

含分布式电源的配电网中电池储能系统运行策略

李秀磊, 耿光飞, 季玉琦, 陆凌芝

(中国农业大学 信息与电气工程学院, 北京 100083)

摘要: 针对配电网中因分布式电源(DG)的接入和负荷变化而引起的供需平衡问题,提出一种同时考虑 DG 和分时电价的蓄电池储能系统(BESS)充放电策略。第一步以降低能耗的收益与 BESS 套利之和最大为目标,以 BESS 各时段充放电功率为控制变量,以节点电压和充放电功率等为约束条件,在假设电池容量足够大的理想情况下建立划分充放电时段的数学模型;第二步以确定了充放电状态的各时段 BESS 功率为控制变量,并在第一步数学模型的基础上考虑荷电状态等约束,确定充放电功率的大小,并进一步划分充电、空闲和放电时段。修改的 IEEE 33 节点系统验证了所提策略的有效性。

关键词: 蓄电池储能系统; 分布式电源; 运行策略; 配电网; 模型

中图分类号: TM 761

文献标识码: A

DOI: 10.16081/j.issn.1006-6047.2017.11.010

0 引言

进入 21 世纪后,环境问题和能源问题越来越突出,为了缓解这些问题,以清洁能源为主的分布式电源 DG(Distributed Generation)^[1-2]逐渐得到了人们的认可,并且在电网中的渗透率逐渐增大。DG 出力受外界因素影响很大,这使得传统单纯因负荷变动而引起的供需平衡问题变成电源侧和需求侧都会影响供需平衡的更复杂的问题。蓄电池储能系统 BESS(Battery Energy Storage System)在一定程度上打破了电力供需实时平衡的限制,具有削峰填谷、平滑间歇性电源功率波动、改善电压质量等作用^[3-6]。

近年来,很多学者针对 BESS 控制技术展开了广泛研究。其中,微电网中 BESS 的研究发展较快,文献[7-9]对微电网中 BESS 的配置及运行,分别从风/光/柴/储的组合、超级电容器和蓄电池混合储能、储能系统平滑微电网联络线功率波动的角度进行了研究。随着储能技术的快速发展,BESS 在配电网中的研究逐渐受到更多学者关注。文献[10]考虑了储能系统的充放电平衡约束、全生命周期等因素,研究制定了配电网中 BESS 的运行策略,但未能充分利用 BESS,只是将日周期按负荷峰谷简单地分成一充、一放的 2 个时间段,然后确定各时段 BESS 充放电功率大小。文献[11]考虑了网损,采用双层规划方法研究制定配电网中 BESS 充放电策略,上层是充放电状态的优化,下层是充放电功率的优化,该方法对多峰值的负荷变化曲线能得到日周期内多充多放充放电策略,但 BESS 的每次放电量都与其前相邻充电量平衡,每次充放都是相对独立的,求解过程中的全局性较差。分时电价通常依据负荷曲线等因素进

行制定^[12],抑制峰谷差是其主要目标之一,文献[13]根据分时电价划分 BESS 充、放电时间段,进而制定充放电策略,但配电网中若有一定的 DG 存在,部分负荷会由 DG 供电,使得负荷峰谷需求情况与原负荷峰谷需求情况有所不同,根据分时电价制定 BESS 充放电策略就不能充分发挥其削峰填谷作用。

本文首先分析 DG 的接入对配电网中 BESS 运行策略的影响,并建立 BESS 模型。一方面 BESS 可以根据分时电价制定情况低储高放套利,另一方面负荷方差越小峰谷差也相对越小,而文献[14]已经证明一定条件下“网损最小化”与“负荷方差最小化”是等价的,本文以 BESS 套利与降低能耗收益之和最大为目标函数,建立数学模型,考虑 DG 影响和连续放电时间段内可放电量等约束,研究制定 BESS 的充放电策略。通过系统仿真验证所提策略的有效性,并与现有典型方法制定的充放电策略对比,同时仿真分析不同 DG 类型的渗透率及功率特性对 BESS 运行结果的影响,以及 DG 渗透率对制定 BESS 运行策略的影响。

1 DG 对 BESS 运行的影响及 BESS 数学模型

1.1 DG 对 BESS 运行策略的影响分析

本文中 DG 主要考虑风力发电和光伏发电,将其发电功率作为负的负荷与电网负荷叠加后,可得含 DG 配电网的等效负荷^[15],具体计算公式如式(1)所示。

$$P_{e,load}(t) = P_{load}(t) - P_{DG}(t) \quad (1)$$

其中, $P_{e,load}(t)$ 、 $P_{load}(t)$ 和 $P_{DG}(t)$ 分别为第 t 时刻的等效负荷值、实际负荷值和 DG 发电功率。

图 1 为某地典型日光伏 DG 出力、风力 DG 出力曲线与典型日负荷曲线对比情况。

从图 1 中可以看出,光伏发电出力波峰时段与

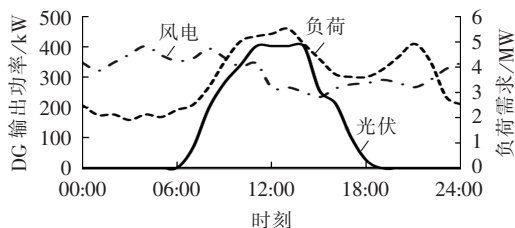


图 1 负荷曲线和 DG 出力曲线的对比

Fig.1 Comparison between load curve and DG output curve

负荷需求在白天时的波峰时段基本上是吻合的,光伏发电出力与负荷叠加后会使得等效负荷曲线峰谷差比原负荷曲线峰谷差小,具有正负荷特性。相反,在图 1 中风力发电出力波峰时段与负荷需求在夜晚时的波谷时段较吻合,风力发电出力与负荷叠加后会使得等效负荷曲线峰谷差比原负荷曲线峰谷差大,具有逆负荷特性。风力发电和光伏发电出力曲线都受天气因素的影响较大,但现有资料表明风电出力逆负荷发生概率为 74.7%^[15];光伏只会在白天发电,虽天气变化会造成其出力波动,但出力曲线变化趋势改变不大;居民典型日负荷曲线的一般变化规律为 23:00 以后低谷,12:00 和 21:00 左右高峰。所以图 1 的分析结果不失一般性。配电网中 BESS 的主要作用是削峰填谷,在对 BESS 进行调度前,通常对配电网中 DG 功率以及负荷需求进行预测,根据预测数据得到等效负荷曲线,然后通过该等效负荷曲线峰谷变化情况对 BESS 的充放电时间段进行划分,由图 1 分析内容可知,DG 接入后的等效负荷曲线会改变原负荷曲线峰谷变化情况,进而影响 BESS 的运行策略。

1.2 BESS 数学模型

本文参考文献[7]中的方法从荷电状态(SOC)等方面建立数学模型。具体模型如式(2)、(3)所示。

充电过程:

$$\text{SOC}(t+\Delta t) = (1-\varepsilon) \cdot \text{SOC}(t) + \frac{P_{\text{ess},c}(t+\Delta t) \cdot \Delta t \cdot \alpha}{E_c} \quad (2)$$

放电过程:

$$\text{SOC}(t+\Delta t) = (1-\varepsilon) \cdot \text{SOC}(t) - \frac{P_{\text{ess},dis}(t+\Delta t) \cdot \Delta t}{E_c \cdot \beta} \quad (3)$$

其中, $\text{SOC}(t+\Delta t)$ 、 $\text{SOC}(t)$ 分别为第 $t+\Delta t$ 和 t 时刻的剩余电量水平,即荷电状态; ε 为 BESS 剩余电量每小时的损失率,简称自放电率,单位为 %/h; $P_{\text{ess},c}(t+\Delta t)$ 、 $P_{\text{ess},dis}(t+\Delta t)$ 分别为 BESS 在第 $t+\Delta t$ 时刻的充电、放电功率大小; α 、 β 分别为 BESS 充、放电效率; E_c 为 BESS 的容量; t 为仿真时刻; Δt 为采样间隔,即仿真的时间段,本文取 0.5 h。仿真时第 t 个时间段内的有功功率以第 t 时刻的有功功率值等效。

2 BESS 充放电策略的制定

2.1 总体思路

BESS 通常在负荷波谷时段充电、波峰时段放电,假设 BESS 的充放电策略如图 2 所示。

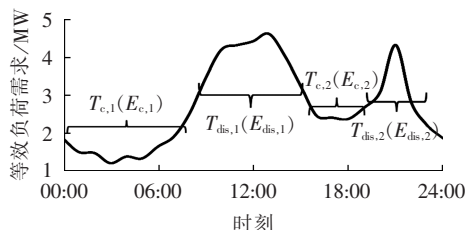


图 2 充放电策略

Fig.2 Charging and discharging strategy

图中, $T_{c,1}$ 、 $T_{c,2}$ 为 2 个连续充电的时间段; $E_{c,1}$ 、 $E_{c,2}$ 分别为 2 个连续充电时间段上所充电量; $T_{dis,1}$ 、 $T_{dis,2}$ 为 2 个连续放电的时间段; $E_{dis,1}$ 、 $E_{dis,2}$ 分别为 2 个连续放电时间段上所放电量。现有文献通常以各时段内充放电功率为控制变量,即一个时间段内 BESS 既可以是充电状态也可以是放电状态,然后根据一定目标求解得到充放电策略^[10]。此策略在充、放电量平衡约束下可以保证周期内充、放电量相等($E_{dis,1} + E_{dis,2} = E_{c,1} + E_{c,2}$),但没有考虑储能本身的容量状态变化,由于 BESS 周期内每一个时间段上的充电功率或者放电功率是同时确定的,不能保证一个连续放电时间段内所放电量小于或等于放电前 BESS 的剩余电量,即可能出现 $E_{dis,1} > E_{c,1}$ 的情况,此时的解是不符合实际的错误解。

本文在现有方法的基础上考虑连续放电时间段内的可放电量约束,该约束需在充、放电时间段已知的情况下才能考虑。对于连续充、放电时段的划分,现有文献有通过分时电价进行划分的:低电价时段对应负荷低谷时段,BESS 充电;高电价时段对应负荷高峰时段,BESS 放电^[13]。但一定渗透率下的 DG 接入配电网后,部分负荷会由 DG 供电,使得负荷峰谷需求情况与原负荷峰谷需求情况有所不同,根据分时电价划分充放电时间段不能充分发挥 BESS 的削峰填谷作用。本文考虑 DG 对负荷峰谷需求的影响,建立数学模型,根据求解情况得到 BESS 充、放电时间段划分结果。

本文将策略制定过程分为 2 步:第一步划分连续充、放电时间段;第二步优化求解 BESS 在各时段内的充放电功率,并在第一步基础上进一步划分充电、空闲和放电时段。具体过程见下文 2.2、2.3 节。

2.2 划分充放电时段的数学模型

策略制定第一步:以降低能耗收益与 BESS 套利之和最大为目标函数,BESS 各时段充放电功率(一个时间段内 BESS 既可以是充电状态也可以是放电

状态)为控制变量,考虑充放电功率约束等,假设储能容量足够大的理想情况下进行求解,储能容量足够大才能在没有空闲状态下对日周期内 24 个时段进行充电、放电时段的划分。根据结果中每个时间段内 BESS 是充电还是放电的状态得到充、放电时间段划分的结果。

2.2.1 目标函数

优化的目标是在系统安全稳定的基础上实现经济效益最大化,具体目标函数为:

$$\max f(p_1, p_2, \dots, p_{24}) = C_{\text{loss}} + C_s - C \quad (4)$$

其中, $p_1, p_2, \dots, p_{24}$ 为 BESS 在 24 个时段上的充放电功率(一个时段内 BESS 既可以充电也可以放电),是控制变量; C_{loss} 为 BESS 运行后配电网降低能耗日收益; C_s 为 BESS 一天的低储高放套利; C 为日周期内充放电次数大于一定值时的惩罚项。各分量计算公式如下:

$$C_{\text{loss}} = m_a \sum_{t=1}^{24} (P_{\text{loss}1}(t) - P_{\text{loss}2}(t)) \Delta t \quad (5)$$

$$C_s = C_{s,\text{dis}} - C_{s,\text{c}} \quad (6)$$

$$C = \gamma(h_{\text{max}} - h) \quad (7)$$

其中, $P_{\text{loss}2}(t)$ 、 $P_{\text{loss}1}(t)$ 分别为有、无 BESS 运行时第 t 时刻配电网的有功线损; m_a 为配电网从主网购电电价; h 为电池一天中的充放电次数(将一个充电阶段加上一个放电阶段算做一次充放电); h_{max} 为一天中的充放电次数限制值; γ 为惩罚系数; $C_{s,\text{dis}}$ 、 $C_{s,\text{c}}$ 分别为 BESS 一天的放电收入费用、充电支出费用,计算公式分别如式(8)、(9)所示。

$$C_{s,\text{dis}} = \sum_{k=1}^N \sum_{t=1}^{24} (m_{\text{dis}} P_{\text{ess},k,\text{dis}}(t) \Delta t) \quad (8)$$

$$C_{s,\text{c}} = \sum_{k=1}^N \sum_{t=1}^{24} (m_{\text{ch}} P_{\text{ess},k,\text{c}}(t) \Delta t) \quad (9)$$

其中, N 为 BESS 的个数; m_{dis} 和 m_{ch} 分别为 BESS 放电电价和充电电价,都为对应时段处的分时电价; $P_{\text{ess},k,\text{dis}}(t)$ 、 $P_{\text{ess},k,\text{c}}(t)$ 分别为第 k 个 BESS 在第 t 时刻的放电功率、充电功率(负数表示充电,正数表示放电)。

2.2.2 约束条件

不等式约束如下。

a. 节点电压约束。

$$U_{i,\text{min}} \leq U_i \leq U_{i,\text{max}} \quad i=1, 2, \dots, n \quad (10)$$

其中, $U_{i,\text{min}}$ 、 $U_{i,\text{max}}$ 分别为节点 i 处电压 U_i 的下限和上限; n 为配电网节点总数。该约束是电能质量对 BESS 运行的要求。

b. 支路电流约束。

$$I_i \leq I_{\text{imax}} \quad i=1, 2, \dots, d \quad (11)$$

其中, I_{imax} 为第 i 条支路电流 I_i 的上限; d 为支路总数。该约束是系统安全稳定对 BESS 运行的要求。

c. 充放电功率约束。

$$-P_{\text{ess},\text{c},\text{max}} < P_{\text{ess}}(t) < P_{\text{ess},\text{dis},\text{max}} \quad (12)$$

其中, $P_{\text{ess}}(t)$ 为 BESS 各时段处的充放电功率; $P_{\text{ess},\text{c},\text{max}}$ 、 $P_{\text{ess},\text{dis},\text{max}}$ 分别为电池最大允许充电功率、最大允许放电功率;负号表示电池充电。

等式约束如下。

a. 潮流方程约束。

$$\begin{cases} P_{G,i} - P_{L,i} = U_i \sum_{j=1}^n U_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \\ Q_{G,i} - Q_{L,i} = U_i \sum_{j=1}^n U_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \end{cases} \quad (13)$$

其中, $P_{G,i}$ 、 $Q_{G,i}$ 分别为节点 i 处电源的有功、无功出力; $P_{L,i}$ 、 $Q_{L,i}$ 分别为节点 i 处的有功、无功负荷; U_i 、 U_j 分别为节点 i 、节点 j 的电压幅值; G_{ij} 、 B_{ij} 分别为节点导纳矩阵元素的实部、虚部; θ_{ij} 为节点 i 和节点 j 的电压相角差。

b. 日周期内充放电能量守恒约束。

$$\sum_{t=1}^{24} [(1-\varepsilon) P_{\text{ess},\text{c}}(t) \alpha - P_{\text{ess},\text{dis}}(t) / \beta] \Delta t = 0 \quad (14)$$

2.3 确定各时段 BESS 充放电功率的数学模型

策略制定第二步:根据第一步连续充、放电时间段划分结果,以确定是了充电还是放电状态的各时段 BESS 功率为控制变量,在第一步数学模型的基础上增加各时刻的荷电状态上下限约束和连续放电时段内可放电量约束,在确定各时段内 BESS 充放电功率大小的同时,也对第一步中的时段划分结果进行充电、空闲和放电时段的进一步划分。具体约束如下。

a. 为避免电池过充过放影响其寿命,荷电状态有一定范围限制,蓄电池不能将电量全部放完也不能完全充满。

$$\text{SOC}_{\text{min}} \leq \text{SOC}(t) \leq \text{SOC}_{\text{max}} \quad (15)$$

其中, SOC_{min} 、 SOC_{max} 分别为电池最小荷电状态、最大荷电状态。

b. 为使求得的解符合实际,避免出现连续放电时段内的放电量大于放电前的剩余电量的情况,连续放电时段内的可放电量有一定约束(具体依据见 2.1 节总体思路)。

$$E_{\text{dis},i} \leq E_{\text{soc},i} \quad (16)$$

其中, $E_{\text{dis},i}$ 为第 i 个连续放电时间段内的可放电量; $E_{\text{soc},i}$ 为第 i 个连续放电时间段放电前 BESS 的剩余电量。

3 算例分析

3.1 算例参数说明

为验证本文所提运行策略的有效性,以 IEEE 33 节点配电系统^[16]作为算例,并在节点 15、21 和 28 上分别增加了 300 kW 风力 DG、400 kW 光伏 DG 和 400 kW 风力 DG,在节点 13、23 和 29 分别增加了

0.9 Mvar、0.8 Mvar 和 0.8 Mvar 的电容器,节点 15 和节点 28 上分别配有容量为 420 kW·h 和 562 kW·h 的 BESS,系统结构如图 3 所示,制定该系统中 BESS 的运行策略。

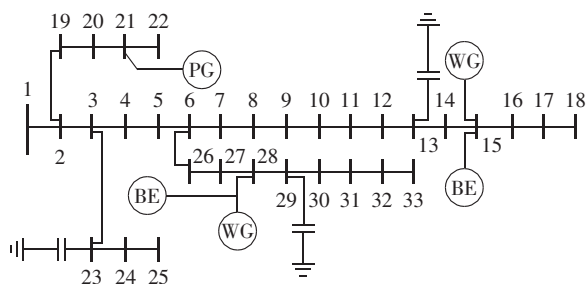


图 3 含 DG 和 BESS 的配电网算例系统

Fig.3 Example system of distribution network with DG and BESS

算例系统中 DG、电容器、BESS 的位置和容量参照文献[17-18]进行确定。算例中采用的某地典型日 DG 出力和典型日负荷曲线如图 4 所示。参考文献[19]设定分时电价:高峰时段为 09:00—14:00 和 19:00—21:00,高电价为 1 元/(kW·h);低谷时段为 01:00—08:00,低电价为 0.35 元/(kW·h);其余时段的平电价为 0.55 元/(kW·h)。从主网购电电价为 0.55 元/(kW·h)。电压波动上下限为 $\pm 7\%$ 。支路电流上限取 BESS 运行前支路电流的 1.5 倍。日充放电次数最大值为 3。单个蓄电池储能单元(1 kW·h)最大充、放电功率均为 0.5 kW。对于荷电状态的上、下限,实际工程中考虑了储能的寿命问题,一般分别取 80%、20%;本算例为突出 BESS 运行后的经济效益,其上、下限分别取 90%、10%。充、放电效率均为 95%,剩余电量损失率为 10%。荷电状态初始值设置为 10%。

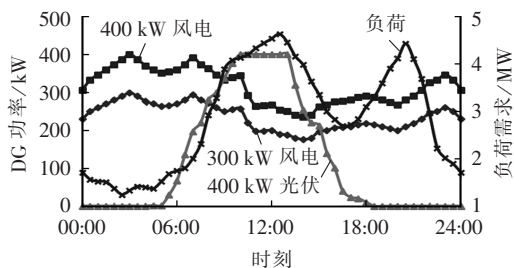


图 4 典型日 DG 出力和负荷曲线

Fig.4 Typical daily DG output and load curves

3.2 不同 BESS 运行策略比较

本文建立的数学模型中含有非线性约束条件, MATLAB 优化工具箱中的 `fmincon` 求解器可以用于求解非线性优化问题, 应用较广泛, 该求解器对初始值的选择无任何要求, 收敛速度快, 使用简便, 结果准确^[18]。`fmincon` 求解器可用算法有 3 种: 信赖域反射算法 (trust region reflective)、有效集算法 (active

set)、内点算法(interior point)。本文采用有效集算法对模型进行求解。

将本文策略与现有文献中依据分时电价制定的策略对比。对于现有策略:参考文献[13],01:00—08:00 和 23:00—24:00 充电、09:00—22:00 放电,将确定了充电还是放电状态的各时段储能充放电功率作为决策变量,以降低能耗收益与 BESS 低储高放套利之和最大为目标函数,以式(10)—(15)为约束条件,求解策略。表 1 和图 5 是两策略下的优化结果。

表 1 BESS 运行后的日经济效益

Table 1 Daily economic benefit after BESS operation

策略	降低能耗 收益/元	BESS 套利/元	总收益/元	计算时间/s
本文策略	65.2	1 080.2	1 145.4	5 442
现有策略	53.8	638.3	692.1	2 808

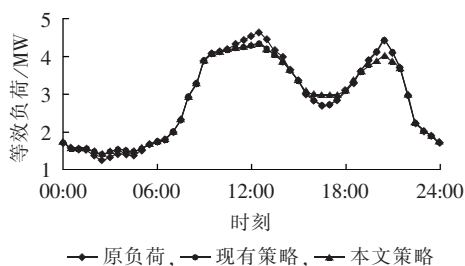


图 5 BESS 运行前后的等效负荷曲线对比

Fig.5 Comparison of equivalent load curves before and after BESS operation

由表 1 可以看出,本文策略与现有策略相比,虽然计算时间长了 2634 s,但降低能耗收益和 BESS 套利收益都要高,总日收益高出 453.3 元。

由图 5 可知,在 14:00 前两策略的削峰填谷效果基本相同,但在 14:00 后现有策略所起的作用很小,而本文策略仍有明显的削峰填谷效果。这是因为现有策略依据分时电价划分充、放电时间段,没有考虑负荷实际需求情况,特别是 DG 对负荷峰谷需求的影响,制定的策略不能充分发挥 BESS 的削峰填谷作用;本文策略先在假设储能容量足够大的理想情况下,建立数学模型,根据求解情况得到较合适的充、放电时段划分结果,进而再确定储能充放电功率大小,该时段划分结果包含了 DG 对负荷峰谷差的影响,是较优的分段结果,更能发挥 BESS 的削峰填谷作用,而且计算了 BESS 套利、降低能耗收益,并作为目标函数,该分段结果也能体现一定的经济效益。

3.3 DG 渗透率对 BESS 运行效益及运行策略制定的影响

为对比分析配电网中不同 DG 类型渗透率对优化运行结果的影响,现于其他参数不变的基础上,分别逐步以一定倍数改变算例中光伏 DG 和风力 DG

容量,按本文方法制定 BESS 充放电策略,运行结果分别如表 2、3 所示(原算例中光伏 DG 和风力 DG 渗透率分别为 2.9% 和 12.4%)。

表 2 不同光伏 DG 渗透率下 BESS 运行前后的情况

Table 2 Situation before and after BESS operation for different photovoltaic DG penetration					
渗透率/%	无 BESS 电能损耗费用/元	有 BESS 电能损耗费用/元	降损收益/元	BESS 套利/元	总收益/元
2.9	2331.1	2265.9	65.2	1080.2	1145.4
5.8	2328.6	2271.1	57.5	1080.2	1137.7
8.7	2348.8	2301.7	47.1	1080.2	1127.3
11.6	2390.7	2385.8	4.9	1080.2	1085.1
17.4	2536.3	2532.3	4.0	1080.2	1084.2
23.2	2759.2	2751.9	7.3	1080.2	1087.5
46.4	4328.7	4320.2	8.5	1080.2	1088.7

表 3 不同风力 DG 渗透率下 BESS 运行前后的情况

Table 3 Situation before and after operation of BESS for different wind DG penetration					
渗透率/%	无 BESS 电能损耗费用/元	有 BESS 电能损耗费用/元	降损收益/元	BESS 套利/元	总收益/元
3.1	3117.1	3127.2	-10.1	1080.2	1071.1
6.2	2825.5	2831.7	-6.2	1080.2	1074.0
9.3	2564.0	2566.5	-2.5	1080.2	1077.7
12.4	2331.1	2265.9	65.2	1080.2	1145.4
24.8	1660.2	1641.4	18.8	1080.2	1099.0
37.2	1356.6	1321.1	35.5	1080.2	1115.7
49.6	1368.0	1323.8	44.2	1080.2	1124.4

由表 2 可知,随着光伏 DG 的渗透率逐渐增大,有无 BESS 运行时的电能损耗都是先减小后增大,降损收益整体上也是先减小后增大,但其有较大幅度减小,而增大幅度一直较小。这是因为储能容量是在 2.9% 的光伏 DG 渗透率下配置的最优容量,该渗透率下储能运行总收益最高。另一方面光伏 DG 具有正负荷特性,随着其渗透率增大,白天等效负荷峰值减小,这在一定程度上减小了 BESS 因削峰填谷而得到的降损收益,当 DG 渗透率继续增加,白天等效负荷峰值接近凌晨较低的负荷,此时储能作用后使二者更接近,降损收益又有所增加。由于 BESS 容量和分时电价不变,BESS 套利不随光伏 DG 渗透率变化而改变,相应的总收益变化和降损收益变化一致。

由表 3 与表 2 对比可知,同样在储能最优容量对应的 12.4% 风电渗透率下运行收益最高,储能套利也不随 DG 渗透率变化而改变。表 3 中当风力 DG 渗透率由低到高接近 12.4% 时,降损收益由负逐渐增大到正;随着风力 DG 渗透率继续增加降损收益虽然也是先减小后增大,但相对表 2 其有较小幅度减小、较大幅度增大。这是因为随着 DG 渗透率的增加,风力 DG 的逆负荷特性使等效负荷峰谷差越来越大,这在一定程度上增加了 BESS 因削峰填谷而得到的降损收益。

以光伏 DG 为例分析 DG 渗透率对 BESS 运行策略制定的影响,对应表 2 的 BESS 充放电曲线如图 6 所示(取每个时段内的平均值,正数表示放电,负数表示充电,零值表示空闲状态或以零功率充放电)。

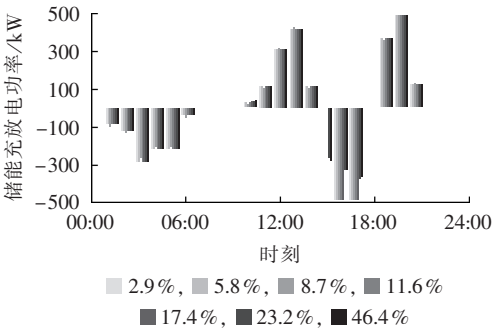


图 6 BESS 充放电曲线

Fig.6 Charging and discharging curves of BESS

从图 6 中可以看出,渗透率小于 23.2% 时 BESS 的充放电策略变化不大,而在 23.2% 及以上时 BESS 的充放电策略发生了明显的变化,在 15:00 处储能由原来的空闲状态变为充电状态,16:00、17:00 充电功率也明显变小。说明一定渗透率的 DG 对配电网中 BESS 充、放电时段的划分及功率的确定有很大影响。

3.4 不同 DG 功率特性对 BESS 运行结果的影响

为分析不同风电功率特性和光伏功率特性下 BESS 的运行情况,现在其他参数不变的基础上,分别在风力 DG 和光伏 DG 不同场景的功率特性下,按本文方法制定 BESS 运行策略。某地四季各典型日的风电出力曲线如图 7 所示,典型见阳日和遮阳日下的光伏出力曲线如图 8 所示。不同风电功率特性和光伏功率特性下 BESS 运行后的结果分别如表 4、5 所示。

由表 4、5 可以看出,其他参数不变的情况下,不同 DG 功率特性下的 BESS 套利都是相同的,降损收益有一定的变化。

对于风力 DG:由图 7 可以看出,与春季(原算例)典型日出力曲线相比,夏季典型日出力曲线波动较大,白天 06:00 左右负荷低估时段出力不高,晚上

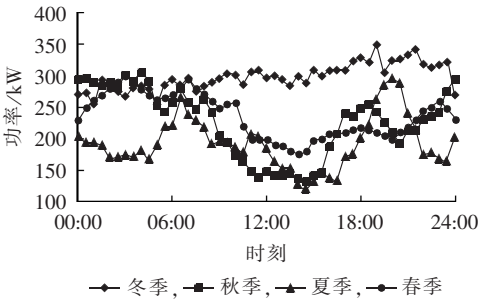


图 7 不同场景下的风电出力曲线

Fig.7 Wind power output curves for different scenarios

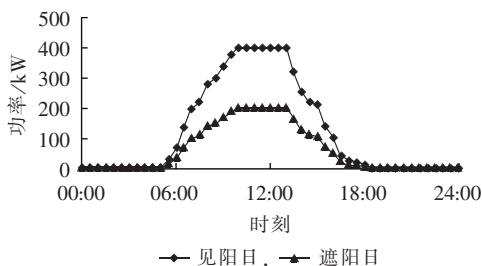


图 8 不同场景下的光伏出力曲线
Fig.8 Photovoltaic output curves for different scenarios

表 4 不同风力 DG 功率特性下 BESS 运行结果
Table 4 Results of BESS operation for different wind DG power characteristics

场景	降损收益/元	BESS 套利/元	总收益/元
春季(原算例)	65.2	1 080.2	1 145.4
夏季	54.2	1 080.2	1 134.4
秋季	72.6	1 080.2	1 152.8
冬季	53.1	1 080.2	1 133.3

表 5 不同光伏 DG 功率特性下 BESS 运行结果
Table 5 Results of BESS operation for different photovoltaic DG power characteristics

场景	降损收益/元	BESS 套利/元	总收益/元
见阳日(原算例)	65.2	1 080.2	1 145.4
遮阳日	69.3	1 080.2	1 149.5

20:00 左右负荷高峰时段有较大出力,负荷逆负荷特性不明显,因此等效负荷曲线峰谷差较小,间接影响 BESS 的削峰填谷效果,使得降损收益减小;秋季典型日 DG 出力曲线变化趋势与春季(原算例)相似,但其在白天 10:00—16:00 间负荷高峰时段出力更小,逆负荷特性更明显,等效负荷曲线峰谷差更大,BESS 运行后的削峰填谷作用更大,降损收益也更大;冬季典型日出力曲线与其他季节相比,整体相对较平缓,逆负荷特性最弱,降损收益也最小。

对于光伏 DG:图 8 出力高峰时段与 10:00—15:00 负荷高峰时段重合,典型遮阳日与见阳日下的出力曲线趋势相似,与见阳日相比,遮阳日下出力明显较小,正负荷特性较弱,等效负荷曲线峰谷差较大,使得 BESS 的削峰填谷效果相对较强,降损收益较大。

4 结论

本文针对配电网中因 DG 的接入和负荷变化而引起的供需平衡问题,提出了一种 BESS 充放电策略。该策略分 2 个步骤进行:先确定充电、放电时段,再确定充放电功率大小与充电、空闲和放电时段。通过仿真分析得到如下结论。

- a. 与现有依据分时电价制定的 BESS 充放电策略相比,本文方法制定的策略可以获得更好的经济效益。
- b. 在 BESS 配置容量不变的情况下,最优容量

对应的 DG 渗透率下 BESS 运行效益最大,随着光伏 DG 渗透率的不断增大,其正负荷特性会使得负荷峰谷差缩小,从而在一定程度上减小 BESS 的运行收益;随着风力 DG 渗透率的不断增大,其逆负荷特性会使得负荷峰谷差拉大,从而在一定程度上增加 BESS 的运行收益。

- c. 在 BESS 配置容量不变的情况下,一定渗透率的 DG 对配电网中 BESS 充电、放电时段的划分及功率的确定有很大影响。
- d. 不同 DG 功率特性曲线具有不同程度的逆负荷特性和正负荷特性,使得等效负荷曲线峰谷差不同,进而影响 BESS 的削峰填谷效果、降损收益。
- e. 本文在策略制定过程中考虑因素较多,并分 2 步进行,计算时间较长,实际应用中实时性不强,但对短时和日前调度有一定的参考价值。

参考文献:

[1] CHEN Zhe. Wind power in modern power systems[J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy,2013,1(1):2-13.

[2] 蒋玮,周赣,王晓东,等. 一种适用于微电网混合储能系统的功率分配策略[J]. 电力自动化设备,2015,35(4):38-43,52. JIANG Wei,ZHOU Gan,WANG Xiaodong,et al. Power allocation strategy of hybrid energy storage system for microgrid[J]. Electric Power Automation Equipment,2015,35(4):38-43,52.

[3] GE Shaoyun,XU Li,LIU Hong,et al. Low-carbon benefit analysis on DG penetration distribution system[J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy,2015,3(1):139-148.

[4] ZHAO Haoran,WU Qiuwei,WANG Chengshan,et al. Fuzzy logic based coordinated control of battery energy storage system and dispatchable distributed generation for microgrid[J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy,2015,3(3):422-428.

[5] 谢应昭,卢继平. 含风储混合系统的多目标机组组合优化模型及求解[J]. 电力自动化设备,2015,35(3):18-26. XIE Yingzhao,LU Jiping. Multi-objective unit commitment optimization model including hybrid wind-storage system and its solution [J]. Electric Power Automation Equipment,2015,35(3):18-26.

[6] XU Guoyi,XU Lie,YAO Liangzhong. Wind turbines output power smoothing using embedded energy storage systems[J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy,2013,1(1):49-57.

[7] 丁明,王波,赵波,等. 独立风光柴储微网系统容量优化配置[J]. 电网技术,2013,37(3):575-581. DING Ming,WANG Bo,ZHAO Bo,et al. Configuration optimization of capacity of standalone PV-wind-diesel-battery hybrid microgrid[J]. Power System Technology,2013,37(3):575-581.

[8] 李成,杨秀,张美霞,等. 基于成本分析的超级电容器和蓄电池混合储能优化配置方案[J]. 电力系统自动化,2013,37(18):20-24. LI Cheng,YANG Xiu,ZHANG Meixia,et al. Optimal configuration scheme for hybrid energy storage system of super-capacitors and batteries based on cost analysis[J]. Automation of Electric Power Systems,2013,37(18):20-24.

[9] 王成山,于波,肖峻,等. 平滑微电网网络功率波动的储能系统容量优化方法[J]. 电力系统自动化,2013,37(3):12-17. WANG Chengshan,YU Bo,XIAO Jun,et al. An energy storage

- system capacity optimization method for microgrid tie-line power flow stabilization[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013,37(3):12-17.
- [10] 向育鹏,卫志农,孙国强,等. 基于全寿命周期成本的配电网蓄电池储能系统的优化配置[J]. 电网技术,2015,39(1):264-270. XIANG Yupeng,WEI Zhinong,SUN Guoqiang,et al. Life cycle cost based optimal configuration of battery energy storage system in distribution network[J]. Power System Technology, 2015,39(1):264-270.
- [11] 章美丹,宋晓娟,辛焕海,等. 计及网损的配电网电池储能站优化运行策略[J]. 电网技术,2013,37(8):2123-2128. ZHANG Meidan,SONG Xiaozhe,XIN Huanhai,et al. Optimal operation strategy of battery energy storage system in distribution networks with consideration of power losses[J]. Power System Technology,2013,37(8):2123-2128.
- [12] 刘小聪,王蓓蓓,李扬,等. 智能电网下计及用户侧互动的发电日前调度计划模型[J]. 中国电机工程学报,2013,33(1):30-38. LIU Xiaocong,WANG Beibei,LI Yang,et al. Day-ahead generation scheduling model considering demand side interaction under smart grid paradigm[J]. Proceedings of the CSEE,2013,33(1):30-38.
- [13] 刘文霞,牛淑姬,石道桂,等. 考虑运行策略及投资主体利益的主动配电系统储能优化配置[J]. 电网技术,2015,39(10):2697-2704. LIU Wenxia,NIU Shuya,SHI Daogui,et al. Optimal allocation of ADS battery energy storage considering operation strategy and investment subject benefit[J]. Power System Technology,2015,39(10):2697-2704.
- [14] 杨玉青. 区域配电网储能配置与优化运行策略研究[D]. 北京:北京交通大学,2015. YANG Yuqing. Research on energy storage system configuration and optimal operation strategy in regional distribution network [D]. Beijing:Beijing Jiaotong University,2015.
- [15] 严干贵,冯晓东,李军徽,等. 用于松弛调峰瓶颈的储能系统容量配置方法[J]. 中国电机工程学报,2012,32(28):27-35. YAN Gangui,FENG Xiaodong,LI Junhui,et al. Optimization of energy storage system capacity for relaxing peak load regulation bottlenecks[J]. Proceedings of the CSEE,2012,32(28):27-35.
- [16] 王守相,王成山. 现代配电系统分析[M]. 北京:高等教育出版社,2007:196-202.
- [17] 刘公博,颜文涛,张文斌,等. 含分布式电源的配电网动态无功优化调度方法[J]. 电力系统自动化,2015,39(15):49-54. LIU Gongbo,YAN Wentao,ZHANG Wenbin,et al. Optimization and dispatching method of dynamic reactive power in distribution network with distributed generators[J]. Automation of Electric Power Systems,2015,39(15):49-54.
- [18] 段开锋. 电池储能系统在配电网中的应用研究[D]. 北京:北京交通大学,2014. DUAN Kaifeng. The application of battery energy storage system in the distribution network[D]. Beijing:Beijing Jiaotong University,2014.
- [19] 陈沧杨,胡博,谢开贵,等. 计入电力系统可靠性与购电风险的峰谷分时电价模型[J]. 电网技术,2014,38(8):2141-2148. CHEN Cangyang,HU Bo,XIE Kaigui,et al. A peak-valley TOU price model considering power system reliability and power purchase risk[J]. Power System Technology,2014,38(8):2141-2148.

作者简介:



李秀磊

李秀磊(1990—),男,山东济宁人,硕士研究生,主要研究方向为主动配电网中储能和需求侧响应的优化规划问题(E-mail:1532866112@qq.com);

耿光飞(1970—),男,陕西咸阳人,副教授,博士,通信作者,主要研究方向为电力系统优化规划等(E-mail:guangfei@cau.edu.cn);

季玉琦(1989—),男,河南范县人,博士研究生,主要研究方向为电力系统无功优化等(E-mail:jyqu1989@163.com)。

Operation strategy of battery energy storage system in distribution network with distributed generation

LI Xiulei, GENG Guangfei, JI Yuqi, LU Lingzhi

(College of Information and Electrical Engineering, China Agricultural University, Beijing 100083, China)

Abstract: Aiming at the supply and demand balance problem caused by DG(Distributed Generation) integration and load change in distribution network, a charging and discharging strategy of BESS(Battery Energy Storage System) is proposed with the consideration of DG and time-of-use price. In the first step, a mathematical model for dividing charging and discharging periods is built ideally assuming the battery capacity is large enough, which takes the maximum sum of energy consumption reduction cost and BESS arbitrage as its objective, the charging and discharging power of BESS at each period as its control variables, the node voltage and charging and discharging power as its constraints. In the second step, the BESS power in each period with determined charging or discharging state is taken as the control variable, considering the state of charge and other constraints based on the mathematical model in the first step, the charging and discharging power are determined and the periods of charging, idle and discharging are further divided. A modified IEEE 33-bus system verifies the effectiveness of the proposed strategy.

Key words: battery energy storage system; distributed power generation; operation strategy; distribution network; models