

基于灵敏度分析的微电网互动运行成本计算方法

赵金利¹, 宿洪智¹, 李 鹏¹, 于 浩², 焦冰琦¹

(1. 天津大学 智能电网教育部重点实验室, 天津 300072;

2. 国网天津市电力公司检修公司, 天津 300230)

摘要: 微电网与配电网互动运行的成本决定了其参与配电网运行的深度和广度。提出了一种基于灵敏度分析的微电网互动运行成本计算方法, 首先设计了微电网与配电网互动运行的架构, 然后考虑微电网的购电成本、售电收益、分布式电源发电成本, 建立了微电网的优化调度模型, 并在此基础上建立了考虑配电网互动容量需求的微电网优化调度模型, 通过灵敏度分析得到了微电网互动容量与互动成本之间的关系, 最后通过典型的微电网算例验证了所提算法的有效性。

关键词: 微电网; 配电网; 互动; 需求响应; 分时电价; 灵敏度分析; 成本; 计算

中图分类号: TM 732

文献标识码: A

DOI: 10.16081/j.issn.1006-6047.2016.06.031

0 引言

资源和环境的双重压力下, 微电网技术和需求响应成为当今行业研究的热点和智能电网技术发展的重点^[1]。目前需求响应所基于的资源主要是负荷, 尚未考虑分布式电源和储能等未来智能电网中新型的用户侧设备^[2]。同时微电网作为一个能够实现自我控制、保护和管理的小型发配电系统^[3], 消除了分布式电源出力的随机性和不可调度性, 充分发挥了储能等可调设备的优势^[4]。因此微电网作为一个整体, 也被认为是一种非常重要的需求侧资源, 实现配电网与微电网之间能量与信息双向互动, 让微电网参与配电网的运行调节, 作为解决电力供应矛盾的重要手段, 是实现电网运行安全稳定、经济高效、节能环保的重要途径^[5]。

在互动运行中, 微电网作为独立的个体, 首先关注的是其自身运行的安全性和经济性。文献[6]建立了不同场景下含有光伏、储能的微电网的经济调度模型; 文献[7]建立了微电网日前优化调度模型, 通过储能的优化管理实现了微电网的经济运行。此外, 需求侧资源在参与配电网运行管理方面, 尤其是微电网的灵活可控特性在电网调峰、提高电能利用率、提高电力系统供电可靠性等方面将发挥重要作用^[8]。文献[9]通过微电网技术提高了建筑物的能源利用效率, 节约了社会资源; 文献[10]分析了微电网对市场价格、配电网运行费用的影响, 通过微电网参与配电网的运行管理, 降低了用户的用电费用和配电网的运行成本; 文献[11]利用储能参与配电网的

运行调节, 降低了系统的网络损耗, 提高了系统运行的可靠性; 文献[12]分析了需求侧资源向电网提供辅助服务的技术可行性和经济效益。可以预见, 未来的配电网运行管理, 将会以配电网调度系统为主导, 微电网等各种需求侧资源积极参与, 充分考虑不同用户的行为特性, 多种需求响应机制协调作用, 实现配电网与各个子环节在安全性、经济性等各个方面的全面互动^[13]。然而, 由于缺乏有效数据且用户弹性难以预测, 需求响应难以达到预期效果^[14], 如何挖掘用户响应潜力、准确分析用户参与互动的互动成本, 是实现全面互动需要解决的重要问题。

以实现需求响应背景下微电网与配电网互动运行为目标, 首先提出了微电网与配电网互动运行的架构, 配电网通过价格信号和激励政策引导微电网合理用电, 微电网则通过经济调度和互动响应参与配电网运行管理。本文主要从微电网的角度出发, 考虑其与配电网的能量交互成本建立了优化调度模型; 在微电网的优化调度模型中考虑配电网的互动容量需求, 分析了微电网的互动能力, 并通过灵敏度分析得出了微电网互动容量与互动成本之间的关系。该方法能够真实地反映微电网通过调整用电计划参与配电网互动的成本, 为实现微电网互动运行提供了有力的技术支持。最后通过典型的微电网算例分析了影响微电网互动能力和互动成本的主要因素。

1 微电网与配电网互动运行架构

价格信号和激励机制是需求响应的2种主要手段, 基于价格的需求响应是指用户响应电价的变化, 调整用电计划, 从而削减尖峰负荷和缓解系统备用不足; 基于激励的需求响应是指通过制定激励政策, 激励用户在系统可靠性受到影响或者用电成本较高时及时响应并削减负荷^[15]。配电网需求响应的基本

收稿日期: 2016-03-01; 修回日期: 2016-04-28

基金项目: 国家自然科学基金资助项目(51307116); 教育部博士点基金资助项目(20120032130008)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(51307116) and the Specialized Research Fund for the Doctoral Program of Higher Education of China(201200-32130008)

架构如图 1 所示。

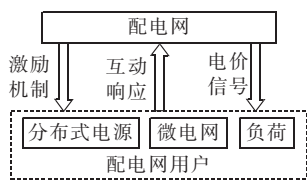


图 1 配电网需求响应架构

Fig.1 Demand response framework of distribution network

互动运行中,配电网不考虑微电网的内部运行情况,只是对微电网售电进行补偿,对微电网购买的电量收取费用。配电网通过电价引导微电网的经济调度,微电网通过申报互动成本参与配电网的激励机制^[16],互动流程如图 2 所示,分为电价响应、互动申报、激励响应和互动结算 4 个部分。

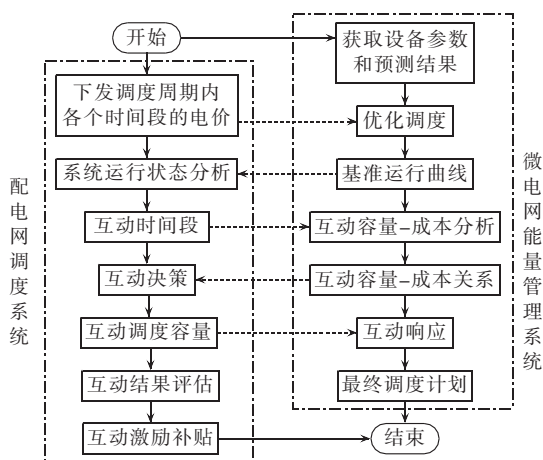


图 2 微电网与配电网互动运行流程

Fig.2 Flowchart of interactive operation of microgrid with distribution network

a. 电价响应。配电网根据外部市场情况,向微电网下发电价信号,同时微电网获取其内部设备参数和新能源发电的预测信息,根据上述信息微电网进行优化调度,并将调度结果的联络线功率作为基准运行曲线上报给配电网。

b. 互动申报。根据微电网的基准运行曲线和其他用户电价响应结果的预测,配电网评估在调度周期内整个系统的运行情况,将负荷尖峰或者低谷、系统运行成本较高或者电网运行安全受到威胁的时段设为互动时间段,下发至微电网。微电网根据互动时间段和基准运行情况分析其互动能力,得到互动容量与互动成本之间的关系,上报给配电网。

c. 激励响应。配电网根据申报结果,考量经济性指标和安全性要求,向微电网下发其参与互动的互动容量,作为调度指令。微电网根据调度指令作出响应,制定最终的调度计划。

d. 互动结算。配电网对微电网的响应结果进行

评估,根据微电网的实际运行情况和基准运行曲线的对比,计算微电网实际参与互动的互动容量,并据此给予互动激励补贴。

在互动中配电网可以根据需要设定调度周期的长度,调度周期较短则可以提高预测的准确性,但如果调度周期过短则会增加计算负担,同时调度周期的长度还受到计算速度和通信传输速度的约束,这里不对调度周期长度与预测精度、计算和通信传输速度的关系做详细分析,下面以日前调度为例进行介绍。

2 微电网优化调度模型

2.1 目标函数

本文选取微电网运行成本最小为目标,考虑整个调度周期内微电网的购电成本 C_b 、售电收益 C_s 、分布式电源的发电成本 C_t ,建立微电网的优化调度模型,其目标函数可以表示为:

$$\min C = \sum_{i=1}^H (C_{t,i} + C_{b,i} - C_{s,i}) \quad (1)$$

其中, C 为微电网运行成本; H 为调度周期内总的时段数; i 为时段, $i \in \{1, 2, 3, \dots, H\}$; $C_{t,i}$ 为时段 i 内分布式电源的发电成本; $C_{b,i}$ 为时段 i 内微电网的购电成本; $C_{s,i}$ 为时段 i 内微电网的售电收益。

其中,分布式电源的发电成本可表示为:

$$C_{t,i} = \sum_{l=1}^L \alpha_l P_{DG,l,i} \Delta t_i \quad (2)$$

其中, L 为微电网内分布式电源的总数; $P_{DG,l,i}$ 为微电网内分布式电源 l 在时段 i 内的发电功率; Δt_i 为时段 i 的时间长度; $l \in \{1, 2, 3, \dots, L\}$; α_l 为分布式电源 l 发电的单位成本。

微电网的购电成本可表示为:

$$C_{b,i} = \beta_{b,i} P_{b,i} \Delta t_i \quad (3)$$

其中, $\beta_{b,i}$ 为时段 i 内微电网的购电电价; $P_{b,i}$ 为购电功率。

微电网的售电收益可表示为:

$$C_{s,i} = \beta_{s,i} P_{s,i} \Delta t_i \quad (4)$$

其中, $\beta_{s,i}$ 为时段 i 内微电网的售电电价; $P_{s,i}$ 为售电功率。

2.2 约束条件

根据微电网运行的实际情况,在对微电网进行优化调度时主要将功率平衡约束、微电网联络线功率传输约束、分布式电源出力约束、储能容量与功率约束作为约束条件,具体表达式如下。

a. 功率平衡约束:

$$P_s + \sum_{m=1}^M P_{L,m} + \sum_{n=1}^N P_{CH,n} = \sum_{n=1}^N P_{Dis,n} + \sum_{l=1}^L P_{DG,l} + P_b \quad (5)$$

$$P_s P_b = 0 \quad (6)$$

$$P_{CH,n}P_{DIS,n}=0 \quad (7)$$

其中, $P_{L,m}$ 为微电网内负荷 m 消耗的有功功率; $m \in \{1, 2, 3, \dots, M\}$, M 为微电网内的负荷总数; $P_{CH,n}$ 为储能装置 n 的充电功率; $P_{DIS,n}$ 为储能装置 n 的放电功率; $n \in \{1, 2, 3, \dots, N\}$, N 为微电网内储能装置的总数; $P_{DG,l}$ 为微电网内分布式电源 l 的出力。式(6)表示微电网不能在任何一个时段既售电又购电, 式(7)表示同一储能装置不能在任何一个时段既充电又放电。

b. 联络线功率传输约束:

$$0 \leq P_s \leq P_{g,\max} \quad (8)$$

$$0 \leq P_b \leq P_{g,\max} \quad (9)$$

其中, $P_{g,\max}$ 为微电网与配电网的联络线最大传输功率。

c. 分布式电源出力约束:

$$u_{DG,l}P_{DG,l,\min} \leq P_{DG,l} \leq u_{DG,l}P_{DG,l,\max} \quad (10)$$

其中, $P_{DG,l,\max}$ 为分布式电源出力上限; $P_{DG,l,\min}$ 为分布式电源的启动功率; $u_{DG,l}$ 为二进制变量, 当分布式电源运行时为 1, 不运行时为 0。

d. 储能容量与功率约束:

$$0 \leq P_{CH,n} \leq P_{CH,n,\max} \quad (11)$$

$$0 \leq P_{DIS,n} \leq P_{DIS,n,\max} \quad (12)$$

$$SOC_{ES,n,\min} \leq SOC_{ES,n} \leq SOC_{ES,n,\max} \quad (13)$$

$$SOC_{ES,n,i} = SOC_{ES,n,i-1} + \left(\frac{P_{CH,n,i-1}\eta_n}{E_{ES,n}} - \frac{P_{DIS,n,i-1}}{\eta_n E_{ES,n}} \right) \Delta t_{i-1} \quad (14)$$

$$SOC_{ES,n,0} = SOC_{ES,n,H} \quad (15)$$

其中, $P_{CH,n,\max}$ 、 $P_{DIS,n,\max}$ 分别为储能装置 n 的最大充、放电功率; $SOC_{ES,n}$ 为储能装置 n 的荷电状态; $SOC_{ES,n,0}$ 为储能装置 n 的初始荷电状态; $SOC_{ES,n,\max}$ 、 $SOC_{ES,n,\min}$ 分别为储能装置 n 的荷电状态上、下限; η_n 为储能装置 n 的充放电效率; $E_{ES,n}$ 为储能装置 n 的额定存储容量。

2.3 问题求解

式(1)~(15)构成了微电网经济调度模型, 是含有互补约束的非线性规划问题, 为了简化计算、提高求解速度, 引入二进制变量 λ 和 ρ , 将式(6)、(8)、(9)化简为式(16)、(17), 将式(7)、(11)、(12)化简为式(18)、(19), 将原非线性规划问题化简为混合整数线性规划问题。

$$0 \leq P_s \leq \lambda P_{g,\max} \quad (16)$$

$$0 \leq P_b \leq (1-\lambda)P_{g,\max} \quad (17)$$

$$0 \leq P_{CH,n} \leq \rho P_{CH,n,\max} \quad (18)$$

$$0 \leq P_{DIS,n} \leq (1-\rho)P_{DIS,n,\max} \quad (19)$$

根据配电网的电价信息、微电网内设备参数和对新能源发电出力 and 负荷功率的预测结果, 求解上述所建立的优化调度模型, 可以得到微电网中储能在调度周期内的充、放电功率和分布式电源的出力,

构成最优的运行调度计划 S_1 , 得到相应的联络线功率曲线和运行成本 C_1 。

3 微电网互动成本计算

当微电网与配电网互动运行时, 配电网将互动时间段下发至微电网, 并将需要微电网减少用电量或增加售电量(互动容量)的时段设为正互动时段, 将需要微电网增加用电量或减少售电量的时段设为负互动时段。微电网在互动时段首先分析其互动能力, 然后计算互动容量与互动成本之间的关系。

3.1 微电网的互动能力分析

微电网的互动能力是其在互动时间段内能够调整的最大用电(发电)电量, 取决于在互动时间段内在调度计划 S_1 的基础上微电网中储能、出力可调节的分布式电源等可调控设备的进一步调整能力。因此, 微电网的最大互动容量可表示为微电网内各个可调设备的最大互动容量之和, 其中最大正向互动容量指的是互动时间段内微电网最大可削减用电电量(可增加发电电量), 最大负向互动容量指的是互动时间段内微电网最大可增加用电电量(可削减发电电量), 计算方法分别如式(20)、(21)所示。

$$E_{MG,\max}^+ = E_{ES,\max}^+ + E_{DG,\max}^+ \quad (20)$$

$$E_{MG,\max}^- = E_{ES,\max}^- + E_{DG,\max}^- \quad (21)$$

其中, $E_{MG,\max}^+$ 为微电网的最大正向互动容量; $E_{ES,\max}^+$ 为微电网内储能的最大正向互动容量; $E_{DG,\max}^+$ 为微电网内分布式电源的最大正向互动容量; $E_{MG,\max}^-$ 为微电网的最大负向互动容量; $E_{ES,\max}^-$ 为微电网内储能的最大负向互动容量; $E_{DG,\max}^-$ 为微电网内分布式电源的最大负向互动容量。设 $P_{ES,n} = P_{DIS,n} - P_{CH,n}$, 表示储能设备 n 的输出功率, 各个设备的互动能力计算方法如式(22)~(27)所示。

$$E_{DG,\max}^+ = \sum_{l=1}^L \sum_{i=b}^e (P_{DG,l,\max} - P_{DG,l,i}) \Delta t_i \quad (22)$$

$$E_{DG,\max}^- = \sum_{l=1}^L \sum_{i=b}^e P_{DG,l,i} \Delta t_i \quad (23)$$

$$E_{ES,\max}^+ = \sum_{n=1}^N E_{ES,n,\max}^+ \quad (24)$$

$$E_{ES,\max}^- = \sum_{n=1}^N E_{ES,n,\max}^- \quad (25)$$

$$E_{ES,n,\max}^+ = \begin{cases} \sum_{i=b}^e (P_{DIS,n,\max} - P_{ES,n,i}) \Delta t_i \\ SOC_{ES,n,\max} - \sum_{i=b}^e \frac{P_{DIS,n,\max}}{\eta_n E_{ES,n}} \Delta t_i \geq SOC_{ES,n,\min} \\ (SOC_{ES,n,\max} - SOC_{ES,n,\min}) E_{ES,n} \eta_n - \sum_{i=b}^e P_{ES,n,i} \Delta t_i \\ SOC_{ES,n,\max} - \sum_{i=b}^e \frac{P_{DIS,n,\max}}{\eta_n E_{ES,n}} \Delta t_i < SOC_{ES,n,\min} \end{cases} \quad (26)$$

$$E_{ES,n,max}^{\pm} = \begin{cases} \sum_{i=b}^e (P_{ES,n,i} + P_{CH,n,max}) \Delta t_i \\ SOC_{ES,n,min} + \sum_{i=b}^e \frac{P_{CH,n,max} \eta_n}{E_{ES,n}} \Delta t_i \leq SOC_{ES,n,max} \\ \frac{(SOC_{ES,n,max} - SOC_{ES,n,min}) E_{ES,n}}{\eta_n} + \sum_{i=b}^e P_{ES,n,i} \Delta t_i \\ SOC_{ES,n,min} + \sum_{i=b}^e \frac{P_{CH,n,max} \eta_n}{E_{ES,n}} \Delta t_i > SOC_{ES,n,max} \end{cases} \quad (27)$$

其中, b 为互动开始时对应的时段; e 为互动结束时对应的时段; $E_{ES,n,max}^+$ 为储能装置 n 的最大正向互动容量; $E_{ES,n,max}^-$ 为储能装置 n 的最大负向互动容量。

3.2 考虑配电网互动需求的微电网优化调度

微电网通过改变在互动时间段的用电电量响应配电网的互动需求,因此在制定新的调度计划 S_2 时,将配电网的互动需求作为约束条件,如式(28)所示,将式(28)与式(1)—(15)构成新的微电网优化调度模型。

$$E_1 = E_2 - E_i \quad (28)$$

其中, E_i 为配电网的互动需求容量; E_2 为调度计划 S_2 下微电网在互动时间段的用电电量; E_1 为调度计划 S_1 下微电网在互动时间段的用电电量。

3.3 微电网互动容量与互动成本关系分析

分别计算微电网在互动容量 E_1 为 $kE_{MG,max}^+ / S_P$ 和 $jE_{MG,max}^- / S_N$ 时微电网的正向互动成本 $C_{I,k}^+$ 和负向互动成本 $C_{I,j}^-$, S_P 、 S_N 为灵敏度分析时所设定的参数,参数越大,得到的互动容量与互动成本之间的关系与真实结果的拟合度越高,但是需要的计算时间也越长,根据不同实例对于计算精度的需求和计算速度的要求,可以选取不同的灵敏度分析参数。 $k \in \{1, 2, 3, \dots, S_P\}$, $j \in \{1, 2, 3, \dots, S_N\}$, 通过分段线性化求得微电网正向互动时互动容量与互动成本之间的关系,如式(29)所示。

$$\begin{cases} C_{I,1}^+ = C_{I,0}^+ + \lambda_1 (E_1^+ - E_{I,0}^+) & E_1^+ \leq E_{I,1}^+ \\ C_{I,2}^+ = C_{I,1}^+ + \lambda_2 (E_1^+ - E_{I,1}^+) & E_{I,1}^+ \leq E_1^+ \leq E_{I,2}^+ \\ \vdots \\ C_{I,k}^+ = C_{I,k-1}^+ + \lambda_k (E_1^+ - E_{I,k-1}^+) & E_{I,k-1}^+ \leq E_1^+ \leq E_{I,k}^+ \\ \vdots \end{cases} \quad (29)$$

其中, λ_k 为不同互动容量区间微电网的边际互动成本; $C_{I,0}^+ = 0$; $E_{I,0}^+ = 0$ 。

$$E_{I,k}^+ = k E_{MG,max}^+ / S_P \quad (30)$$

$$\lambda_k = \frac{C_{I,k}^+ - C_{I,k-1}^+}{E_{I,k}^+ - E_{I,k-1}^+} \quad (31)$$

同理可以得到微电网负向互动时互动容量与互动成本之间的关系。

4 算例分析

如图 3 所示的微电网中包括光伏、风机、储能装

置、燃气发电机和负荷,其具体参数如表 1 所示。设定调度周期的长度为 1 d,将日前调度平均分成 24 个调度时段,各时刻的负荷情况如图 4 所示,风力发电出力、光伏发电出力如图 5 所示。分时电价如表 2 所示,设燃气发电机的发电成本为 0.9 元/(kW·h),光伏、风力发电机的发电成本为 0 元/(kW·h),微电网向配电网售电的价格为 0.44 元/(kW·h)。

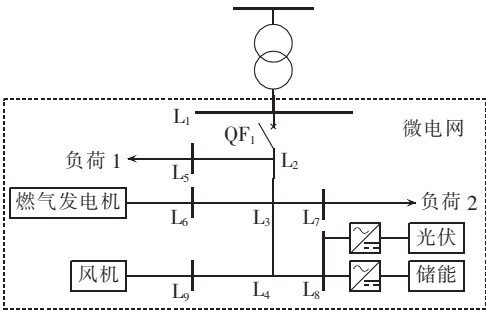


图 3 微电网结构图
Fig.3 Topology of microgrid

表 1 微电网内设备参数
Table 1 Equipment parameters of microgrid

设备名称	参数名称	参数值
光伏	最大出力	80 kW
风机	最大出力	50 kW
储能	额定存储容量	200 kW·h
	荷电状态下限	0.3
	荷电状态上限	0.9
	初始荷电状态	0.6
	充、放效率	0.95
燃气发电机	最大出力	100 kW
	启动功率	20 kW
负荷 1	峰值功率	85 kW
负荷 2	峰值功率	65 kW

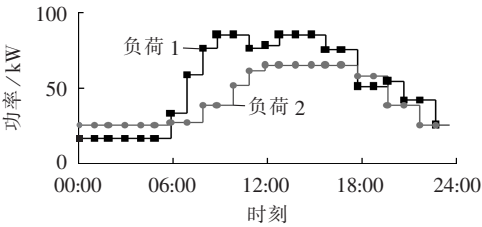


图 4 负荷功率曲线
Fig.4 Load power curves

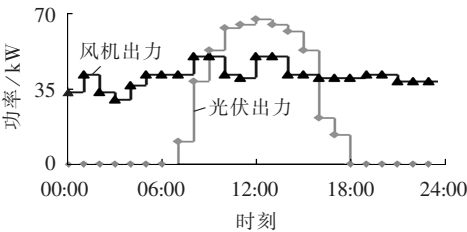


图 5 新能源发电出力曲线
Fig.5 Renewable energy generation output curves

表 2 分时电价信息
Table 2 Time-of-use electricity prices

时间段	电价/[元·(kW·h) ⁻¹]
峰时段(09:00—10:00,19:00—21:00)	0.97
谷时段(01:00—07:00,23:00—24:00)	0.44
平时段(08:00,11:00—18:00,22:00)	0.70

根据微电网的设备参数、负荷功率情况、新能源出力和分时电价信息,对微电网进行优化调度。通过 Lingo 软件采用分支定界算法求解前文所述的混合整数线性规划问题,得到微电网的运行成本为 538.17 元,微电网的联络线功率如图 6 所示,作为微电网的基准运行曲线,储能的输出功率和荷电状态如图 7 所示,燃气发电机的出力如图 8 所示。

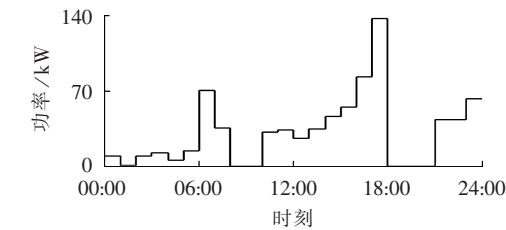


图 6 微电网基准运行曲线
Fig.6 Base operating curve of microgrid

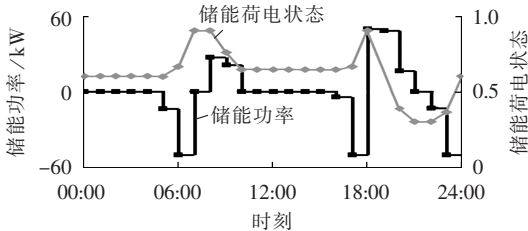


图 7 储能功率与荷电状态
Fig.7 Power and SOC of energy storage

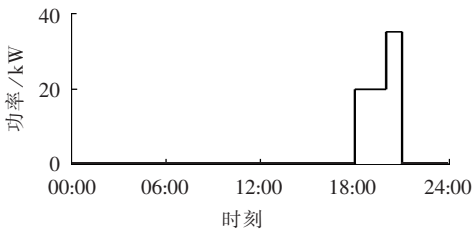


图 8 燃气发电机出力
Fig.8 Output of gas turbine generator

从图 6—8 中可以看出,微电网通过在低电价时段控制储能充电,并在高电价时段控制储能放电,同时燃气发电机发电,为负荷供电,实现自身的优化运行。受到分时电价的影响,在高电价时段到来之前储能会以较高功率充电,造成了在 06:00 和 17:00 出现了 2 个明显的负荷尖峰。

根据微电网的基准调度计划中储能和燃气发电机的运行情况,分析微电网的互动能力,微电网每小时和每 4 个小时的互动能力分别如图 9、10 所示。从

式(26)、(27)中可以看出,储能的互动能力取决于其最大的充、放电功率或额定存储容量,当互动时间较短时功率约束起作用,当互动时间较长时额定存储容量约束起作用。由图 9、10 可以看出,对于一定的互动时间长度,微电网的可调整用电量一定,当互动时间长度为 1 h 时,微电网的可调整电量为 200 kW·h,当互动时间长度为 4 h 时,微电网的可调整电量为 640.3 kW·h,同时正向互动能力提高且负向互动能力降低。随着互动时间长度的增加,由于储能额定存储容量的约束,单位时间微电网的可调整电量下降,互动能力降低。

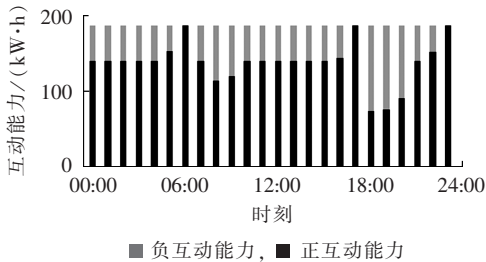


图 9 每小时微电网的互动能力
Fig.9 Interactive capacity per hour of microgrid

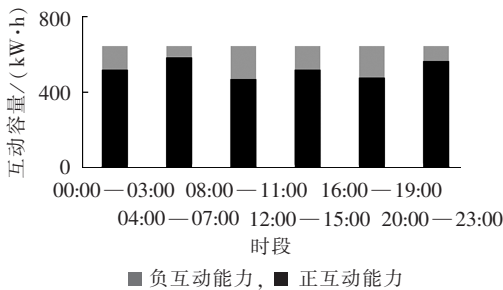


图 10 每 4 个小时微电网的互动能力
Fig.10 Interactive capacity per 4-hour of microgrid

微电网将基准运行曲线上报给配电网,配电网结合其对其他负荷的预测情况或者申报结果,设定在 17:00 时进行正向互动。微电网在 17:00 时的正向互动能力为 200 kW·h。这里选取 $S_p=4$,分析得到互动容量与互动成本之间的关系如表 3、图 11 所示。

从图 11 中可以看出,随着互动容量的增加,微电网总的互动成本增加,微电网参与互动的边际成本增加,也就意味着微电网参与互动的容量越大,每增加

表 3 微电网互动容量与互动成本之间的关系
Table 3 Relationship between interactive capacity and cost of microgrid

互动容量/ (kW·h)	运行 成本/元	总互动 成本/元	单位互动成本/ [元·(kW·h) ⁻¹]	边际成本 λ / [元·(kW·h) ⁻¹]
0	538.17	0	0	0
50	538.20	0.03	0	0
100	548.14	9.97	0.10	0.20
150	561.56	23.39	0.16	0.27
200	584.76	46.59	0.23	0.46

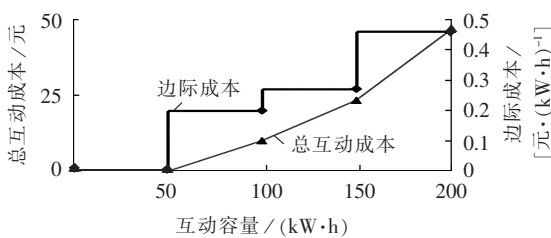


图 11 微电网互动容量与互动成本之间的关系
Fig.11 Relationship between interactive capacity and cost of microgrid

1 kW·h 互动容量的互动成本越高。图 12 给出了随着微电网互动容量的增加,微电网 17:00 时联络线功率、储能功率和燃气发电机出力的变化情况。当互动容量比较小时,微电网首先通过储能响应互动容量需求,储能先将充电时刻转移到其他时间段获得互动容量,如图 13 所示,因为在相同电价时段下储能的充电成本几乎没有变化,只是将充电时间提前,这会增加自损耗;当互动容量超过 50 kW·h 时,储能开始放电为配电网提供互动容量,由于储能放电,减少了之后几个电价较高时段的电能存储,所以微电网不得不在高电价时段通过燃气发电机提供更多的电能,如图 14 所示,微电网互动成本增加;互动容量继续增加到超过 100 kW·h,超过了储能的互动能力,微电网调用燃气发电机参与互动,如图 15 所示,燃气发电机的发电成本比较高,而且当互动容量超过 137.05 kW·h 时,微电网开始向配电网售电,由于售电价格远低于燃气发电机的发电成本,所以微电网的互动成本进一步提高;互动容量继续增加时微电网互动的边际成本将等于燃气发电机的发电成本与售电价格之差。

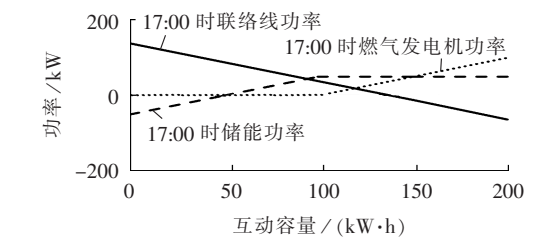


图 12 不同互动容量下微电网的响应情况
Fig.12 Microgrid response for different interactive capacities

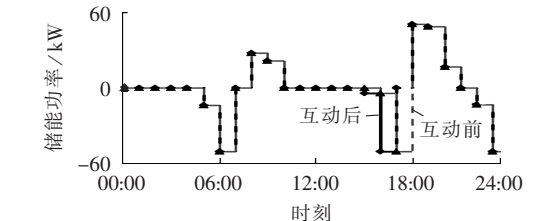


图 13 互动容量 50 kW·h, 互动前后储能功率对比
Fig.13 Comparison of energy storage power between before and after interaction with interactive capacity of 50 kW·h

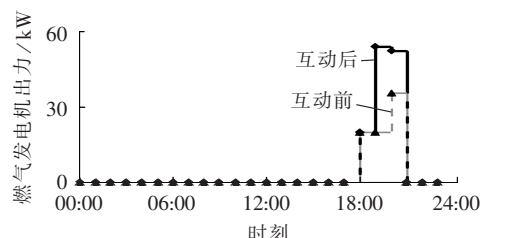


图 14 互动容量 100 kW·h, 互动前后燃气发电机功率对比
Fig.14 Comparison of gas turbine generator power between before and after interaction with interactive capacity of 100 kW·h

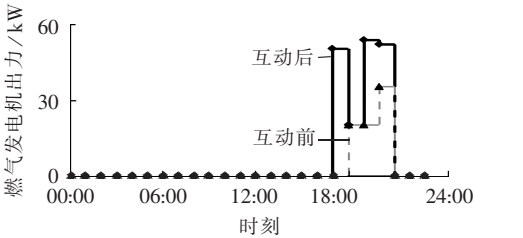


图 15 互动容量 150 kW·h, 互动前后燃气发电机功率对比
Fig.15 Comparison of gas turbine generator power between before and after interaction with interactive capacity of 150 kW·h

5 结论

微电网是有效的利用新能源的形式,同时灵活可控的特性也使其成为了良好的需求侧资源,因此微电网的运行调度在注重自身经济利益的同时,也应该服务于配电网的运行管理。本文针对微电网与配电网的互动运行提出了一种基于灵敏度分析的微电网与配电网互动成本计算方法。该方法在微电网与配电网的互动中既考虑了微电网运行的经济性,也考虑了配电网的互动需求。在制定微电网的调度计划时,始终以微电网运行成本最小为目标,保证了微电网自身的经济利益。同时在优化目标中考虑购电成本和售电收益,使得微电网制定的调度计划能够响应电价机制。当配电网在某些特殊时段需要微电网削减负荷时,微电网通过调整用电计划响应配电网的互动需求,并通过灵敏度分析得到了微电网的互动成本,为实现微电网互动运行提供技术支持。

参考文献:

[1] 余贻鑫,栾文鹏. 智能电网述评[J]. 中国电机工程学报,2009,29(34):1-8.
YU Yixin,LUAN Wenpeng. Smart grid and its implementations [J]. Proceedings of the CSEE,2009,29(34):1-8.
[2] 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):7-13.
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): 7-13.
- [3] 王成山, 李鹏. 分布式发电、微网与智能配电网的发展与挑战[J]. 电力系统自动化, 2010, 34(2): 10-14.
WANG Chengshan, LI Peng. Development and challenges of distributed generation, the micro-grid and smart distribution system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2010, 34(2): 10-14.
- [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): 144-150.
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): 144-150.
- [5] 李鹏, 窦鹏冲, 李雨薇, 等. 微电网技术在主动配电网中的应用[J]. 电力自动化设备, 2015, 35(4): 8-16.
LI Peng, DOU Pengchong, LI Yuwei, et al. Application of microgrid technology in active distribution network[J]. Electric Power Automation Equipment, 2015, 35(4): 8-16.
- [6] 王成山, 洪博文, 郭力. 不同场景下的光蓄微电网调度策略[J]. 电网技术, 2013, 37(7): 1775-1782.
WANG Chengshan, HONG Bowen, GUO Li. Dispatch strategies of PV-battery microgrid in different scenarios[J]. Power System Technology, 2013, 37(7): 1775-1782.
- [7] CHEN C, DUAN S, CAI T, et al. Smart energy management system for optimal microgrid economic operation[J]. IET Renewable Power Generation, 2011, 5(3): 258-267.
- [8] COSTA P M, MATOS M A. Assessing the contribution of microgrids to the reliability of distribution networks[J]. Electric Power Systems Research, 2009, 79(2): 382-389.
- [9] GUAN X, XU Z, JIA Q S. Energy-efficient buildings facilitated by microgrid[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2010, 1(3): 243-252.
- [10] LO PRETE C, HOBBS B F. Modeling economic interactions between microgrids and electric utilities: a regulator's perspective[C]//IEEE International Conference on Smart Grid Communications. Gaithersburg, Maryland, USA: IEEE, 2013: 522-527.
- [11] MA O, ALKADI N, CAPPERS P, et al. Demand response for ancillary services[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2013, 4(4): 1988-1995.
- [12] 张钦, 王锡凡, 付敏, 等. 需求响应视角下的智能电网[J]. 电力系统自动化, 2009, 33(17): 49-55.
ZHANG Qin, WANG Xifan, FU Min, et al. Smart grid from the perspective of demand response[J]. Automation of Electric Power Systems, 2009, 33(17): 49-55.
- [13] 王蓓蓓. 面向智能电网的用户需求响应特性和能力研究综述[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(22): 3654-3663.
WANG Beibei. Research on consumers' response characteristics and ability under smart grid: a literatures survey[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(22): 3654-3663.
- [14] 张钦, 王锡凡, 王建设, 等. 电力市场下需求响应研究综述[J]. 电力系统自动化, 2008, 32(2): 96-105.
ZHANG Qin, WANG Xifan, WANG Jianxue, et al. Survey of demand response research in deregulated electricity markets[J]. Automation of Electric Power Systems, 2008, 32(2): 96-105.
- [15] WANG Y, AI X, TAN Z, et al. Interactive dispatch modes and bidding strategy of multiple virtual power plants based on demand response and game theory[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2016, 7(1): 510-519.

作者简介:



赵金利

赵金利(1979—),女,辽宁盖州人,副教授,博士,主要研究方向为电力系统安全性与稳定性(E-mail:jlzhao@tju.edu.cn);

宿洪智(1990—),男,辽宁建平人,博士研究生,主要研究方向为配电网仿真与优化、需求响应(E-mail:suhongzhi@tju.edu.cn);

李鹏(1981—),天津人,副教授,博士,主要研究方向为电力系统电磁暂态仿真与分布式发电技术(E-mail:lip@tju.edu.cn)。

Cost calculation based on sensitivity analysis for interactive operation of microgrid

ZHAO Jinli¹, SU Hongzhi¹, LI Peng¹, YU Hao², JIAO Bingqi¹

(1. Key Laboratory of Smart Grid of Ministry of Education, Tianjin University, Tianjin 300072, China;

2. State Grid Tianjin Electric Power Maintenance Company, Tianjin 300230, China)

Abstract: The cost of microgrid for its interactive operation with distribution network decides its participating depth and width, for which, a calculation method based on the sensitivity analysis is proposed. An interactive operation framework of microgrid with distribution network is designed and an optimal microgrid dispatch model considering the electricity purchase cost, electricity sale revenue and distributed generation cost is established, based on which, an optimal microgrid dispatch model considering the capacity needed by the interactive operation is proposed. The sensitivity analysis is applied to obtain the relationship between the capacity and cost of interactive operation. The study of a typical case verifies the effectiveness of the proposed method.

Key words: microgrid; distribution network; interaction; demand response; time-of-use electricity price; sensitivity analysis; costs; calculation