

# 计及储能和用户需求的并网型微网优化调度模型

李盛伟<sup>1</sup>, 李鹏飞<sup>2</sup>, 白星振<sup>2</sup>, 葛磊蛟<sup>3</sup>

- (1. 国网天津市电力公司经济技术研究院, 天津 300171;  
2. 山东科技大学电气与自动化工程学院, 山东 青岛 266590;  
3. 天津大学电气自动化与信息工程学院, 天津 300172)

**摘要:**为实现并网型微网优化经济运行,计及用户需求响应和储能系统的有效配合,提出了一种并网型微网优化调度模型。在所构建的优化模型中,除考虑需求响应和储能系统之外,还将分布式发电系统、从电网购电和用户的用电满意度等进行考虑,达到了在保证供电质量的前提下,减少微网操作成本的目的。并选用改进的遗传粒子群算法,对优化调度模型进行求解。最后,通过 MATLAB 仿真,验证模型及算法的有效性,并对四个方案进行对比分析,结果表明需求响应和储能系统在本文所提出的模型中,能起到有效减少操作成本的作用。

**关键词:**需求响应; 用户满意度; 光伏发电; 储能系统; 改进的遗传粒子群算法

**DOI:** 10. 12067/ATEEE1712024      **文章编号:** 1003-3076(2018)09-0051-08      **中图分类号:** TM732

## 1 引言

目前,由于光伏发电具有间歇性和波动性等特点,大规模的光伏并网和消纳比较困难。所以在含光伏的微网中配置合理容量的储能,是促进分布式光伏就地消纳、提高光伏系统效能、降低经济成本的有力方式<sup>[1-3]</sup>。随着智能电网的发展与完善,相较于传统电网而言,电能需求的增长逐渐拉大了区域的负荷峰谷差,使得需求响应(Demand Response, DR)得到更广泛的关注,需求侧资源的参与成为微网优化运行中不可忽视的因素。因此,研究储能系统(Energy Storage System, ESS)和需求响应对微网成本优化的影响,对并网型光伏微网的日前经济运营优化有着重要意义。

本文将储能系统和需求响应引入并网型光伏微网,在日前优化调度下,达成需求侧资源参与协调优化的目的。目前,国内外学者就需求侧资源参与微网运行的问题进行了大量研究。其中,针对储能系统,文献[4-6]对不同策略下含储能系统的微网优化配置展开了研究,并给出了各策略的微网优化方案。文献[7]基于不同的运行模式,分析了分布式发电

系统(Distributed Generation, DG)和储能装置的基本出力特性,按经济最优原则制定了运行方案,但对并网安全方面考虑稍有不足。针对需求侧响应,文献[8,9]综合考虑需求响应对光伏微网经济性的影响,并分析了储能系统以及需求响应对光伏微网投资决策的重要意义。文献[10]基于需求侧的不确定性,搭建了需求响应和储能系统的模型,并对微网的随机出力优化调度进行了仿真研究,但在需求侧响应的过程中未考虑负荷的用电满意度问题。

本文基于上述问题提出一个综合考虑储能、需求响应和用户满意度的并网型微网日前优化调度模型,通过改进遗传粒子群算法进行分析计算,兼顾用户满意度和微网经济性。文中最后通过四个方案分析比较,并利用仿真,验证所提模型的有效性。

## 2 微网系统组件模型

### 2.1 光伏发电系统模型

光伏发电利用半导体界面的光生伏特效应将太阳能直接转换成电能。而光伏发电的输出功率会随着光照强度和环境温度等因素的变化而变化,具有一定的随机性和波动性。

**收稿日期:** 2017-12-13

**基金项目:** 国家电网公司科技项目(SGTYHT/16-JS-198)

**作者简介:** 李盛伟(1981-),男,高级工程师,博士,从事电力系统设计管理工作;  
李鹏飞(1993-),男,山东籍,硕士研究生,研究方向为电力系统及其自动化。

光伏发电系统在标准太阳辐射强度  $G_{sc}$  (一般为  $1000 \text{ W/m}^2$ )、相对大气光学质量为  $AM1.5$ 、电池温度  $T_{sc}$  为  $25^\circ\text{C}$  的情况下,输出功率为:

$$P_t^{PV} = P_{sc}^{PV} \frac{G_t}{G_{sc}} [1 + k(T_t - T_{sc})] \quad (1)$$

式中,  $G_t$  表示  $t$  时刻下的太阳辐射强度;  $k$  表示功率温度系数;  $P_{sc}^{PV}$  表示标准条件下光伏发电的额定输出功率;  $T_t$  表示  $t$  时刻电池的工作温度;  $T_{sc}$  表示光伏发电系统正常运行的电池温度;  $P_t^{PV}$  表示光伏发电在  $t$  时刻的输出功率。

## 2.2 蓄电池储能系统模型

储能系统具有负荷和电源的双重特性,在低负荷时段,储能系统能够作为负荷将电能特别是多余的新能源发电量储存起来;而在高负荷时段,储能系统又可以将之前储存的电能释放出来,为电力系统供电,减少电力系统的供电压力。在微网运行的过程中,储能系统储电量与荷电状态 (State Of Charge, SOC) 有关,  $t+1$  时刻与  $t$  时刻的储能蓄电池系统功率关系可表示为:

$$SOC_{t+1} = SOC_t + k^c P_t^{\text{charge}} - \frac{P_t^{\text{dis}}}{k^d} \quad (2)$$

式中,  $SOC_t$  表示  $t$  时刻蓄电池储能量;  $P_t^{\text{charge}}$  和  $P_t^{\text{dis}}$  分别表示  $t$  时刻蓄电池的充、放电功率;  $k^c$  和  $k^d$  分别表示蓄电池的充、放电系数<sup>[11]</sup>,  $k^c$  和  $k^d$  在任意时段不能同时生效,当储能充电时,  $k^c$  生效,放电时  $k^d$  生效;  $k^c P_t^{\text{charge}} - P_t^{\text{dis}}/k^d$  表示  $t$  时刻储能系统的工作状态。

## 2.3 需求响应模型

文献[12]提供的 DR 分时电价 (Time-Of-Use, TOU) 模型如图 1 所示。通过 TOU 方法,将负荷百分比从峰值时间段转移到非高峰时段,由微网操作者降低负荷,从而降低预期运行成本。

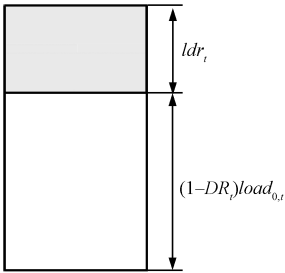


图1 考虑分时电价的DR负荷模型

Fig. 1 Load modeling considering TOU rate of DR

根据 TOU 方法的定义,本部分模型目的是将负荷曲线的部分负荷从高峰时段转移到非高峰时段,从而降低微网的预期运行成本。根据式(3)定义 TOU 方式的数学模型:

$$load_t = (1 - DR_t)load_{0,t} + ldr_t \quad (3)$$

式中,  $load_t$  表示考虑 DR 后  $t$  时刻的实际负荷;  $DR_t$  表示  $t$  时刻参与 DR 负荷占基础负荷的比例;  $ldr_t$  表示  $t$  时刻通过 DR 的转移负荷;  $load_{0,t}$  表示不考虑 DR 时  $t$  时刻的基础负荷。

## 2.4 分布式发电机组模型

在微网中,除了光伏发电机组还有另外一些能源机组,例如微型燃气轮机和小型发电机组等。为了计算方便,根据文献[13]将这些机组统一看做为一个拥有独立成本系数的特殊机组,其成本可表示为:

$$C_t^{DG} = \alpha DG_t^2 + \beta DG_t + \gamma \quad (4)$$

式中,  $C_t^{DG}$  表示  $t$  时刻分布式机组的出力成本;  $DG_t$  表示分布式机组在  $t$  时刻的输出功率;  $\alpha, \beta, \gamma$  表示 DG 的成本系数。

## 2.5 与大电网功率交互模型

微网中自身发电出力不足以满足当地负荷需求时,需从大电网购电以满足本地用电需求及旋转备用,本着“自给自足,余电上网”的原则,当微网的发电出力富足时,可以将多余的电兜售给电网,功率交互成本模型为:

$$C_t^{\text{grid}} = \frac{C_e^p + C_e^s}{2} P_t^{\text{grid}} + \frac{C_e^p - C_e^s}{2} |P_t^{\text{grid}}| \quad (5)$$

式中,  $C_t^{\text{grid}}$  表示  $t$  时刻微网与大电网功率交互成本;  $C_e^p$  和  $C_e^s$  分别表示微网的购电、售电价格;  $P_t^{\text{grid}}$  表示  $t$  时刻微网的购/售电量,  $P_t^{\text{grid}}$  为正时表示微网购电,  $P_t^{\text{grid}}$  为负时表示微网售电。

## 3 并网型微网优化调度模型

### 3.1 目标函数

在含多种需求侧资源参与的并网型微网的综合经济调度中,光伏发电消纳量最大、系统运行成本最低和系统煤耗最小是几种常见的优化模型。本文以系统运行成本最低为优化目标,建立一个包含光伏系统、储能系统、分布式发电机组和需求响应的微网综合优化调度模型,该模型为单目标非线性规划模型,目标函数为:

$$\begin{aligned} \text{Min } F = & \text{Min} \sum_{t=1}^T [C_t^{\text{grid}} + C_t^{\text{DG}} + \lambda^{\text{PV}} P_t^{\text{PV}} + \\ & \lambda^{\text{b}} (k^{\text{c}} P_t^{\text{charge}} - \frac{P_t^{\text{dis}}}{k^{\text{d}}}) + \rho_t \cdot ldr_t + \rho_{\text{SR}} SR_t] \end{aligned} \quad (6)$$

式中,  $\lambda^{\text{b}}$  表示蓄电池实际出力成本系数;  $P_t^{\text{PV}}$  表示  $t$  时刻的光伏系统出力,事实上这个变量不随优化发生变化,它只与外界条件有关,受光照和温度的影响;  $\lambda^{\text{PV}}$  表示光伏发电出力的成本系数;  $t$  时刻的转移负荷  $ldr_t$  的变化不影响微网日总负荷的大小,其影响主要表现在系统成本和用户满意度两方面;  $\rho_t$  表示  $t$  时刻对转移负荷的补偿成本系数;  $SR_t$  表示  $t$  时刻的旋转备用,一般取当前时刻原始负荷需求的 5%;  $\rho_{\text{SR}}$  表示旋转备用成本系数;  $T$  表示总时段数。

### 3.2 约束条件

#### 3.2.1 功率平衡约束

系统运行功率平衡如式(7)所示:

$$\begin{aligned} P_t^{\text{grid}} + P_t^{\text{PV}} + P_t^{\text{dis}} + DG_t \\ = (1 - DR_t) load_{0,t} + ldr_t + P_t^{\text{charge}} \end{aligned} \quad (7)$$

根据式(7)可知,微网从电网购电量、分布式发电系统和储能系统的出力由  $DR$  决定,储能系统的放电模式可以看做是特殊的发电机,充电模式可以看做是特殊的负载。

#### 3.2.2 微网稳定性约束

在微网运行的过程中,为了保证系统运行的稳定性还有留有一定的旋转备用,作为对突发供电需求的应对,其对应关系为:

$$SR_t \leq P_t^{\text{grid}} + P_t^{\text{PV}} + SOC_t + DG_t - load_t \quad (8)$$

另外,微网与大电网功率交互过大时,容易对电网运行的稳定性造成一定的影响,为了最大限度地避免这种影响,对两者的功率交互做了约束,如式(9)所示:

$$|P_t^{\text{grid}}| \leq P_{\text{max}}^{\text{grid}} \quad (9)$$

式中,  $P_{\text{max}}^{\text{grid}}$  表示微网和大电网最大功率交互量。

#### 3.2.3 储能系统功率约束

根据文献[14],与储能系统相关的限制约束如下所示。

储能系统的初始能量极限方程为:

$$SOC_{t_0}^{\text{b}} = SOC_0^{\text{b}} \quad (10)$$

式中,  $SOC_0^{\text{b}}$ 、 $SOC_{t_0}^{\text{b}}$  分别表示储能系统初始状态、 $t_0$  时刻的电量。

储能系统的充放电功率限制约束为:

$$P_t^{\text{charge}} \leq P_{\text{charge}}^{\text{max}} U_t^{\text{charge}} \quad (11)$$

$$P_t^{\text{dis}} \leq P_{\text{dis}}^{\text{max}} U_t^{\text{dis}} \quad (12)$$

式中,  $P_{\text{charge}}^{\text{max}}$  和  $P_{\text{dis}}^{\text{max}}$  分别表示储能系统的最大充、放电功率;  $U_t^{\text{charge}}$  和  $U_t^{\text{dis}}$  分别表示系统的充、放电状态,取值 1 时表示在充电/放电,否则取值为 0。

蓄电池的寿命与充放电深度相关,过冲和过放都会增加蓄电池寿命损耗,所以需对蓄电池荷电状态  $SOC_t$  进行约束,储能系统的存储限制约束为:

$$SOC_{\text{b}}^{\text{min}} \leq SOC_t \leq SOC_{\text{b}}^{\text{max}} \quad (13)$$

式中,  $SOC_{\text{b}}^{\text{max}}$  和  $SOC_{\text{b}}^{\text{min}}$  分别表示储能系统的最大、最小储能。

储能系统充电和放电的二元模型为:

$$U_t^{\text{charge}} + U_t^{\text{dis}} \leq 1 \quad (14)$$

#### 3.2.4 需求响应约束

负荷转移不影响总负荷的大小,其约束为:

$$\sum_{t=1}^T ldr_t = \sum_{t=1}^T DR_t \cdot load_{0,t} \quad (15)$$

任意时段负荷转移存在上限,以免造成不必要的经济损失,对此用式(16)进行约束:

$$load_{\text{INC},t} \leq \theta_t^{\text{max}} \cdot load_{0,t} \quad (16)$$

式中,  $load_{\text{INC},t}$  表示  $t$  时刻的负荷增量;  $\theta_t^{\text{max}}$  表示  $t$  时刻允许的最大负荷增长率。

为了保证用户用电质量,最大负荷转移限制如式(17)所示:

$$DR_t \leq DR_t^{\text{max}} \quad (17)$$

式中,  $DR_t^{\text{max}}$  表示  $t$  时刻允许参与需求响应负荷的最大比例。

#### 3.2.5 分布式发电约束

分布式发电包括光伏发电和分布式机组发电两部分,式(18)给出了光伏发电约束,式(19)、式(20)分别对分布式机组发电的每小时输出功率和每日的输出功率进行约束:

$$0 \leq P_t^{\text{PV}} \leq P_{\text{max}}^{\text{PV}} \quad (18)$$

$$DG_t \leq DG_t^{\text{max}} \quad (19)$$

$$\sum_{t=1}^T DG_t \leq DG_{\text{max}} \quad (20)$$

式中,  $P_{\text{max}}^{\text{PV}}$  表示光伏发电的最大出力;  $DG_t^{\text{max}}$  表示分布式电源  $t$  时刻的出力上限;  $DG_{\text{max}}$  表示分布式电源日最大出力。

#### 3.2.6 用户满意度约束

用户满意度分别由需求响应满意度和供电满意度构成<sup>[15]</sup>。需求响应满意度要求负荷需求被及时满足时,需求响应转移的负荷量越少满意度越高;供电满意度基于“自发作用,余量上网”的光伏政策,

光伏发电就地使用,减少外送。如果本地用户的负荷都是由光伏系统与储能系统提供,则供电满意度最高。由此可知,用户满意度  $S_e$  可用式(21)~式(23)表示。

$$S_{\text{sup}} = \frac{P_{\text{DG,all}} + P_{\text{PV,all}} + P_{\text{ESS,all}}}{\sum_{t=1}^T \text{load}_{0,t}} \quad (21)$$

$$S_{\text{dr}} = 1 - \frac{\sum_{t=1}^T \text{ldr}_t}{\sum_{t=1}^T \text{load}_{0,t}} \quad (22)$$

$$S_e = \frac{S_{\text{sup}} + S_{\text{dr}}}{2} \quad (23)$$

式中,  $S_{\text{sup}}$  表示供电满意度;  $P_{\text{DG,all}}$  表示分布式电源供电总量;  $P_{\text{PV,all}}$  表示日光伏发电的总量;  $P_{\text{ESS,all}}$  表示储能供电总量;  $S_{\text{dr}}$  表示需求响应满意度。

在本文中,满意度虽然不作为最终的优化目标,但是会对优化过程起到一定的约束。并且在最终的结果分析过程中,满意度也会作为一个重要的参考因素。满意度约束为:

$$S_e \geq S_{\min} \quad (24)$$

式中,  $S_{\min}$  表示微网允许的最低满意度。

#### 4 改进遗传粒子群算法求解优化调度模型

微网日运行优化过程中约束较多,传统粒子群算法在处理此类非线性优化问题时往往存在收敛速度慢、易陷入局部最优等缺点,为此本文将种群亲和度<sup>[16]</sup>的概念引入到粒子群算法中,并选用自适应的交叉、变异算子,提高目标求解效率,增强种群多样性,防止早熟现象的发生。同时利用亲和度的概念增强群体的优越性,避免局部收敛,最终完成对微网操作成本的优化。

在生成初始种群  $\{X_1, X_2, \dots, X_n\}$  的过程中,利用欧几里得距离求取计算种群个体相似性,如式(25)所示:

$$d = \sqrt{\sum_{i \neq j} (X_i - X_j)^2} \quad (25)$$

式中,  $1 \leq i, j \leq n$ 。

若  $d$  越小,表明粒子间的相似性越大,如果  $d$  等于 0,说明两个粒子完全相同。本文引入一个近似系数  $\tau$ ,于是粒子亲和度的定义为:

$$Q_i = \frac{N_i^\tau}{N} \quad (26)$$

式中,  $Q_i$  表示粒子  $i$  的亲和度;  $N_i^\tau$  表示与粒子  $i$  相

似性小于  $\tau$  的个体数量;  $N$  表示参与计算的粒子总量。

计算粒子亲和度后将初始种群存入最优种群  $H$  中。在每次迭代后,对粒子进行交叉、变异获得新的种群。算法中采用自适应算子,粒子  $i$  的交叉、变异概率计算如下:

$$P_c^i = \begin{cases} \frac{k_1(1-Q_i)}{1-Q_{\text{avg}}} & Q_i \leq Q_{\text{avg}} \\ k_2 & Q_i > Q_{\text{avg}} \end{cases} \quad (27)$$

$$P_m^i = \begin{cases} \frac{k_3(1-Q_i)}{1-Q_{\text{avg}}} & Q_i \leq Q_{\text{avg}} \\ k_4 & Q_i > Q_{\text{avg}} \end{cases} \quad (28)$$

式中,  $P_c^i$  和  $P_m^i$  分别表示粒子  $i$  的交叉、变异概率;  $Q_{\text{avg}}$  表示种群的平均亲和度;  $k_1, k_2, k_3, k_4$  为  $[0, 1]$  之间的定值,并且  $k_2 > k_1, k_4 > k_3$ 。

将新获得的种群存入  $H$  中,并进行亲和度计算,若种群个体超过  $H$  所容纳的数量,则淘汰掉亲和度低的个体。

本文提出的并网型微网日前随机优化调度模型求解的具体步骤如下:

- (1)生成初始种群  $P_0$  以及初始速度  $V_0$ , 并计算出个体最优值  $P_{\text{best}}$  和全局最优值  $G_{\text{best}}$ 。
- (2)将初始的个体值存入最优种群  $H$  中。
- (3)完成种群更新和速度更新。
- (4)对于更新完成之后的种群进行选择、交叉和变异,如果交叉变异后的目标值优于原先值,存入最优种群  $H$  中;否则舍弃本次交叉、变异,进入步骤(5)。
- (5)利用亲和度机制式(25)、式(26)对  $H$  中个体的亲和度进行计算,如果超出  $H$  的最大容量,则根据亲和度大小,删除亲和度小的个体。
- (6)更新个体最优值  $P_{\text{best}}$  和全局最优值  $G_{\text{best}}$ , 若满足结束条件,进入步骤(7);否则返回步骤(3)。
- (7)输出最优种群和全局最优值  $G_{\text{best}}$ 。

#### 5 算例

本文所研究的微网系统由分布式光伏、分布式发电机组、储能系统以及负荷构成,负荷包括主要可转移负荷和其他负荷,微网系统的结构如图 2 所示。

##### 5.1 基础数据

分布式发电机组、光伏发电系统、储能蓄电池的运行参数分别如表 1~表 3 所示。某地的日预测温度和辐射强度数据如表 4 所示<sup>[17]</sup>。



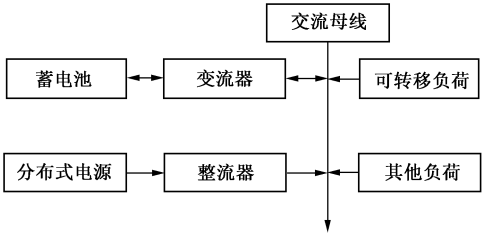


图2 微网结构图

Fig. 2 Structure of microgrid

表1 DG 机组的成本系数

Tab. 1 Cost coefficient of DG

系数	$\alpha/(\text{元}/(\text{MW}\cdot\text{h}^2))$	$\beta/(\text{元}/(\text{MW}\cdot\text{h}))$	$\gamma/(\text{元}/\text{h})$
数值	0	115	2500

表2 光伏发电系统参数

Tab. 2 PV system parameters

参数	$T_{sc}/^{\circ}\text{C}$	$G_{sc}/(\text{W}/\text{m}^2)$	$\lambda^{PV}/(\text{元}/(\text{MW}\cdot\text{h}))$	$P_{sc}^{PV}/\text{MW}$
数值	25	1000	0	2.2

表3 储能系统参数

Tab. 3 Energy storage system parameters

参数	$P_{\text{charge}}^{\text{max}}/\text{MW}$	$P_{\text{dis}}^{\text{max}}/\text{MW}$	$SOC_b^{\text{max}}/\text{MW}$	$SOC_b^{\text{min}}/\text{MW}$
数值	5	5	10	1
参数	$k^e(\%)$	$k^d(\%)$	$\lambda^b/(\text{元}/(\text{MW}\cdot\text{h}))$	
数值	90	80	0	

表4 预测的日温度和辐射强度数据

Tab. 4 Forecasted daily temperature and insulation

for sample day					
时间/h	温度/ $^{\circ}\text{C}$	辐射强度/ $(\text{W}/\text{m}^2)$	时间/h	温度/ $^{\circ}\text{C}$	辐射强度/ $(\text{W}/\text{m}^2)$
1	24.7	0	13	29.8	850
2	24.5	0	14	30	680
3	24.3	0	15	29.8	595
4	24.4	0	16	29.5	255
5	24.5	93.5	17	29	212.5
6	26.5	219	18	27.7	153
7	27.5	467.5	19	26.5	63
8	28	637.5	20	24.8	0
9	28.5	780	21	25	0
10	28.8	916	22	24.8	0
11	29	1100	23	24.6	0
12	29.7	1033	24	24.8	0

本文设定 DG 机组每小时最大出力为 30MW;考虑微网与大电网功率交互限制为 40MW;针对满意度,分为四个阶段:0~0.5 为不满意,0.5~0.7 为

一般满意,0.7~0.8 为很满意,0.8~1.0 为非常满意。本文要求用户的用电满意度不得低于 0.7;假设微网向大电网购电价格与售电价格相同,本文设定可转移负荷的固定补偿电价为 0.7 元/(kW·h);另外,旋转备用价格假设为大电网购电价格的 10%<sup>[18]</sup>。

5.2 算例分析

本文调度周期为 1 天,某地日预测负荷需求和微网向大电网的购电价格分别如图 3、图 4 所示。

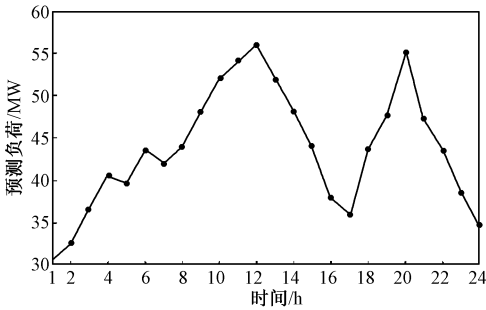


图3 微网的日预测负荷曲线

Fig. 3 Forecasted demand profile of microgrid

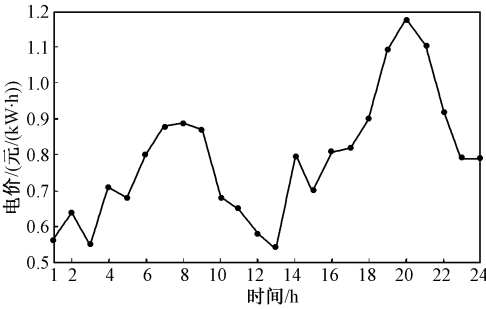


图4 购电价格曲线

Fig. 4 Forecasted upstream grid price

为了表现出 ESS 和 DR 对该优化模型的影响以及优化模型的有效性,设置四个方案进行分析比较。

(1)方案1。基础方案,不依赖 ESS 和 DR,只通过光伏系统、分布式机组和购电来满足日预测负荷需求。

(2)方案2。ESS 方案,不依赖 DR,通过光伏系统、分布式机组、购电和储能系统来满足日预测负荷需求。

(3)方案3。DR 方案,不依赖 ESS,通过光伏系统、分布式机组、购电和需求响应来满足日预测负荷需求。

(4)方案4。综合方案,通过光伏系统、分布式机组、购电以及综合考虑 ESS 和 DR 来满足日预测

负荷需求。

四个方案优化对比结果如表 5 所示。可见,方案 1 的预期运行费用为 326727 元,引入 ESS 和 DR 后,微网的预期运行成本有了明显的减少。方案 2 ~ 方案 4 相较于方案 1,成本分别下降了 2.41%、6.25%、7.91%,这说明通过引入 ESS 和 DR 能有效减少微网的供电压力,使负荷曲线更加平稳。分析方案 2 和方案 3 可知,不管是 ESS 还是 DR 两者都能降低经济成本,相比于前者 DR 的优化更为显著,但是用户满意度仅为 0.72。而方案 4 的总成本最低,用户满意度也在一个较高的水准,说明 ESS 和 DR 的综合运用才是微网经济成本优化的最佳选择。

表 5 四个方案的运营成本					
Tab.5 Operating costs of four schemes					
	购电 成本/元	旋转备用 成本/元	DG 成本 /元	总成本 /元	满意 度
方案 1	157648	31234	137845	326727	0.78
方案 2	154355	33147	131361	318863	0.83
方案 3	140892	33159	132743	306794	0.72
方案 4	137894	32547	130458	300899	0.80

图 5 为光伏发电的日出力曲线图。10:00 ~ 16:00 时段为出力高峰,受外界因素影响较大。

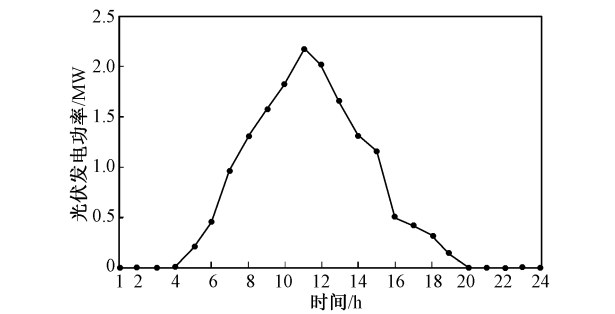


图 5 光伏发电日出力  
Fig.5 Available power from PV system

图 6 为一天等效负荷的优化图。可以看出,相比于原始负荷而言,在综合考虑 ESS 和 DR 之后的负荷曲线,都体现了对负荷削峰填谷的效果。图 7 为方案 2 和方案 4 的储能系统的曲线图。可以看出,方案 4 在整体上更能调动资源的利用,ESS 整体上保持一个较高的储能状态。

分布式机组出力和购电功率曲线分别如图 8、图 9 所示。方案 4 相较于其他方案,分布式机组出力曲线与购电功率曲线更加平稳,总量也要少于其他三个方案。这说明在加入 ESS 和 DR 后,微网日

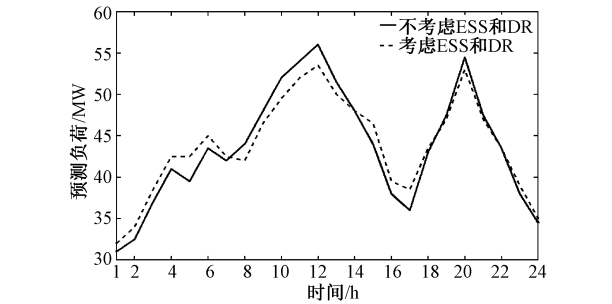


图 6 负荷优化曲线  
Fig.6 Load optimization curve

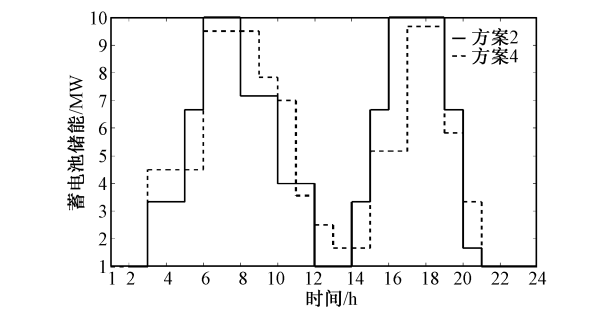


图 7 ESS 储能曲线  
Fig.7 Stored energy of ESS

运行会降低对电网购电和成本较高机组的依赖,更多地通过负荷优化调度或者储能来调节满足日前用户的负荷需求,提高微网的经济效益。

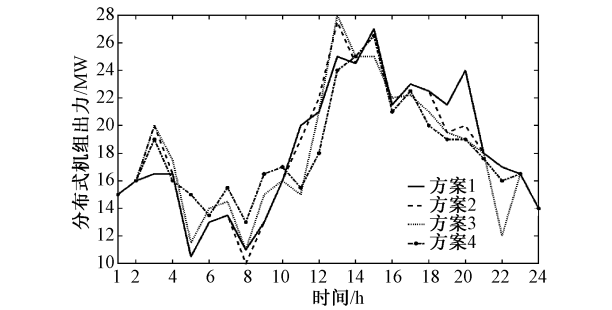


图 8 分布式机组出力曲线  
Fig.8 Purchased powers from DG

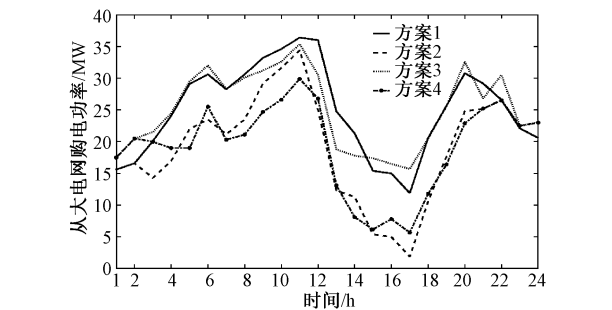


图 9 购电功率曲线  
Fig.9 Purchased powers from upstream grid

## 6 结论

本文提出一种考虑需求侧资源参与优化的微网经济调度模型,该模型充分考虑了储能系统和需求响应在微网日前调度中的优化作用,降低了微网运行的成本并满足微网的“削峰填谷”需求,使得负荷曲线尽可能平缓,并最终维持一个较高的用户满意度水准。通过算例仿真分析,验证了模型的经济性和有效性,最后得出结论:在微网的日运行过程中,通过使需求侧资源积极参与优化调度能够有效降低微网成本,减少负荷的峰谷差,使系统更加经济、安全、稳定地运行。

需求侧资源积极参与电网优化控制,这是电力需求侧管理的重要内容之一。针对不同种类的负荷提供不同的赔偿机制以及优化策略,将是下一步的研究方向。

## 参考文献 (References):

- [1] 陈树勇, 宋书芳, 李兰欣, 等 (Chen Shuyong, Song Shufang, Li Lanxin, et al.). 智能电网技术综述 (Survey on smart grid technology) [J]. 电网技术 (Power System Technology), 2009, 33 (8): 1-7.
- [2] 赵波 (Zhao Bo). 微电网优化配置关键技术及应用 (Key technology and application of microgrid optimal configuration) [M]. 北京: 科学出版社 (Beijing: Science Press), 2015.
- [3] Ng C H, Lie T T, Goel L. Impacts of distributed generation on system reliability in competitive electricity markets [A]. 2007 International Power Engineering Conference [C]. 2007. 735-740.
- [4] 陈健, 王成山, 赵波, 等 (Chen Jian, Wang Chengshan, Zhao Bo, et al.). 考虑不同控制策略的独立型微电网优化配置 (Optimal sizing for stand-alone microgrid considering different control strategies) [J]. 电力系统自动化 (Automation of Electric Power Systems), 2013, 37 (11): 1-6.
- [5] 陈健, 王成山, 赵波, 等 (Chen Jian, Wang Chengshan, Zhao Bo, et al.). 考虑储能系统特性的独立微电网系统经济运行优化 (Economic operation optimization of a stand-alone microgrid system considering characteristics of energy storage system) [J]. 电力系统自动化 (Automation of Electric Power Systems), 2012, 36 (20): 25-31.
- [6] 栗赛男, 马建伟, 孙芊, 等 (Li Sainan, Ma Jianwei, Sun Qian, et al.). 考虑不确定出力的微网内分布式发电和储能的容量配置 (Configuration optimization of capacity of distributed generation and energy storage in microgrid considering uncertain output) [J]. 电工电能新技术 (Advanced Technology of Electrical Engineering and Energy), 2016, 35 (8): 21-28.
- [7] 肖浩, 裴玮, 孔力, 等 (Xiao Hao, Pei Wei, Kong Li, et al.). 综合能源微网运行优化调度方法研究 (Research on optimal operation method of integrated energy microgrid system) [J]. 电工电能新技术 (Advanced Technology of Electrical Engineering and Energy), 2016, 35 (12): 1-11.
- [8] 周楠, 樊玮, 刘念, 等 (Zhou Nan, Fan Wei, Liu Nian, et al.). 基于需求响应的光伏微网储能系统多目标容量优化配置 (Battery storage multi-objective optimization for capacity configuration of PV-based microgrid considering demand response) [J]. 电网技术 (Power System Technology), 2016, 40 (6): 1709-1716.
- [9] 肖安南, 张蔚翔, 张超, 等 (Xiao Annan, Zhang Weixiang, Zhang Chao, et al.). 需求侧响应下的微网源-网-荷互动优化运行 (Optimal interactive operation of microgrid under demand response) [J]. 电工电能新技术 (Advanced Technology of Electrical Engineering and Energy), 2017, 36 (9): 71-79.
- [10] Farham H, Alipour H. Effects of demand response program and energy storage system on optimal stochastic short-term generation scheduling of grid-connected microgrid [A]. Electrical Power Distribution Networks Conference [C]. 2017. 80-88.
- [11] 曾鸣, 杨雍琦, 向红伟, 等 (Zeng Ming, Yang Yongqi, Xiang Hongwei, et al.). 兼容需求侧资源的“源-网-荷-储”协调优化调度模型 (Optimal dispatch model based on coordination between “generation-grid-load-energy storage” and demand-side resource) [J]. 电力自动化设备 (Electric Power Automation Equipment), 2016, 36 (2): 102-111.
- [12] Nojavan S, Qesmati H, Zare K, et al. Large consumer electricity acquisition considering time-of-use rates demand response programs [J]. Arabian Journal for Science & Engineering, 2014, 39 (12): 8913-8923.
- [13] Zhang N, Zhou Y, Yao M, et al. A fuzzy bi-objective unit commitment model considering source-grid-load interactions [A]. 2013 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC) [C]. 2013. 1-7.
- [14] Nguyen D T, Le L B. Optimal bidding strategy for microgrids considering renewable energy and building thermal dynamics [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2014, 5 (4): 1608-1620.
- [15] 赵波, 包侃侃, 徐志成, 等 (Zhao Bo, Bao Kankan,

- Xu Zhicheng, et al. ). 考虑需求侧响应的光储并网型微电网优化配置 (Optimal sizing for grid-connected PV-and-storage microgrid considering demand response) [J]. 中国电机工程学报 (Proceedings of the CSEE), 2015, 35 (21): 5465-5474.
- [16] 郁磊, 史峰, 王辉, 等 (Yu Lei, Shi Feng, Wang Hui, et al. ). MATLAB 智能算法 30 个案例分析 (30 cases analysis of MATLAB intelligent algorithm) [M]. 北京: 北京航空航天大学出版社 (Beijing: Beihang University Press), 2015. 89-129.
- [17] Nojavan S, Mohammadi-Ivatloo B, Zare K. Optimal bidding strategy of electricity retailers using robust optimisation approach considering time-of-use rate demand response programs under market price uncertainties [J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2015, 9 (4): 328-338.
- [18] Alabedin A M Z, El-Saadany E F, Salama M M A. Generation scheduling in microgrids under uncertainties in power generation [A]. IEEE Electrical Power and Energy Conference [C]. 2012. 133-138.

## Optimal scheduling model of grid-connected microgrid considering effects of demand response and energy storage

LI Sheng-wei<sup>1</sup>, LI Peng-fei<sup>2</sup>, BAI Xing-zhen<sup>2</sup>, GE Lei-jiao<sup>3</sup>

(1. State Grid Tianjin Economic Research Institute, Tianjin 300171, China;

2. College of Electrical Engineering and Automation, Shandong University of Science and Technology, Qingdao 266590, China; 3. School of Electrical and Information Engineering, Tianjin University, Tianjin 300172, China)

**Abstract:** In this paper, effects of demand response (DR) and energy storage system (ESS) on optimal stochastic short-term generation scheduling of grid-connected microgrid (MG) have been investigated. In the process of optimization, besides the DR and ESS, the effects of distributed generation (DG) and purchasing power from upstream grid are also considered. Under the premise of ensuring the quality of power supply, with the combination of user satisfaction, reduction of MG operating costs is achieved effectively. Finally, the improved genetic particle swarm algorithm is utilized to solve the planning problem. Meanwhile, to show the capability of model which includes ESS and DR, four case studies have been studied and the results are compared with each other.

**Key words:** demand response; user satisfaction; photovoltaic generation; energy storage system; improved genetic particle swarm algorithm