主要功能之一是根据天气信息及历史数据预测未来24h风光出力及微网总负荷需求，同时可获得电力公司发送的电价信息、微网分布式电源信息及微网可中断负荷容量信息，并依此制定微网能源优化调控计划，协调分布式电源同步控制装置以及下级能源管理系统产生最优的可控发电机组出力计划、负荷中断策略。

### 1.2 微网可中断负荷的补偿代价模型

传统的电力系统调度基本都是通过改变发电机组的出力来适应负荷的波动。近年来国内外学者正逐步研究在负荷高峰期通过削减负荷(如空调、洗衣机等)取代增加额外发电的方式维持电力系统平衡<sup>[15-17]</sup>。微网作为一种小型的电力系统，也可以通过合理的负荷削减策略来提高微网运行的可靠性与经济性。此外随着智能电网技术的发展，高级量测体系(AMI)的不断完善也将为准确、快速的负荷削减响应要求提供技术支持。

可削减负荷是指在某个时段微网系统可以削减的对供电可靠性要求不高的负荷，如空调负荷(控制空调启停时间、调整空调设定温度实现负荷削减)等，负荷削减是一项重要的负荷管理措施，具有较快的响应速度，能有效调动用户的互动积极性，参与到微网优化调度中来。

本文主要是基于可削减负荷的补偿代价措施，即在不超过各时段微网负荷削减潜力的情况下，通过对削减负荷进行补偿的方式，激励用户调整相关用电设备实现有效削峰，以减少微网总的运行费用。负荷削减会对微网内用户带来一定的经济与舒适度损失，负荷削减量越高，所造成的经济与舒适度损失也越大，因此补偿成本应与削减容量呈正相关。此外由于可削减负荷补偿代价系数应随着削减电力值的增加适度提高，本文建立的可削减负荷补偿代价函数如式(1)所示， $C_{RL}$ 表示可削减负荷补偿代价，

即相关负荷削减措施所对应的成本, 包括通信费用、经济和舒适度损失。

$$C_{RL} = \sum_{t=1}^{24} \sum_{s=1}^3 [K_s(t) \times P_{RLs}(t)] \quad (1)$$

式中:  $K_s(t)$  为  $t$  时段削减第  $s$  段电力所对应的代价系数;  $P_{RLs}(t)$  为  $t$  时段第  $s$  段所对应的削减电力值。

## 2 可削减负荷参与的微网优化模型

### 2.1 目标函数

考虑可削减负荷参与的微网经济优化运行的目标是: 根据微网未来24 h负荷、风光出力预测结果, 在保证微网系统安全稳定运行的基本前提下, 通过合理安排各可控单元的出力计划以及负荷削减策略, 使得微网系统运行一天的综合经济成本最少。风电、光伏的出力很大程度上受外部环境决定, 故本文优化模型不将风电、光伏发电机组当作优化变量, 不考虑风电、光伏的发电成本。柴油发电机以及燃料电池的发电成本包括燃料成本、投资折算成本以及运行维护成本。储能单元可通过调节充放电功率来保证微网的稳定运行, 其运行成本包括投资折算成本以及运行维护成本。对于并网微网系统, 当内部电源不足或自行满足经济性较差时, 可从主网购电。本文不计微网内部向负荷售电的收益, 不计微网网损, 将一天分为24个时段, 分时段进行优化。

本文中分布式电源包括风电、光伏、燃料电池、柴油发电机。微网购电价格一般高于售电价格, 本文以微网运行经济最优为目标所求的结果自动满足优先自发自用, 尽可能少向电网倒送功率, 余量部分才向电网倒送电。

综上, 微网一天综合运行经济成本  $C_{eco}$  可表示为

$$C_{eco} = C_{Grid} + C_{FC} + C_{DE} + C_{ES} + C_{RL} \quad (2)$$

式中:  $C_{Grid}$  为系统与配电网交互成本;  $C_{FC}$  为燃料电池运行一天的成本;  $C_{DE}$  为柴油发电机运行一天的成本;  $C_{ES}$  为储能单元运行一天的成本。各成本表达式如下所述。

系统与配电网交互成本为

$$C_{Grid} = \sum_{t=1}^{24} [CP_t \times \max(0, P_{Grid}(t)) + CS_t \times \min(0, P_{Grid}(t))] \quad (3)$$

式中:  $CP_t$  为  $t$  时段微网向主网购电电价;  $CS_t$  为  $t$  时段微网向主网售电电价;  $P_{Grid}(t)$  为  $t$  时段主与微网的交换功率, 在允许微网与主网能量双向交互时, 主网向微网送电为正, 主网向微网买电为负。可见,  $P_{Grid}(t)$  表示在任意时刻, 微网只能处于向主网购电与售电两者状态之一。

储能单元运行一天的成本, 其中包括投资成本折算到一天的成本以及运行管理成本:

$$\begin{cases} C_{ES} = \frac{ADCC_1}{P_{esn} \times T_{a1} \times cf_1} \left| \sum_{t=1}^{24} P_{es}(t) \right| + K_{es} \times \left| \sum_{t=1}^{24} P_{es}(t) \right| \\ ADCC_1 = InsCost_1 \times CFR_1 \\ CFR_1 = \frac{d(1+d)^{L_1}}{(1+d)^{L_1} - 1} \end{cases} \quad (4)$$

式中:  $ADCC_1$  为储能单元的年均折旧成本;  $P_{esn}$  为储能单元的额定输出功率;  $T_{a1}$  为储能单元的年运行小时数;  $cf_1$  为容量因素;  $P_{es}(t)$  为  $t$  时刻储能的充放电功率(充电为负, 放电为正);  $K_{es}$  为储能单元的运行管理成本系数;  $InsCost_1$  为储能单元单位容量安装成本;  $CFR_1$  为储能单元的资本回收系数;  $d$  为利率;  $L_1$  为储能单元寿命。

燃料电池运行一天的成本, 其中包括燃料成本、投资成本折算到一天的成本以及运行管理成本:

$$\begin{cases} C_{FC} = C_{ng} \times \frac{1}{LHV_{ng}} \times \sum_{t=1}^{24} \frac{P_{fc}(t)}{\eta_{fc}(t)} + \\ \frac{ADCC_2}{P_{fcn} \times T_{a2} \times cf_2} \sum_{t=1}^{24} P_{fc}(t) + K_{fc} \times \sum_{t=1}^{24} P_{fc}(t) \\ \eta_{fc}(t) = -0.0023P_{fc}(t) + 0.6735 \\ ADCC_2 = InsCost_2 \times CFR_2 \\ CFR_2 = \frac{d(1+d)^{L_2}}{(1+d)^{L_2} - 1} \end{cases} \quad (5)$$

式中:  $ADCC_2$  为燃料电池的年均折旧成本;  $P_{fcn}$  为燃料电池的额定输出功率;  $T_{a2}$  为燃料电池的年运行小时数;  $cf_2$  为容量因素;  $K_{fc}$  为燃料电池的运行管理成本系数;  $C_{ng}$  为天然气价格;  $LHV_{ng}$  为天然气低热值, 这里取  $9.7 \text{ kWh/m}^3$ ;  $P_{fc}(t)$  为  $t$  时段的净输出功率;  $\eta_{fc}(t)$  为  $t$  时段内的电池总效率;  $InsCost_2$  为燃料电池单位容量安装成本;  $CFR_2$  为燃料电池的资本回收系数;  $d$  为利率;  $L_2$  为燃料电池寿命。

柴油发电机运行一天的成本, 其中包括燃料成本、投资成本折算到一天的成本以及运行管理成本:

$$\begin{cases} C_{DE} = \sum_{t=1}^{24} [aP_{de}^2(t) + bP_{de}(t) + c] + \\ \frac{ADCC_3}{P_{den} \times T_{a3} \times cf_3} \sum_{t=1}^{24} P_{de}(t) + K_{de} \times \sum_{t=1}^{24} P_{de}(t) \\ ADCC_3 = InsCost_3 \times CFR_3 \\ CFR_3 = \frac{d(1+d)^{L_3}}{(1+d)^{L_3} - 1} \end{cases} \quad (6)$$

式中:  $a, b, c$  为柴油发电机的费用系数;  $ADCC_3$  为柴油发电机的年均折旧成本;  $P_{den}$  为柴油发电机的额定输出功率;  $T_{a3}$  为柴油发电机的年运行小时数;  $cf_3$  为容量因素;  $K_{de}$  为柴油发电机的运行管理成本系数;  $P_{de}(t)$  为  $t$  时段的净输出功率;  $InsCost_3$  为柴油发电机单位容量安装成本;  $CFR_3$  为柴油发电机的资

本回收系数； $d$ 为利率； $L_3$ 为柴油发电机寿命。

故考虑可削减负荷参与的微网优化的目标是微网一天的综合运行经济成本最低，其目标函数为  $\min C_{eco}$ 。

### 2.2 约束条件

以微网综合运行经济成本最小为目标的优化模型需考虑的约束有功率平衡约束、发电容量约束、削减负荷容量约束、联络线传输容量约束以及储能单元的安全约束，具体如下所述。

#### ① 功率平衡约束

$$P_{Load}(t) - P_{RL}(t) = P_{Grid}(t) + P_{DG,i}(t) + P_{es}(t) \quad (7)$$

式中： $P_{Load}(t)$ 为 $t$ 时段微网系统的所有负荷总量； $P_{DG,i}(t)$ 为 $t$ 时段发电单元 $i$ 出力。

#### ② 发电容量约束

各发电单元处理需满足机组容量限制才能稳定运行，即要求

$$P_{DG,i}^{min} \leq P_{DG,i} \leq P_{DG,i}^{max} \quad (8)$$

式中： $P_{DG,i}^{min}$ 、 $P_{DG,i}^{max}$ 分别为发电单元 $i$ 最小、最大安全出力。

#### ③ 削减负荷容量约束

削减负荷功率不能超过微网系统负荷削减潜力上限。

$$0 \leq P_{RL}(t) \leq P_{RL}^{max} \quad (9)$$

式中： $P_{RL}^{max}$ 为微网系统负荷削减潜力上限。

#### ④ 联络线传输容量约束

微网与配电网交互的传输容量需满足式(10)。

$$P_{line}^{min} \leq P_{Grid}(t) \leq P_{line}^{max} \quad (10)$$

式中： $P_{line}^{min}$ 、 $P_{line}^{max}$ 为微网与配电网之间联络线上的传输容量限值。当 $P_{line}^{min}$ 为负时，则对应分布式电源发电量的余量上网。

#### ⑤ 储能单元存储容量的约束

为了提高蓄电池的使用寿命，必须满足蓄电池荷电状态约束。

$$SOC_{min} \leq SOC_t \leq SOC_{max} \quad (11)$$

式中： $SOC_t$ 为 $t$ 时段蓄电池的荷电状态； $SOC_{min}$ 、 $SOC_{max}$ 分别为蓄电池容量的最小最大值。

⑥ 电池的寿命也与其充放电率有关，充放电率过高将降低电池的使用寿命。每小时的充放电容量不能超过其最大存储容量的20%。即得充放电约束为

$$\begin{cases} \frac{\eta_{ch} \times I_e \times \Delta t}{C_N} \leq 0.2 \\ \frac{I_e \times \Delta t}{C_N \times \eta_{dis}} \leq 0.2 \end{cases} \quad (12)$$

式中： $\eta_{ch}$ 、 $\eta_{dis}$ 为充放电效率； $I_e$ 为蓄电池实际充放电电流； $C_N$ 为蓄电池标称容量。

## 3 算例分析

### 3.1 基础数据

为检验上文所提模型的有效性，本文对图1微网系统在2种不同情况下的仿真结果进行了分析验证。情况I为允许微网向主网送电，即微网与主网之间能量可以双向流动；情况II为不允许微网向主网送电，即能量只能从主网流向微网。

根据6时段3级分时电价标准将一天分为6个时间段进行分析，峰时段为10:00-15:00、18:00-21:00，平时段为07:00-10:00、15:00-18:00、21:00-23:00，谷时段为00:00-07:00、23:00-24:00。分时电价如表1所示。

分布式电源参数如表2所示，图2为某一典型日各时段负荷需求以及风光出力预测结果。

表1 系统购电及售电价格  
Table 1 Purchase and sale price of electricity

交易方式	价格/(元/kWh)		
	峰时段	平时段	谷时段
购电	0.83	0.49	0.17
售电	0.65	0.38	0.13

表2 储能与分布式电源参数  
Table 2 Parameters of distributed generators (DG) and energy storage units

电源类型	ES	FC	DE
额定功率/kW	30	80	60
寿命/年	15	15	15
安装成本/(万元/kW)	2.534	4.275	1.600
容量因素	0.176	0.585	0.683
运行管理系数/(元/kW)	0.032 2	0.029 3	0.088 0

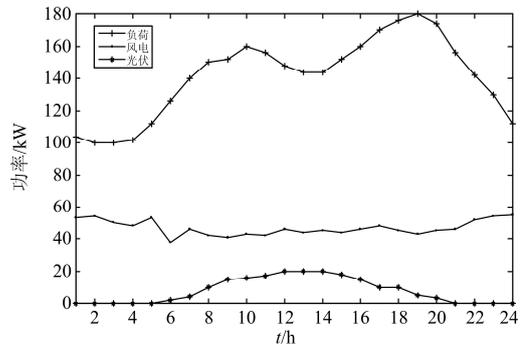


图2 各时段风光出力及负荷需求预测结果  
Fig. 2 Forecasting output of wind, photovoltaic and power demand

本文所用微网系统分布式发电机组安装容量相对较高, 微网与主网间联络线传输容量上限为30 kW, 可控DG发电容量约束分别为 $10 \text{ kW} \leq P_{fc}(t) \leq 80 \text{ kW}$ 和 $12 \text{ kW} \leq P_{dc}(t) \leq 60 \text{ kW}$ , 本文模型中的储能装置是由多块单元电池组成的蓄电池组, 容量为360 Ah, 初始荷电状态为30%, 充放电效率均为90%。

微网系统负荷削减措施所对应的通信控制成本、经济和舒适度损失与负荷削减功率的大小有关, 本文取负荷削减潜力上限为微网系统峰时功率(200 kW)的15%, 即为30 kW。负荷削减补偿代价的分段线性参数如表3所示。

表3 负荷削减补偿代价的分段线性参数

Table 3 Compensation price of reducible load

段号	削减负荷/kW	削减负荷代价/(元/kW)
1	0~5	0.31
2	5~15	0.36
3	15~30	0.45

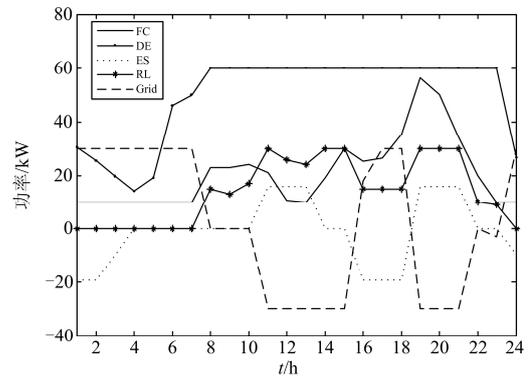
本文根据式(1)~式(12)所建立的优化模型, 在Matlab环境下编写了粒子群优化算法, 对模型进行求解。

### 3.2 结果分析

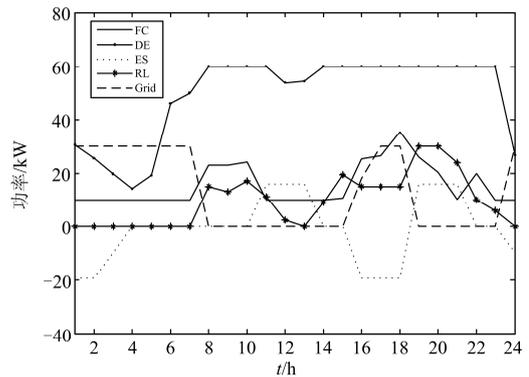
可削减负荷参与(微网与主网能量可双向流动)、可削减负荷参与(微网只买电不送电)、可削减负荷不参与(微网与主网能量可双向流动)和可削减负荷不参与(微网只买电不送电)4种不同模式的微网优化运行结果, 如图3所示。

图3(a)是可削减负荷参与(微网与主网能量可双向流动)的微网优化结果。在0:00-07:00时段, 电价处于谷时段, 负荷水平相对较低, 主网系统在此阶段内的发电成本小于本算例中所有的可控DG, 故主网均以联络线传送功率限值向微网输送功率, DE的发电成本较FC发电成本以及RL补偿代价低, 故优先选择DE满足负荷需求, 此阶段内, 储能先充电达到存储容量上限后停止工作, FC以发电容量约束下限输出功率, 不采用任何IL措施; 在07:00-10:00时段, 电价处于平时段, 微网与主网不发生能量交换, 储能单元不工作, DE处于满发状态,

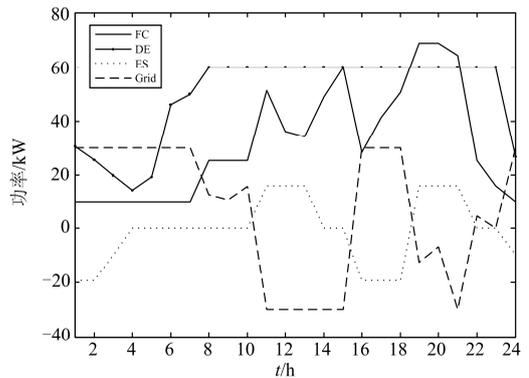
需调整FC出力计划以及RL措施满足剩余负荷需求; 在10:00-15:00时段, 电价处于峰时段, 负荷水平相对较高, 微网向主网售电收益较高, DE处于满发状态, 储能放电, 负荷削减量处于较高水平; 在15:00-18:00时段, 电价处于平时段, DE出于满发状态, 因下一阶段为峰时段, 储能在此阶段充电并在下一阶段放电, 可获得一定的售电收益, 主网向微网输送功率; 在18:00-21:00时段, 电价处于峰时



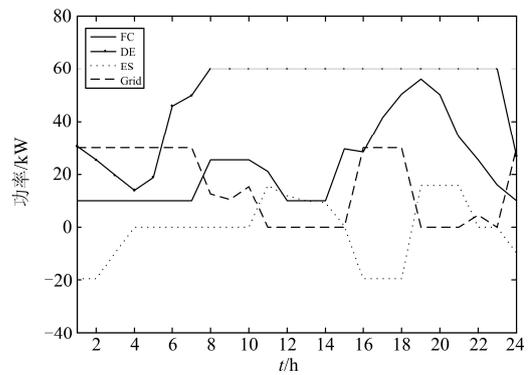
(a) 可削减负荷参与的微网优化结果(能量双向流动)



(b) 可削减负荷参与的微网优化结果(微网只能买电)



(c) 可削减负荷不参与的微网优化结果(能量双向流动)



(d) 可削减负荷不参与的微网优化结果(微网只能买电)

图3 微网优化结果

Fig. 3 Optimization results of microgrid

段, 用电负荷为一天中最高阶段, DE 处于满发状态, 主网以联络线传送功率限值向微网输送功率, 储能放电, 负荷削减及 FC 出力均处于较高水平; 在 21:00-23:00 时段, 电价出于平时段, DE 处于满发状态, 微网与主网几乎不发生能量交互, 因下一时段为谷时段, 储能不工作, 负荷削减量及 FC 出力均处于较低水平; 在 23:00-24:00 时段, 电价处于谷时段, 主网以联络线传送功率上限值向微网输送功率, 储能开始充电, FC 以发电容量约束下限输出功率, 不采用任何 RL 措施, DE 调整出力满足剩余负荷需求。微网一天综合运行经济成本为 673.64 元。

图3(b)为可削减负荷参与的微网优化结果(微网只能买电), 优化结果曲线与图3(a)相似。区别主要在电价峰时段, 在10:00-15:00时段, 主网不向微网送电, 储能放电至存储容量下限后停止工作, 优先考虑使用DE出力, FC以发电容量约束下限值输出功率, 负荷削减量相对较低; 在18:00-21:00时段, 主网不向微网送电, 储能放电, DE处于满发状态, 负荷削减量处于较高水平。微网一天综合运行经济成本为720.72元。

图3(c)为可削减负荷不参与的微网优化结果(能量双向流动), DE出力以及储能充放电功率曲线与图3(a)一致, 微网与主网的交换功率曲线大致与图3(a)一致, 剩余负荷需求由FC出力满足。微网一天综合运行经济成本为726.51元。

图3(d)为可削减负荷不参与的微网优化结果(能量双向流动), DE出力储能充放电功率曲线与图3(b)一致, 储能充放电功率曲线、微网与主网的交换功率曲线大致与图3(b)一致, 剩余负荷需求由FC出力满足。微网一天综合运行经济成本为750.95元。

对比图3(a)、(b)、(c)和(d)的结果可以看出, DE发电成本较FC更低, 因此优先考虑DE出力, 即DE满发的情况下, 才会适度增加FC出力。在可削减负荷参与的情况下, 微网与主网能量可双向流动时, 微网运行一天的综合经济成本为673.64元, 较微网与主网能量不能双向流动时减少了6.53%; 在可削减负荷不参与的情况下, 微网与主网能量可双向流动时, 微网运行一天的综合经济成本为726.51元, 较微网与主网能量不能双向流动时减少了3.25%。在微网与主网间的能量可双向自由流动的情况下, 可削减负荷参与的微网运行一天的综合经济成本为673.64元, 较可削减负荷不参与时减少了7.27%; 在微网只能向主网买电, 不能向主网卖电的情况下, 可削减负荷参与的微网运行一天的综合经济成本为720.72元, 较可削减负荷不参与时减少了4.03%。以上分析表明, 微网与主网间的能量双向自由交互可

使微网的运行成本降低, 即在主网发电成本小于微网中可控DG时, 微网向主网买电, 节省发电成本, 而在主网发电成本大于微网中可控DG时, 在满足负荷需求的基础上, 微网可向主网卖电, 获取收益。可削减负荷参与可使微网的运行成本降低, 即在电价相对较高时, 在满足微网用户基本用电要求的情况下, 通过适度削减负荷部分代替发电成本较高的FC出力, 从而实现降低微网综合运行成本的目标, 此外由于峰时负荷得到削减, 微网系统峰谷差有了一定程度的减小。

## 4 结论

本文建立了微网可削减负荷的补偿代价模型, 提出了考虑可削减负荷参与的微网优化调度模型, 将分时电价考虑在内, 在 Matlab 环境下编写了优化算法, 对优化模型进行求解, 通过算例分析表明, 微网与主网间的能量双向交互可使微网的运行成本降低, 可削减负荷的参与能够有效提供微网运行的经济性。此外, 本文提出的考虑可削减负荷参与的微网优化调度模型, 能有效统筹微网发电侧、用电侧资源, 对微网的安全经济运行有着重要意义, 将对此进行更深入的研究。

## 参考文献

- [1] 牛铭, 黄伟, 郭佳欢, 等. 微网并网时的经济运行研究[J]. 电网技术, 2010, 34(11): 38-42.  
NIU Ming, HUANG Wei, GUO Jiahuan, et al. Research on economic operation of grid-connected microgrid[J]. Power System Technology, 2010, 34(11): 38-42.
- [2] 黄安平, 蒋金良. 智能电网的发展和应用研究[J]. 电气应用, 2011(13): 22-28.  
HUANG Anping, JIANG Jinliang. Development and application of smart grid[J]. Electrotechnical Application, 2011(13): 22-28.
- [3] 刘振国, 胡亚平, 陈炯聪, 等. 基于双层优化的微电网系统规划设计方法[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(8): 125-131.  
LIU Zhenguo, HU Yaping, CHEN Jiongcong, et al. A planning and design method for microgrid based on two-stage optimization[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(8): 125-131.
- [4] 艾欣, 许佳佳. 基于互动调度的微网与配电网协调运行模式研究[J]. 电力系统保护与控制, 2013, 41(1): 143-149.  
AI Xin, XU Jiajia. Study on the microgrid and distribution network co-operation model based on interactive scheduling[J]. Power System Protection and

- Control, 2013, 41(1): 143-149.
- [5] 潘超, 焦薇羽, 孟涛, 等. 基于混合智能粒子群算法的广义电源主动配电网优化配置[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(7): 69-71.  
PAN Chao, JIAO Weiyu, MENG Tao, et al. Optimal allocation of generalized power sources in active distribution network based on hybrid intelligent particle swarm optimization algorithm[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(7): 69-71.
- [6] 薛美东, 赵波, 张雪松, 等. 并网型微网的优化配置与评估[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(3): 6-13.  
XUE Meidong, ZHAO Bo, ZHANG Xuesong, et al. Integrated plan and evaluation of grid-connected microgrid[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(3): 6-13.
- [7] 丁明, 张颖媛, 茆美琴. 微网研究中的关键技术[J]. 电网技术, 2009, 33(11): 6-11.  
DING Ming, ZHANG Yingyuan, MAO Meiqin. Key technologies for microgrids being researched[J]. Power System Technology, 2009, 33(11): 6-11.
- [8] 陈海东, 庄平, 夏建矿, 等. 基于改进萤火虫算法的分布式电源优化配置[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(1): 149-154.  
CHEN Haidong, ZHUANG Ping, XIA Jiankuang, et al. Optimal power flow of distribution network with distributed generation based on modified firefly algorithm[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(1): 149-154.
- [9] 丁明, 张颖媛, 茆美琴, 等. 包含钠硫电池储能的微网系统经济运行优化[J]. 中国电机工程学报, 2011, 31(4): 7-14.  
DING Ming, ZHANG Yingyuan, MAO Meiqin, et al. Economic operation optimization for microgrids including Na/S battery storage[J]. Proceedings of the CSEE, 2011, 31(4): 7-14.
- [10] 赵慧颖, 刘广一, 贾宏杰, 等. 基于精细化模型的需求侧响应策略分析[J]. 电力系统保护与控制, 2014, 42(1): 62-69.  
ZHAO Huiying, LIU Guangyi, JIA Hongjie, et al. Analysis of demand response program based on refined models[J]. Power System Protection and Control, 2014, 42(1): 62-69.
- [11] 马喜平, 谢永涛, 董开松, 等. 多能互补微网的能量管理研究[J]. 高压电器, 2015, 51(6): 108-110.  
MA Xiping, XIE Yongtao, DONG Kaisong, et al. Research on energy management of multi-energy complementary microgrid[J]. High Voltage Apparatus, 2015, 51(6): 108-110.
- [12] 朱誉, 李千军, 冯永新, 等. 基于综合经济指标的双抽热电联产机组负荷优化分配[J]. 热力发电, 2014, 43(7): 15-16.  
ZHU Yu, LI Qianjun, FENG Yongxin, et al. Load optimal distribution for double extraction cogeneration unit based on comprehensive economic cost index[J]. Thermal Power Generation, 2014, 43(7): 15-16.
- [13] 叶剑斌, 黄堃, 刘琼, 等. 面向电网削峰的商业楼宇空调负荷调控实证研究[J]. 江苏电机工程, 2014, 33(1): 30-34.  
YE Jianbin, HUANG Kun, LIU Qiong, et al. Empirical study on air-conditioning load regulation of commercial building for power grid peak clipping[J]. Jiangsu Electrical Engineering, 2014, 33(1): 30-34.
- [14] KATIRAEI F, IRAVANI R, HATZIGYRIOU N, et al. Micro grids management[J]. IEEE Power and Energy Magazine, 2008, 6(3): 54-65.
- [15] 程林, 刘琛, 朱守真, 等. 基于多能协同策略的能源互联微网研究[J]. 电网技术, 2016, 40(1): 132-137.  
CHENG Lin, LIU Chen, ZHU Shouzhen, et al. Study of micro energy internet based on multi-energy interconnected strategy[J]. Power System Technology, 2016, 40(1): 132-137.
- [16] NEWSHAM G R, BENJAMIN B A, ROWLANDS I. A comparison of four methods to evaluate the effect of a utility residential air-conditioner load control program on peak electricity use[J]. Energy Conversion and Management, 2011, 39: 6376-6389.
- [17] 吕天光, 艾芊, 孙树敏, 等. 含多微网的主动配电系统综合优化[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(1): 122-132.  
LÜ Tianguang, AI Qian, SUN Shumin, et al. Behavioural analysis and optimal operation of active distribution system with multi-microgrids[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(1): 122-132.

收稿日期: 2016-01-21; 修回日期: 2016-05-17

作者简介:

李东东(1976-), 男, 通信作者, 博士, 教授, 研究方向为智能用电、风力发电及电压稳定等方面; E-mail: upwgrp@163.com

徐连连(1990-), 女, 硕士, 研究方向为智能用电、微网优化运行。E-mail: xulianlian567@126.com

(编辑 姜新丽)