

基于模型预测控制的微电网多时间尺度需求响应资源优化调度

肖斐, 艾 芊

(上海交通大学 电力传输与功率变换控制教育部重点实验室, 上海 200240)

摘要:为了解决微电网自身分布式能源就地消纳及参与上层电网需求响应的功率调度问题,提出一种微电网多时间尺度需求响应资源优化调度方法。建立了微电网多时间尺度需求响应调度框架,结合微电网的运行成本和需求响应补偿收益建立了日前最优经济调度模型;为了校正可再生能源和负荷的预测偏差,基于模型预测控制(MPC)方法建立了以联络线功率偏差和储能荷电状态(SOC)偏差最小为目标的日内滚动优化调度模型,通过引入可调容量比例因子考虑了微电网联络线功率的调节能力,保证微电网在消纳可再生能源的同时具备一定的可调容量;以实际微电网示范工程为例分析验证了所提方法的有效性和可行性,实验结果表明所提框架可使微电网有效地参与短时需求响应市场。

关键词:微电网;多时间尺度;需求响应;模型预测控制;滚动优化;优化调度;可调容量比例因子

中图分类号:TM 734

文献标识码:A

DOI:10.16081/j.issn.1006-6047.2018.05.027

0 引言

面对我国能源生产与消费逆向分布的格局,未来我国能源互联网的定位应该是:以大电网和微电网相结合的方式,将各种形式的可再生能源通过能源互联网柔性联接,进一步推动广域内电力资源的协调互补和优化配置。以微电网为代表的产消一体化能源系统将作为市场实体参与电力交易。一方面,如何参与需求响应实现利润的最大化是每个自负盈亏的市场实体首要考虑的问题;另一方面,确保微电网平稳接入上层电网是运维人员需要关注的重点。

需求响应是指电力用户针对市场价格信号或激励机制主动改变原有电力消费模式的行为。通过需求响应资源参与电网互动的方式主要有以下3类:通过分时电价引导用户合理调节、改善用电结构和用电方式^[1-2];签订可中断合同^[3-4];直接负荷控制方式^[5-6]。目前,需求响应主要在工商业等大型电力用户中展开^[7-8]。随着分布式电源控制技术和电力通信技术的不断进步,以微电网为载体包含主动负荷、分布式能源以及储能系统的广义需求侧资源能有效地提高需求响应的维度和弹性^[9-10]。文献[11]通过协调可控型家居负荷和储能系统,提高了微电网层可再生能源的利用率并维持用户舒适度;文献[12]提出了分时电价下储能的充放电策略及微电网的优化运行策略,实现了光伏利用率和年利润最大化;文献[13]通过分析居民负荷可转移及可中断特性,提出了以分布式电源消纳最大化为目标的主动负荷需求响应方案。但上述文献均是从微电网自身的经济效益和舒适度角度出发,缺少与上层电网的实时互

动和及时反馈;且需求响应策略控制周期较长,可再生能源和负荷的预测误差将不利于策略的实际执行。

模型预测控制 MPC (Model Predictive Control) 基于滚动优化和反馈校正的思想可以解决含多种不确定因素的系统优化控制问题,具有极强的抗干扰能力和鲁棒性。MPC 方法已运用于家庭局域网^[14]、微电网^[15-16]、配电网^[17]和输电网^[18]等各类电网的优化调度。

综合以上分析,本文提出了一种微电网多时间尺度需求响应策略框架。首先,结合微电网运行成本和需求响应补偿收益,建立了日前最优经济调度模型;然后,利用 MPC 方法实现了日内滚动优化,通过引入可调容量比例因子,保证了微电网联络线的功率调节能力;最后,以实际微电网示范工程为例分析验证了所提方法的有效性和可行性,重点讨论了可调容量约束对联络线功率跟踪的影响。

1 多时间尺度需求响应资源调度框架

为了感知微电网的运行状态和可调容量,且使微电网实时响应上层电网的调度需求,本文将需求响应资源按日前调度和日内滚动调度2个阶段进行,相应的调度策略框架如图1所示。

a. 日前优化调度。

微电网控制中心执行日前预测方案,接收上层电网下发的购/售电电价和需求响应补偿电价。以综合运行成本最小为目标,优化调度各微电源出力、储能充放电功率和联络线交换功率,计算微电网的计划可调容量。

b. 日内优化调度。

为了校正日前预测误差引起的运行点偏离,日内优化以5 min为周期进行。基于MPC的滚动优化模型可求得超短期预测时间窗内的可控机组修正计

收稿日期:2017-06-24;修回日期:2018-04-20

基金项目:国家自然科学基金资助项目(51577115)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(51577115)

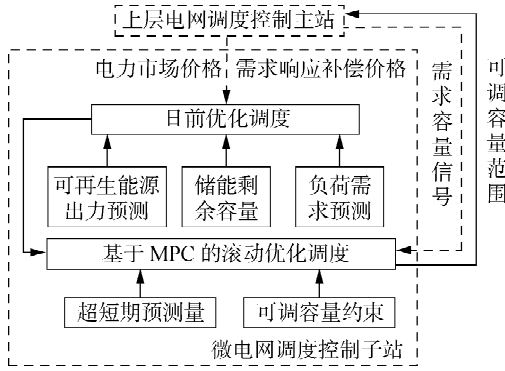


图1 微电网需求响应调度框架

Fig.1 Demand response dispatch framework of microgrid

划和微电网可调容量范围。微电网将预测的可调容量范围向上层电网汇报。若上层电网无需求响应请求,则微电网执行下一时段的可控机组修正计划;否则,根据需求响应容量修改联络线交换功率计划,利用MPC重新求解并执行下一时段的修正计划。

2 多时间尺度优化调度模型

2.1 日前优化调度模型

微电网综合成本包括运行成本和潜在收益。日前优化调度以最小化综合成本为目标。目标函数如下:

$$\min C_{DAC} = \sum_{t=1}^{T_d} (C_{OP}(t) - R_{DR}(t)) \quad (1)$$

$$C_{OP}(t) = \sum_{i=1}^{N_{DG}} C_f(P_{Gi}(t)) + C_{bat}(P_{bat}(t)) - C_{pp}(P_{grid}(t))$$

$$R_{DR}(t) = C_{up} \left(\sum_{i=1}^{N_{DG}} r_{Gi}^{up}(t) + r_{BE}^{up}(t) \right) + C_{dn} \left(\sum_{i=1}^{N_{DG}} r_{Gi}^{dn}(t) + r_{BE}^{dn}(t) \right)$$

其中, C_{DAC} 为微电网日前综合成本; T_d 为日前优化调度总时段; $C_{OP}(t)$ 和 $R_{DR}(t)$ 分别为微电网在 $(t-1, t]$ 时段的运行成本和参与需求响应的收益; N_{DG} 为可控分布式电源的数量; $P_{Gi}(t)$ 为可控分布式电源 i 在 $(t-1, t]$ 时段的出力; $C_f(\cdot)$ 为机组运行的燃料和损耗成本; $P_{bat}(t)$ 为储能设备在 $(t-1, t]$ 时段的充放电功率; $C_{bat}(\cdot)$ 为储能设备寿命损耗费用; $P_{grid}(t)$ 为微电网向外电网购电及售电功率, 为正值时表示微电网向外网售电, 为负值时表示从外网购电; $C_{pp}(\cdot)$ 为微电网向外电网购电的费用以及售电的收益; $r_{Gi}^{up}(t)$ 和 $r_{Gi}^{dn}(t)$ 分别为可控分布式电源 i 可提供的上行和下行可调容量; $r_{BE}^{up}(t)$ 和 $r_{BE}^{dn}(t)$ 分别为储能设备在 $(t-1, t]$ 时段可提供的上行和下行可调容量; $C_{up}(\cdot)$ 和 $C_{dn}(\cdot)$ 为微电网参与上层电网需求响应的收益。

日前优化调度需满足的约束条件如下。

a. 功率平衡约束。

$$\sum_{i=1}^{N_{DG}} P_{Gi}(t) + P_{pv}(t) + P_{wt}(t) + P_{bat}(t) - P_{grid}(t) = P_{load}(t) \quad (2)$$

其中, $P_{pv}(t)$ 和 $P_{wt}(t)$ 分别为光伏和风电在 $(t-1, t]$ 时段的出力; $P_{load}(t)$ 为 $(t-1, t]$ 时段系统的负荷需求。

b. 联络线传输功率限值约束。

$$P_{grid}^{min} \leq P_{grid}(t) \leq P_{grid}^{max} \quad (3)$$

其中, P_{grid}^{min} 和 P_{grid}^{max} 分别为微电网与外电网之间允许传输的最小和最大功率。

c. 可控分布式电源出力上下限约束。

$$P_{Gi}^{min} \leq P_{Gi}(t) \leq P_{Gi}^{max} \quad (4)$$

其中, P_{Gi}^{min} 和 P_{Gi}^{max} 分别为可控分布式电源 i 的最小和最大允许输出功率。

d. 可控分布式电源爬坡约束。

$$\Delta P_{Gi}^{min} \leq P_{Gi}(t) - P_{Gi}(t-1) \leq \Delta P_{Gi}^{max} \quad (5)$$

其中, ΔP_{Gi}^{min} 和 ΔP_{Gi}^{max} 分别为可控分布式电源 i 爬坡功率的上、下限幅值。

e. 可控分布式电源可调容量约束。

$$\begin{cases} r_{Gi}^{up}(t) \leq \min \{ P_{Gi}^{max} - P_{Gi}(t), \Delta P_{Gi}^{max} \} \\ r_{Gi}^{dn}(t) \leq \min \{ P_{Gi}(t) - P_{Gi}^{min}, -\Delta P_{Gi}^{min} \} \end{cases} \quad (6)$$

f. 储能单元约束。

$$\begin{cases} S_{BE}(t) = (1-\sigma)S_{BE}(t-1) + \eta_c \frac{P_{ch}(t)\Delta t}{E_{bat}} \\ S_{BE}(t) = (1-\sigma)S_{BE}(t-1) - \frac{P_{dis}(t)\Delta t}{E_{bat}\eta_d} \end{cases} \quad (7)$$

其中, $S_{BE}(t)$ 为 $(t-1, t]$ 时段储能的荷电状态 SOC (State Of Charge); σ 为储能自放电率; $P_{ch}(t)$ 、 $P_{dis}(t)$ 分别为储能在 $(t-1, t]$ 时段的充电、放电功率; η_c 和 η_d 分别为储能的充电、放电效率; E_{bat} 为储能电池的总容量; Δt 为调度时间周期。

储能充放电功率限值约束为:

$$\begin{cases} 0 \leq P_{ch}(t) \leq P_{ch}^{max} \\ 0 \leq P_{dis}(t) \leq P_{dis}^{max} \end{cases} \quad (8)$$

其中, P_{ch}^{max} 和 P_{dis}^{max} 分别为储能充电功率、放电功率的最大值; 储能充电时满足 $P_{dis}(t) = 0$, 储能放电时满足 $P_{ch}(t) = 0$ 。

储能单元可调容量约束满足:

$$\begin{cases} r_{BE}^{up}(t) + P_{dis}(t) - P_{ch}(t) \leq P_{dis}^{max} \\ r_{BE}^{dn}(t) + P_{ch}(t) - P_{dis}(t) \leq P_{ch}^{max} \end{cases} \quad (9)$$

储能单元剩余容量需满足约束:

$$S_{BE}^{min} \leq S_{BE}(t) \leq S_{BE}^{max} \quad (10)$$

其中, S_{BE}^{max} 和 S_{BE}^{min} 分别为储能单元 SOC 的上、下限

幅值。

鉴于微电网调度的周期性,为了使储能系统能满足下一天的运行,储能容量需满足约束:

$$S_{BE}(t=1)=S_{BE}(t=T_d) \quad (11)$$

2.2 日内协调优化调度模型

本文采用 MPC 滚动优化方法动态求解可控机组的修正计划,实现日内协调优化调度。

2.2.1 滚动预测模型

通过求解滚动优化模型得到控制变量,实现未来有限域内各分布式电源和储能出力预测,具体预测模型为:

$$\mathbf{P}(k+i|k) = \mathbf{P}_0(k) + \sum_{t=1}^i \Delta \mathbf{u}(k+t|k) \quad i=1,2,\dots,N \quad (12)$$

其中, $\mathbf{P}(k+i|k)$ 为 k 时刻预测得到未来 $k+i$ 时刻可控机组的有功出力值; $\mathbf{P}_0(k)$ 为可控机组出力的初始值,由实际量测得到; $\Delta \mathbf{u}(k+t|k)$ 为 k 时刻预测得到未来 $(k+(t-1), k+t]$ 时段内有功出力增量,包含分布式电源、储能控制变量, $\Delta \mathbf{u}(k+t|k) = [\Delta P_{G1}(k+t|k), \Delta P_{G2}(k+t|k), \dots, \Delta P_{bat}(k+t|k)]$, 其中 $\Delta P_{bat}(k+t|k)$ 为 k 时刻预测得到未来 $(k+(t-1), k+t]$ 时段内储能充放电功率增量; N 为预测步长。选取微电网与上层电网的联络线交换功率和储能 SOC 作为输出变量 $\mathbf{Y}(k+i|k) = [P_{grid}(k+i|k), S_{BE}(k+i|k)]$ 。根据微电网各时段功率平衡方程及储能 SOC 迭代方程求得输出变量对应的预测值,分别如式(13)、式(14)所示。

$$P_{grid}(k+i|k) = P_{grid}(k) + \sum_{t=1}^i \mathbf{I} \Delta \mathbf{u}^T(k+t|k) - \sum_{t=1}^i \Delta P_{load}(k+t|k) + \sum_{t=1}^i \Delta P_{wt}(k+t|k) + \sum_{t=1}^i \Delta P_{pv}(k+t|k) \quad i=1,2,\dots,N \quad (13)$$

$$S_{BE}(k+i|k) = (1-\sigma)S_{BE}(k+i-1|k) - \eta_{bat} \frac{P_{bat}(k+i|k)}{E_{bat}} \quad i=1,2,\dots,N \quad (14)$$

其中, $P_{grid}(k+i|k)$ 为 k 时刻预测得到未来 $k+i$ 时刻联络线功率; $P_{grid}(k)$ 为 k 时刻联络线功率,由实际量测得到; $\mathbf{I} = [1, 1, \dots, 1]$ 为单位向量; $\Delta P_{load}(k+t|k)$ 、 $\Delta P_{wt}(k+t|k)$ 、 $\Delta P_{pv}(k+t|k)$ 分别为未来 $(k+(t-1), k+t]$ 时段内负荷、风电及光伏的超短期预测功率增量; $S_{BE}(k+i|k)$ 为 k 时刻预测得到未来 $k+i$ 时刻储能 SOC; η_{bat} 为储能充放电效率。

2.2.2 优化目标函数和约束条件

本文选取联络线功率计划值和储能 SOC 计划值为跟踪目标,建立基于 MPC 的短时间尺度滚动优化调度模型,目标函数如下:

$$\min J = \sum_{i=1}^N \|\mathbf{Y}(k+i|k) - \tilde{\mathbf{Y}}(k+i)\|_Q^2 + \|\mathbf{P}(k+i|k) - \tilde{\mathbf{P}}(k+i)\|_W^2 \quad (15)$$

其中, $\tilde{\mathbf{Y}}(k+i)$ 和 $\tilde{\mathbf{P}}(k+i)$ 分别为 $k+i$ 时刻的输出变量和控制变量参考值,由日前优化调度求得; $\mathbf{Q}$ 和 $\mathbf{W}$ 为目标函数权重向量。

日内优化调度需满足的约束条件如下。

a. 可控机组出力约束。

$$\Delta \mathbf{u}^{\min} \leq \Delta \mathbf{u}(k+i|k) \leq \Delta \mathbf{u}^{\max} \quad i=1,2,\dots,N \quad (16)$$

$$\mathbf{P}^{\min} \leq \mathbf{P}_0(k) + \sum_{t=1}^i \Delta \mathbf{u}(k+t|k) \leq \mathbf{P}^{\max} \quad i=1,2,\dots,N \quad (17)$$

其中, $\Delta \mathbf{u}^{\max}$ 和 $\Delta \mathbf{u}^{\min}$ 分别为分布式电源和储能控制变量的上、下限幅值; $\mathbf{P}^{\max}$ 和 $\mathbf{P}^{\min}$ 分别为分布式电源和储能的最高和最小允许输出功率。

b. 储能 SOC 约束。

$$S_{BE}^{\min} \leq S_{BE}(k+i|k) \leq S_{BE}^{\max} \quad i=1,2,\dots,N \quad (18)$$

c. 可调容量约束。

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^N r^{\text{up}}(k+i|k) \geq \alpha \sum_{i=1}^N \tilde{r}^{\text{up}}(k+i) \\ \sum_{i=1}^N r^{\text{dn}}(k+i|k) \geq \alpha \sum_{i=1}^N \tilde{r}^{\text{dn}}(k+i) \end{cases} \quad (19)$$

$$\begin{aligned} r^{\text{up}}(k+i|k) &= \min \{ \|\mathbf{P}^{\max} - \mathbf{P}(k+i|k)\|_1, \\ &\quad \|\Delta \mathbf{u}^{\max} - \mathbf{u}(k+i|k)\|_1 \} \quad i=1,2,\dots,N \\ r^{\text{dn}}(k+i|k) &= \min \{ \|\mathbf{P}(k+i|k) - \mathbf{P}^{\min}\|_1, \\ &\quad \|\mathbf{u}(k+i|k) - \Delta \mathbf{u}^{\min}\|_1 \} \quad i=1,2,\dots,N \end{aligned}$$

其中, $r^{\text{up}}(k+i|k)$ 、 $r^{\text{dn}}(k+i|k)$ 分别为 k 时刻预测得到未来 $k+i$ 时刻上行、下行可调容量; $\tilde{r}^{\text{up}}(k+i)$ 、 $\tilde{r}^{\text{dn}}(k+i)$ 分别为 $k+i$ 时刻上行可调容量和下行可调容量参考值,由日前优化调度求得; α 为日内与日前可调容量比例因子,由调度人员依据实际需求设定; $\|\cdot\|_1$ 为 L_1 范数。

2.2.3 短时需求响应控制策略

利用序列二次规划 SQP (Sequential Quadratic Programming) 算法求解式(15),得到未来 N 个时刻有功变化量和可调容量范围分别如式(20)、(21)所示。

$$\{\Delta \mathbf{u}(k+1|k), \Delta \mathbf{u}(k+2|k), \dots, \Delta \mathbf{u}(k+N-1|k), \Delta \mathbf{u}(k+N|k)\} \quad (20)$$

$$\{r^{\text{up}}(k+1|k), r^{\text{dn}}(k+1|k), \dots, r^{\text{up}}(k+N|k), r^{\text{dn}}(k+N|k)\} \quad (21)$$

将可调容量序列中 $k+1$ 时刻的上行、下行可调容量汇报至上层电网。若上层电网未提出需求响应请求,则将式(20)中 $k+1$ 时刻控制向量下发至可控分布式电源,如式(22)所示;若上层电网依据可调容

量范围下发 $k+1$ 时刻的需求响应容量 $P_{DR}(k+1|k)$, 则更新联络线功率计划值, 如式(23)所示。

$$P(k+1|k) = P_0(k) + \Delta u(k+1|k) \quad (22)$$

$$\tilde{P}_{grid}(k+1|k) = \tilde{P}_{grid}(k+1|k) + P_{DR}(k+1|k) \quad (23)$$

鉴于 $k+1$ 时刻联络线功率已满足需求响应请求, 修改可调容量约束如下:

$$\begin{cases} \sum_{i=2}^N r^{up}(k+i|k) \geq \alpha \sum_{i=2}^N \tilde{r}^{up}(k+i) \\ \sum_{i=2}^N r^{dn}(k+i|k) \geq \sum_{i=2}^N \tilde{r}^{dn}(k+i) \end{cases} \quad (24)$$

依照更新的计划值和约束条件, 重新求解式(15), 并下发 $k+1$ 时刻的控制向量。为了实现 MPC 中的反馈校正环节, 将当前可控机组的实际有功出力作为新一轮滚动优化调度模型的初始值, 即:

$$P_0(k+1) = P_{real}(k+1) \quad (25)$$

其中, $P_{real}(k+1)$ 为 $k+1$ 时刻量测系统记录的机组实际有功出力。

2.3 优化调度模型求解

本文所提优化调度模型的求解步骤如图2所示, 具体步骤如下。

步骤1: 以微电网综合运行成本最小为目标, 建立微电网日前优化调度模型。利用 CPLEX 求解器

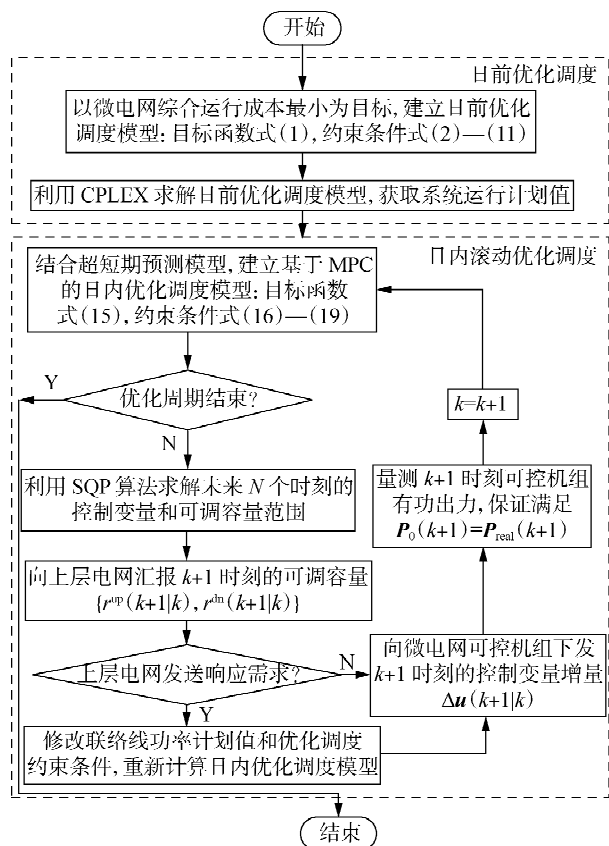


图2 微电网需求响应资源优化调度流程图

Fig.2 Flowchart of dispatching microgrid's demand response resource optimally

得到各可控分布式电源、联络线功率及可调容量的计划值。

步骤2: 参考联络线功率和储能 SOC 计划值, 以校正偏差量最小为目标, 建立基于 MPC 的日内优化调度模型。利用 SQP 算法求得未来 N 个时刻的控制变量序列和可调容量序列, 并将 $k+1$ 时刻的可调容量序列向上层电网汇报。

步骤3: 若上层电网下发需求响应信号, 则修改 $k+1$ 时刻联络线功率计划值和可调容量约束, 重新计算未来 N 个时刻的控制变量序列; 若上层电网未提出需求响应请求, 则执行步骤4。

步骤4: 下发 $k+1$ 时刻控制变量序列, 求得 $k+1$ 时刻各分布式电源的有功出力。

步骤5: 将 $k+1$ 时刻机组实际出力作为日内优化模型初始值, 返回步骤2, 进行新一轮的优化。

3 算例分析

3.1 测试系统及参数介绍

本文以实际示范微电网系统为例进行算例分析, 园区内包含风电机组、光伏发电系统、微型燃气轮机、燃料电池和储能系统, 其中储能的额定充放电功率为 24 kW, 初始 SOC 取值为 0.5, SOC 最大值和最小值分别为 0.9 和 0.2。系统拓扑结构、各分布式电源技术参数、成本参数和电网分时电价见文献[15]。需求响应补偿电价见图3。

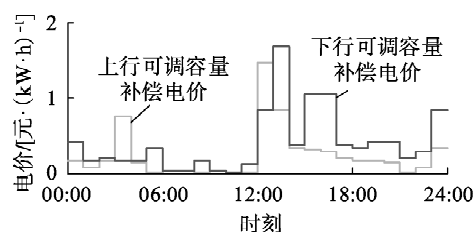


图3 需求响应补偿电价

Fig.3 Electricity price compensating for demand response

为了满足多时间尺度的仿真需求, 图4展示了光伏、风机及负荷的长时间尺度和短时间尺度预测值。为了体现测试参数的普适性, 短时间尺度预测值由日前预测值叠加满足正态分布的预测误差得到。

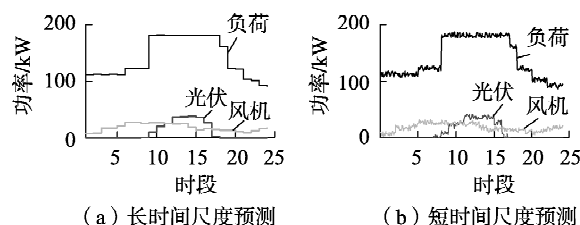


图4 多时间尺度参数预测值

Fig.4 Multiple time-scale predictive parameters

3.2 日前优化调度分析

本文利用 CPLEX 求解日前优化调度模型。各

分布式电源出力 and 联络线功率日前计划值分别如图 5 和图 6 所示。由图 5 可知,蓄电池在时段 1—6 的电价低谷时段充电,而在时段 10—22 的高电价时段放电,减少了微电网的运行成本;微型燃气轮机的运行成本较低,故微型燃气轮机在大部分时段保持较高的出力水平。由图 6 可知,在时段 8—24,微电网的下行可调容量均大于上行可调容量,该结果与可机组的出力大小和需求响应补偿价格有关。

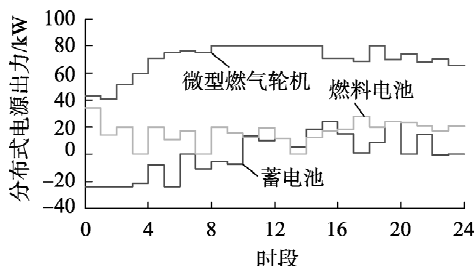


图 5 日前调度分布式电源出力

Fig.5 Output power of distributed generations in day-ahead dispatch

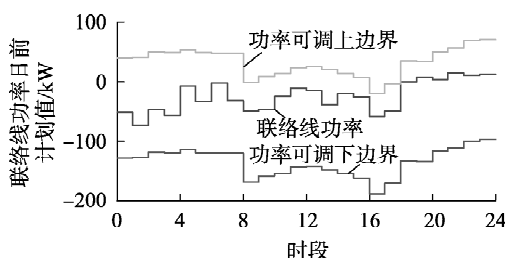


图 6 日前联络线功率计划值

Fig.6 Planning value of tie-line power in day-ahead dispatch

3.3 日内滚动优化调度分析

为了分析基于 MPC 的滚动优化模型在需求响应调度策略下的有效性,本文重点分析了不同可调容量裕度对联络线功率跟踪的影响。选取预测时长为 1 h,控制时长为 30 min,滚动优化调度执行周期为 5 min。利用 SQP 算法求得的联络线功率跟踪情况如图 7 所示。

图 7(a)中 $\alpha = 0.5$,若此时不采用日内滚动优化,联络线功率在计划值附近剧烈波动,难以保证微电网接入上层电网的平稳、可控调度。执行 MPC 滚动优化调度后,联络线功率与日前计划值基本一致。对比图 7(a)—(f)可知,随着可调容量比例因子增加,联络线功率跟踪效果逐渐变差。这是因为可控机组不仅需要校正可再生能源与负荷的预测误差,而且还需要满足上行和下行可调容量需求。图 8 展示了不同可调容量比例因子下联络线功率的实时可调范围。由图 8 可知,随着可调容量比例因子 α 逐渐增大,微电网的下行可调容量逐渐增加,与计划值不断接近。

图 9 展示了不同可调容量比例因子下的储能 SOC 跟踪效果。在时段 5—9,储能 SOC 实际值与计

划值存在较大的偏差,这是因为实际运行中微型燃气轮机和燃料电池达到最大出力也不能满足运行需求,必须通过储能出力校正运行偏差。总体来看,随着比例因子 α 的提高,SOC 跟踪效果基本保持一致,优于联络线功率的跟踪效果。

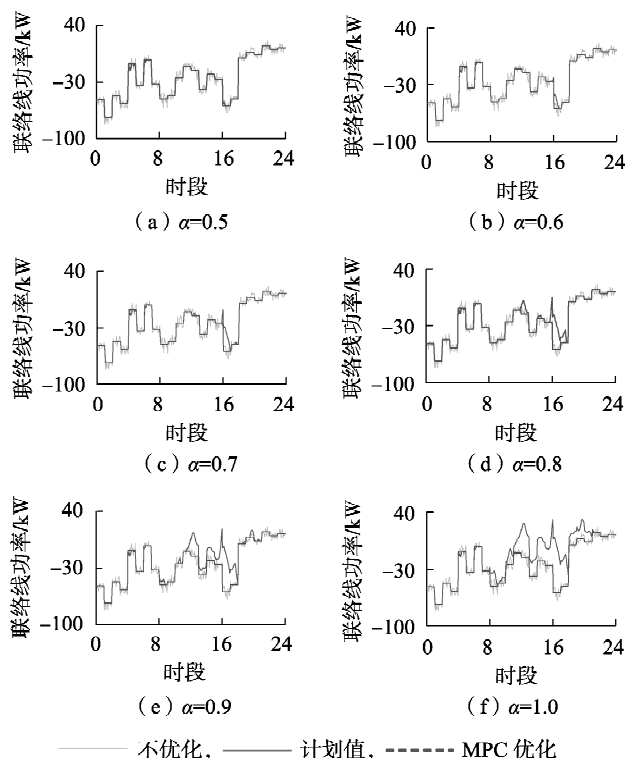


图 7 联络线功率跟踪情况

Fig.7 Tracking of tie-line power

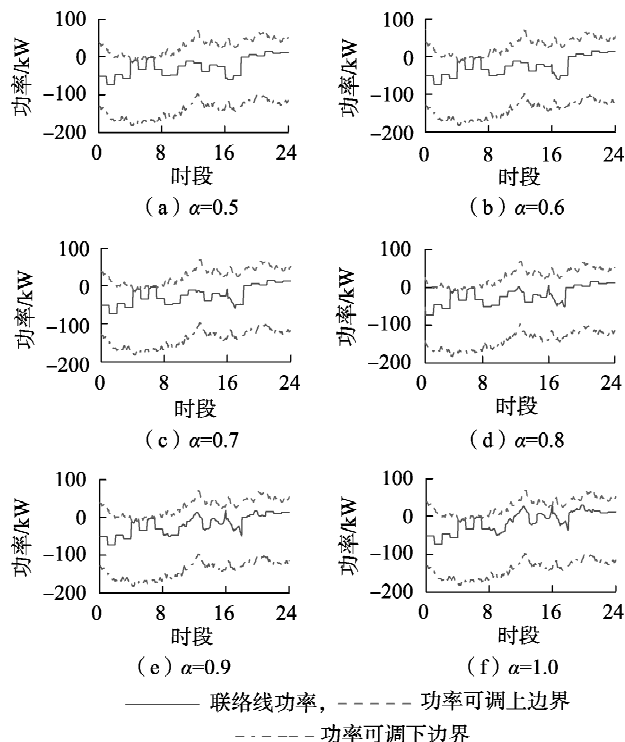


图 8 联络线功率的可调容量范围

Fig.8 Adjustable capability range of tie-line power

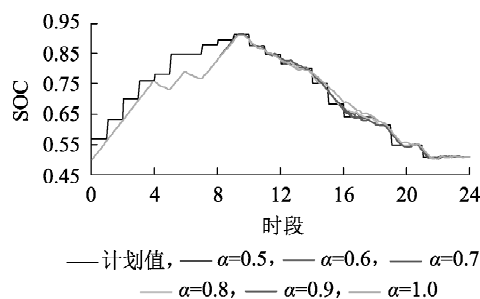


图9 储能 SOC 跟踪效果

Fig.9 Tracking effect of energy storage SOC

3.4 短时需求响应分析

为了测试微电网对上层电网容量需求的动态响应能力,本文利用随机数模拟需求响应信号,测试了不同时间间隔下的联络线功率跟踪效果。图10展示了 $\alpha=0.5$ 下时段12—14中响应间隔为5 min、15 min和30 min的联络线功率跟踪效果。由图10可知,利用本文所提需求响应调度策略框架,微电网既能满足上层电网不同时间间隔的需求容量,又能保证联络线功率的动态跟踪。

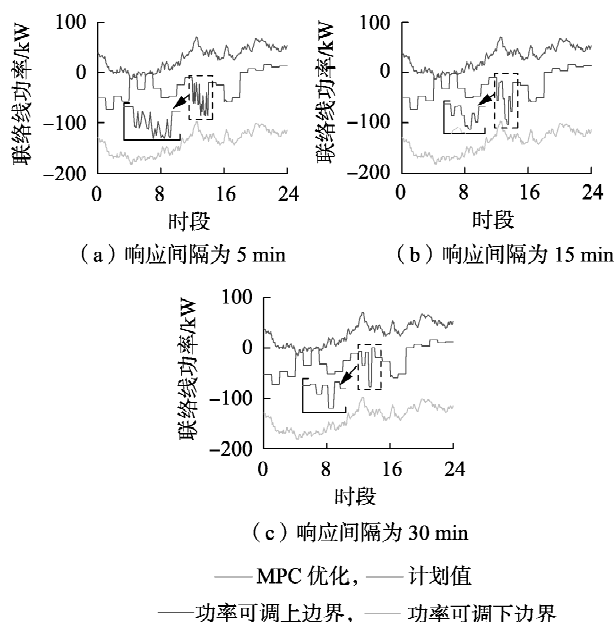


图10 不同需求响应时间间隔下联络线功率控制效果

Fig.10 Control effect of tie-line power with different demand response time intervals

4 结论

为了实现微电网就地消纳分布式能源并参与需求响应市场,本文提出了基于MPC的多时间尺度需求响应资源优化调度方法。仿真结果表明:

a. 利用MPC滚动优化能实现联络线功率和储能SOC的有效跟踪;

b. 随着可调容量比例因子的提高,联络线功率的跟踪效果逐渐减弱,但微电网的需求响应能力逐渐增强;

c. 微电网运行人员可通过设定不同大小的比例因子实现多种运行方式,使微电网在满足功率跟踪的同时,有效地参与短时需求响应市场。

参考文献:

- [1] CALLAWAY D S, HISKENS I A. Achieving controllability of electric loads[J]. Proceedings of the IEEE, 2011, 99(1): 184-199.
- [2] 谭忠富, 陈广娟, 赵建保, 等. 以节能调度为导向的发电侧与售电侧峰谷分时电价联合优化模型[J]. 中国电机工程学报, 2009, 29(1): 55-62.
- TAN Zhongfu, CHEN Guangjuan, ZHAO Jianbao, et al. Optimization model for designing peak-valley time-of-use power price of generation side and scale side at the direction of energy conservation dispatch [J]. Proceedings of the CSEE, 2009, 29(1): 55-62.
- [3] 王建学, 王锡凡, 王秀丽. 电力市场可中断负荷合同模型研究[J]. 中国电机工程学报, 2005, 25(9): 11-16.
- WANG Jianxue, WANG Xifan, WANG Xiuli. Study on model of interruptible load contract in power market [J]. Proceedings of the CSEE, 2005, 25(9): 11-16.
- [4] TUAN L A, BHATTACHARYA K. Competitive framework for procurement of interruptible load services [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2003, 18(2): 889-897.
- [5] HUANG K Y, CHIN H C, HUANG Y C. A model reference adaptive control strategy for interruptible load management [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2004, 19(1): 683-689.
- [6] 王志成, 辛洁晴, 管国兵. 中央空调节费运行方案及其适用性分析[J]. 电力自动化设备, 2017, 37(3): 126-131.
- WANG Zhicheng, XIN Jieqing, GUAN Guobing. Cost-saving operation scheme of central air conditioner and its applicability [J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(3): 126-131.
- [7] 姜子卿, 郝然, 艾芊. 基于冷热电多能互补的工业园区互动机制研究[J]. 电力自动化设备, 2017, 37(6): 260-267.
- JIANG Ziqing, HAO Ran, AI Qian. Interaction mechanism of industrial park based on multi-energy complementation [J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(6): 260-267.
- [8] 赵曰浩, 彭克, 徐丙垠, 等. 综合能源系统分层分布式协调控制方法[J]. 电力自动化设备, 2017, 37(6): 253-259.
- ZHAO Yuehao, PENG Ke, XU Bingyin, et al. Hierarchical and distributed coordination control of integrated energy system [J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(6): 253-259.
- [9] 邢龙, 张沛超, 方陈, 等. 基于广义需求侧资源的微电网运行优化[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.
- [10] 孙建伟, 唐升卫, 刘菲, 等. 面向需求响应控制的家用电热水器建模和控制策略评估[J]. 电力系统及其自动化学报, 2016, 28(4): 51-55.
- SUN Jianwei, TANG Shengwei, LIU Fei, et al. Modeling method and control strategy evaluation of electric water heater for demand response program [J]. Proceedings of the CSU-EPSC, 2016, 28(4): 51-55.
- [11] 于雷, 汤庆峰, 张建华. 基于负荷资源分类建模和启发式策略的家居型微电网优化运行 [J]. 电网技术, 2015, 39(8): 2180-2187.
- YU Lei, TANG Qingfeng, ZHANG Jianhua. Optimal operation for residential micro-grids based on load resources classification

- modeling and heuristic strategy [J]. Power System Technology, 2015, 39(8): 2180-2187.
- [12] 周楠, 樊玮, 刘念, 等. 基于需求响应的光伏微电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.
- [13] 汤奕, 鲁针针, 伏祥运. 居民主动负荷促进分布式电源消纳的需求响应策略[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(24): 49-55.
TANG Yi, LU Zhenzhen, FU Xiangyun. Demand response strategies for promoting consumption of distributed power generation with residential active loads[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(24): 49-55.
- [14] 张彦, 张涛, 刘亚杰, 等. 基于模型预测控制的家居能源局域网最优能量管理研究[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(14): 3656-3666.
ZHANG Yan, ZHANG Tao, LIU Yajie, et al. Optimal energy management of a residential local energy network based on model predictive control [J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(14): 3656-3666.
- [15] 肖浩, 裴玮, 孔力. 基于模型预测控制的微电网多时间尺度协调优化调度[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(18): 7-14.
XIAO Hao, PEI Wei, KONG Li. Multi-time scale coordinated optimal dispatch of microgrid based on model predictive control[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(18): 7-14.
- [16] 张彦, 张涛, 刘亚杰, 等. 基于随机模型预测控制的能源局域网优化调度研究[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(13): 3451-3462.
ZHANG Yan, ZHANG Tao, LIU Yajie, et al. Stochastic model predictive control for energy management optimization of an energy network[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(13): 3451-3462.
- [17] 董雷, 陈卉, 蒲天骄, 等. 基于模型预测控制的主动配电网多时间尺度动态优化调度[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(17): 4609-4616.
DONG Lei, CHEN Hui, PU Tianjiao, et al. Multi-time scale dynamic optimal dispatch in active distribution network based on model predictive control[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(17): 4609-4616.
- [18] 张伯明, 陈建华, 吴文传. 大规模风电接入电网的有功分层模型预测控制方法[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(9): 6-14.
ZHANG Boming, CHEN Jianhua, WU Wenchuan. A hierarchical model predictive control method of active power for accommodating large-scale wind power intergration [J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(9): 6-14.

作者简介:



肖斐

肖斐(1991—),男,湖南常德人,博士研究生,主要研究方向为电力系统态势感知、大数据在电力系统中的应用(E-mail: xiaofeijtu@163.com);

艾芊(1969—),男,湖北武汉人,教授,博士研究生导师,通信作者,主要研究方向为电能质量、人工智能、大数据及其在电力系统中的应用、电力系统建模和分布式发电与微电网(E-mail: aiqian@sjtu.edu.cn)。

Multiple time-scale optimal dispatch of demand response resource for microgrid based on model predictive control

XIAO Fei, AI Qian

(Key Laboratory of Control of Power Transmission and Conversion, Shanghai Jiao Tong University, Shanghai, 200240, China)

Abstract: A multiple time-scale optimal dispatch method of demand response resource for microgrid is proposed to solve the problems of local consumption of distributed energy sources and the power dispatch for microgrid participating in the demand response of upper level power grid. The multiple time-scale demand response dispatch framework of microgrid is developed and the day-ahead optimal economic dispatch model is established considering the operation costs and demand response compensation incomes of the microgrid. The MPC (Model Predictive Control)-based intra-day rolling optimal dispatch model is established to correct the prediction errors of renewable energy sources and load with the minimum tie-line power difference and SOC (State Of Charge) deviation of energy storage as its objective. The regulating ability of tie-line power is taken into consideration by the adjustable capacity scale factor to ensure certain adjustable capacity of microgrid while consuming renewable energy sources. A real microgrid project is taken as the case study to verify the effectiveness and feasibility of the proposed method and experimental results show that the microgrid can effectively participate in the short-term demand response market under the proposed framework.

Key words: microgrid; multiple time scales; demand response; model predictive control; rolling optimization; optimal dispatch; adjustable capacity scale factors