

考虑风电不确定性的混合储能容量优化配置及运行策略研究

陈厚合, 杜欢欢, 张儒峰, 姜涛, 李雪

(东北电力大学 电气工程学院, 吉林 吉林 132012)

摘要:在考虑风电功率不确定性的基础上,提出一种基于频谱分析确定混合储能系统(HESS)容量的方法,该方法充分利用了超级电容器和蓄电池的优势互补特性,基于此提出储能最优运行策略。利用离散傅里叶变换分解风电不平衡功率得到其频域信息,并利用 HESS 对不平衡功率进行平抑;提出一种最优截止频率确定方法,并确定 HESS 中蓄电池和超级电容器的容量大小;基于所确定容量建立以利润最大为目标的机会约束规划储能运行策略模型,并采用整合蒙特卡罗的遗传算法进行求解,从而确定储能的最优运行策略。通过实际数据分析验证了所提模型和方法的有效性。

关键词:频谱分析;混合储能系统;机会约束规划;储能运行策略;优化配置

中图分类号:TM 614;TM 761

文献标识码:A

DOI:10.16081/j.issn.1006-6047.2018.08.025

0 引言

随着风电渗透率的增加,风电出力所具有的间歇性、随机性及不确定性等特点,给电力系统的安全稳定运行带来巨大挑战,使风电接入和消纳问题成为限制风电发展的主要障碍^[1]。储能系统具有双向充放电特性,可为电力系统提供快速的响应能力,已成为提高风电利用率、改善风电出力特性的有效方法之一^[2]。然而,目前储能系统价格昂贵,投资成本和运行费用较高,所以其能否充分利用和高效运行直接影响电力系统的运行经济性,因此如何实现最优的储能容量配置及运行策略对接入储能系统的电力网络意义重大^[3-4]。

目前国内外针对储能系统容量配置方法的研究较多,取得了一系列的研究成果,其中平抑风电等可再生能源功率波动是储能的一种重要作用^[5-7],其配置方法主要分为单种储能和混合储能 2 种。在单种储能平抑风电功率的研究中,文献[8]提出一种应用离散傅里叶变换 DFT(Discrete Fourier Transform)进行孤立微电网中储能和柴油发电机配置的方法,并提出截止频率的确定方法,进一步分配柴油发电机和储能系统的补偿频段范围,但该文献仅从技术角度考虑储能容量配置,没有计及储能成本对系统经济性的影响;文献[9]采用统计方法确定储能-风电系统配置中电池储能的最小储能容量;文献[10]

针对风电的不确定性,利用经验概率密度函数的方法来最终确定最小储能容量,同时也为确定系统备用容量的大小提供了重要依据;文献[11]在平滑可再生能源输出功率波动的储能配置过程中考虑经济成本和荷电运行状态等约束,并利用频谱分析的方法确定储能系统容量。以上研究只是针对单一储能进行配置,然而单种储能配置方式只能针对特定系统状态,无法同时实现风电功率中大幅度波动分量和高频波动分量的平抑,所以导致单种储能很难同时满足系统所需要的响应速度、平抑功率以及经济性等要求。

针对单种储能容量配置的不足,可采用混合储能来综合考虑各种储能的优势,改善储能系统的整体性能。在应用混合储能平抑风电功率的研究中,文献[12]提出一种基于频谱分析的风电混合储能系统容量优化的方法,将平抑风电场输出功率波动所需的容量根据响应时间的不同进行划分,从而进行储能容量配置,但该文献仅进行了相关经济性的定性分析,并没有根据所提方法分别进行足够的测试和仿真;文献[13]通过对系统净负荷功率进行频谱分析,利用混合储能在不同频段内分别进行补偿,但缺少储能在系统中协调优化运行的深层分析;文献[14]提出应用傅里叶变换将风电不平衡功率分解成时变周期分量,以便后续求得储能容量大小,但并没有考虑选取截止频率的优化方法,无法使储能配置达到最佳状态。

针对现有混合储能研究中没有同时考虑截止频率选取和储能运行策略经济性分析的不足,本文同时考虑 2 种因素对系统经济性的影响。在截止频率选择方面,超级电容器和蓄电池构成的混合储能系统可以有效延长蓄电池的循环使用寿命,进而提高储能系统的性能^[15],本文充分利用混合储能的优势互补特性^[16],利用频谱分析确定截止频率的优化方

收稿日期:2017-09-04;修回日期:2018-06-25

基金项目:国家自然科学基金资助项目(51477027,51677022,51607033,51607034);国家重点研发计划项目(2017YFB-0903400)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(51477027,51677022,51607033,51607034) and the National Key Research and Development Program of China(2017YFB0903400)

法,从而有效确定混合储能容量;在储能运行策略方面,本文在权衡风险和利润的基础上应用概率方法——机会约束规划在实际运行前确定储能的运行策略,使系统获利最大。在进行混合储能的容量配置及运行策略研究过程中,将风电不平衡功率利用 DFT 进行分解,选取最优的截止频率,利用蓄电池-超级电容器的混合储能系统平抑风电波动,平抑过程中考虑了每种储能的年期期望寿命成本,从而确定混合储能的容量。在确保储能容量配置成本最小的基础上进行储能系统最优运行策略的研究,以获得最大利润。最后通过实际数据分析验证了本文所提方法的有效性。

1 风电不平衡功率分解

首先利用风电的输出功率和风电功率预测值得到风电不平衡功率数据,将得到的数据利用 DFT 分解,得到其频域信息,再确定不平衡功率频域的低、高频截止频率 f_L 、 f_H ,最后在不同频段 $f < f_L$ 、 $f_L < f < f_H$ 以及 $f > f_H$ 内分别进行补偿。风电不平衡功率分解具体流程如图 1 所示。

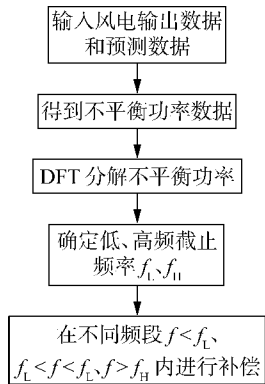


图 1 风电不平衡功率分解流程图

Fig.1 Flowchart of unbalanced wind power decomposition

1.1 风电的不平衡功率

储能系统容量配置之前需对风电功率进行预测,根据预测值和实际风电功率输出确定风电不平衡功率大小,本文借鉴文献[17]中的持续预测法来进行风电功率预测。假定风电场只输出功率,且风电功率在 t 时刻的预测值为 $P_s(t)$,风电场在 t 时刻的输出功率为 $P_w(t)$,即在 t 时刻的风电不平衡功率 $P_{im}(t)$ 为:

$$P_{im}(t) = P_w(t) - P_s(t) \quad (1)$$

1.2 不平衡功率的傅里叶变换

为使各种储能充分发挥其各自优势,通常将得到的不平衡功率利用 DFT 分解,并分别进行补偿。同时傅里叶变换方法^[3-4,14]可以认为是一种精准的带通滤波器,能够实现高效分频^[14]。采用 DFT 得到不平衡功率的频率分布为:

$$P(f) = \sum_{t=0}^{N-1} P_{im}(t) W_N^{tf} \quad (2)$$

其中, $W_N^{tf} = e^{-j(2\pi/N)tf}$, N 为序列中的数据点总数。

反傅里叶变换可表示为:

$$P_{im}(t) = \frac{1}{N} \sum_{f=0}^{N-1} P(f) (W_N^{tf})^{-1} \quad t = 0, 1, \dots, N-1 \quad (3)$$

进一步借助文献[14]的带通滤波器法将不平衡功率分解为不同频段,确定不同频段所需的功率源,最后分别实现不同频段不平衡功率的补偿。

1.3 不平衡功率的分解

在确定不平衡功率不同频段所需功率的基础上,为分别实现不同频段补偿,需确定低、高频截止频率 f_L 、 f_H ,将不平衡功率分成三部分,由于系统中不平衡功率的不同频率段具有不同特性,且不同类型的储能适合补偿不同频段,若想最大限度发挥储能系统及发电机备用的优势,需针对不同频率段进行单独控制,具体控制策略如下:

- 蓄电池储能具有能量密度高的特点,因此适合补偿不平衡功率相对变化缓慢的部分,对应于频段 $f < f_L$;
- 超级电容器具备响应速度快以及循环寿命长的特点^[18],因此适合补偿不平衡功率的中频部分 $f_L < f < f_H$;
- 为了维持电网频率稳定, $f > f_H$ 部分由系统中的同步发电机来补偿。

2 混合储能容量大小的确定

2.1 通过傅里叶变换结果确定储能的容量

假定储能系统在不平衡功率分解后的 $[f_{min}, f_{max}]$ 频率范围内进行补偿,对应需要的储能补偿功率大小 $X_{ess}^*(f)$ 可以通过式(4)确定。

$$X_{ess}^*(f) = \begin{cases} X_{im}(f) & f \in [f_{min}, f_{max}] \\ 0 & f \notin [f_{min}, f_{max}] \end{cases} \quad (4)$$

其中, $X_{im}(f)$ 为不平衡功率经 DFT 分解后的结果。

以上确定的储能补偿功率为其频域值,相对应的时域值 $e_p(t)$ 可通过对 $X_{ess}^*(f)$ 反傅里叶变换获得,并且考虑储能系统放电效率 η_d 和充电效率 η_c 情况下的储能实际补偿功率公式为:

$$e_p^*(t) = \begin{cases} \frac{e_p(t)}{\eta_d} & e_p(t) > 0 \\ e_p(t)\eta_c & e_p(t) < 0 \end{cases} \quad (5)$$

其中, $e_p(t) > 0$ 时为储能系统放电状态, $e_p(t) < 0$ 时为储能系统充电状态。

储能系统的额定功率大小 P_{ess} 为储能实际充放

电功率绝对值的最大值:

$$P_{\text{ess}} = \max \{ |e_p^*(t)| \} \quad (6)$$

储能系统的额定容量可以通过以下2步来确定。

a. 首先通过储能补偿功率时域值 $e_p^*(t)$ 计算得到储能在 T 时段内的累积能量 $e_E(t)$ 为:

$$e_E(t) = \int_0^T e_p^*(t) dt \quad (7)$$

其中, T 为不平衡功率时间周期。

b. 获得累计能量大小后, 储能的额定容量通过下式确定:

$$E_{\text{ess}} = \frac{\max \{ e_E(t) \} - \min \{ e_E(t) \}}{\text{SOC}_{\text{up}} - \text{SOC}_{\text{low}}} \quad (8)$$

其中, 初始荷电状态的上、下限 SOC_{up} 、 SOC_{low} 分别为1和0.3。实际中荷电状态上限通常低于1, 因此在本文中计算的混合储能容量大小会比正常 $\text{SOC}_{\text{up}} = 1$ 时要大。

2.2 容量值的检验及初始荷电状态的确定

由于储能的充电水平应该保持在适当范围内, 因此通过检验运行期间储能实时的荷电状态来判断所确定储能容量值是否合理, 且实时的储能荷电状态 SOC_R 可表示为:

$$\text{SOC}_R = \text{SOC}_0 - \frac{e_E(t)}{E_{\text{ess}}} \quad (9)$$

其中, SOC_0 为初始荷电状态。

实时的储能荷电状态 SOC_R 应满足以下约束条件, 即实时的荷电状态最大值应小于或等于荷电状态上限, 实时的荷电状态最小值应大于或等于荷电状态的下限:

$$\begin{cases} \max \{ \text{SOC}_R \} \leq \text{SOC}_{\text{up}} \\ \min \{ \text{SOC}_R \} \geq \text{SOC}_{\text{low}} \end{cases} \quad (10)$$

通过以上分析可得储能系统的初始荷电状态为:

$$\text{SOC}_0 = \text{SOC}_{\text{low}} + \frac{\max \{ e_E(t) \}}{E_{\text{ess}}} = \text{SOC}_{\text{up}} + \frac{\min \{ e_E(t) \}}{E_{\text{ess}}} \quad (11)$$

储能系统的初始荷电状态在运行过程中可以通过控制策略进行实现, 如反馈控制^[19-20]。

2.3 蓄电池和超级电容器期望寿命的确定

在通过上节方法确定每种类型的储能在 T 时段内补偿功率的基础上, 可估算储能的期望寿命^[21]。文献[22]提出了一种基于电池的循环安培-小时 A_h 来估计电池的循环次数。电池的等效周期寿命 C_B 可通过电池的放电安培-小时与电池的额定安培-小时 A_{hr} 的比值获得:

$$C_B = \sum \frac{A_{hj}}{A_{hr}} \quad (12)$$

其中, $A_{hj} = \int_{t_{j-1}}^{t_j} I_r(t) dt$, 在此计算过程中, 蓄电池的端电压取其额定值, $I_r(t)$ 为放电电流, t_{j-1} 、 t_j 分别为第 j 个放电周期的起、止时刻。则蓄电池的期望寿命 E_{Lb} 为:

$$E_{Lb} = \frac{C_{B,n}}{C_B} T \quad (13)$$

其中, $C_{B,n}$ 为蓄电池在额定状态下的寿命周期, 一般由制造商提供。

由于超级电容器的完全循环或者不规则循环方式不影响其循环寿命, 所以在确定寿命过程中只考虑放电过程即可。则超级电容器的在时段 T 内的等效周期寿命 C_s 为:

$$C_s = \sum \frac{E_{sj}}{E_{\text{ess}}} \quad (14)$$

其中, E_{sj} 为超级电容器在第 j 个放电周期内的放电容量。

同理, 超级电容器的期望寿命为:

$$E_{Ls} = \frac{C_{S,n}}{C_s} T \quad (15)$$

其中, $C_{S,n}$ 为超级电容器在额定状态下的寿命周期。式(13)、(15)中参数 $C_{B,n} = 500$ 、 $C_{S,n} = 50\,000$, 可通过文献[23-24]获得。

由于储能的花费与储能能量容量、功率容量相关, 因此可得到蓄电池储能和超级电容器储能的年花费分别为:

$$\begin{aligned} T_{Cb} &= \frac{1}{E_{Lb}} (k_1 E_{\text{ess}_b} + k_2 P_{\text{ess}_b}) \\ T_{Cs} &= \frac{1}{E_{Ls}} (k_3 E_{\text{ess}_s} + k_4 P_{\text{ess}_s}) \end{aligned} \quad (16)$$

其中, k_1 、 k_2 、 k_3 、 k_4 为价格系数, 分别对应电池1 MW功率花费(\$)、电池1 MW·h容量花费(\$)、超级电容器1 MW功率花费(\$)及超级电容器1 MW·h容量花费(\$); E_{ess_b} 为电池容量; E_{ess_s} 为超级电容器容量; P_{ess_b} 为电池功率; P_{ess_s} 为超级电容器功率。由文献[23]可得, 最后根据以上分析得到的混合储能系统的年寿命成本为蓄电池储能和超级电容器储能的年花费之和为:

$$T_{\text{Chess}} = T_{Cb} + T_{Cs} \quad (17)$$

3 截止频率的确定

为实现不平衡功率在不同频段分别进行补偿, 以达到最经济的混合储能容量配置, 需确定出不平衡功率的高、低频截止频率 f_h 、 f_L , 具体方法如下。

3.1 高频截止频率 f_H 的确定

为保证电网频率偏差最大值 $\Delta f_{\max}$ 在允许范围内,不平衡功率的频率在 $f > f_H$ 时使用同步发电机补偿。文献[19]提出了一种基于功率谱密度 PSD (Power Spectral Density) 的方法来计算最大电网频率偏差。具体通过以下 3 个步骤来确定。

步骤 1: 基于 DFT 处理不平衡功率后的频谱结果计算其功率谱密度 $PSD(S_x)$ 。

步骤 2: 在步骤 1 的基础上获取电网频率偏差功率谱密度 $PSD(S_{\Delta f_{grid}(f)})$, $S_{\Delta f_{grid}(f)} = |H^2(f)S_x(f)|$, $|H(f)|$ 为系统频率响应的幅值, $S_x(f)$ 为不平衡功率经过 DFT 之后得到的频谱结果, $|H(f)| = |G(s)| = |G(j2\pi f)|$, $G(s)$ 为系统的传递函数, 图 2 为所研究系统的频率响应模型。

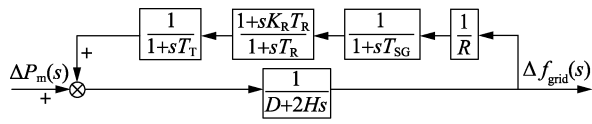


图 2 传递函数的频率响应模型

Fig.2 Frequency response model of transfer function

模型中的参数如下: 调速器的时间常数 $T_{SG} = 0.08$ s, 调速器调速参数 $R = 0.05$, 汽轮机再热常数 $K_R = 0.3$, 汽轮机再热时间常数 $T_R = 10$ s, 蒸汽轮机时间常数 $T_T = 0.3$ s, 电力系统等效阻尼系数 $D = 0.1$, 系统惯性 $H = 5$ s。

$$G(s) = \frac{0.012s^3 + 0.191s^2 + 0.519s + 0.05}{0.12s^4 + 1.913s^3 + 5.21s^2 + 2.512s + 1.005} \quad (18)$$

步骤 3: 将步骤 2 确定的 $PSD(S_{\Delta f_{grid}(f)})$ 反变换得到电网频率偏差的时域值 $\Delta f_{grid}(t)$ 。

在满足电网频率稳定的前提下搜索 f_H 的最小值, 具体流程如图 3 所示, 首先输入数据, 设置截止频率初值, 在不平衡功率上应用带通滤波器计算响应的频谱密度, 进一步计算电网频率偏差的功率谱

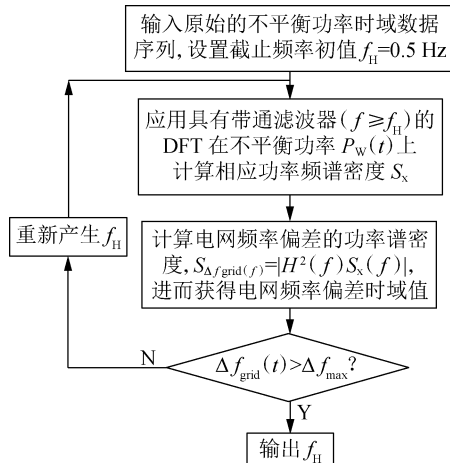


图 3 截止频率 f_H 选择流程图

Fig.3 Flowchart of selecting cut-off frequency f_H

密度, 通过时频变换获得电网频率偏差时域值, 最后通过比较电网频率偏差与其最大值来判断截止频率是否满足条件。这种情况下混合储能系统过滤的不平衡功率频带将更窄, 电网对储能系统的功率和容量大小要求也会更小。

3.2 低频截止频率 f_L 的确定

在确定了高频截止频率 f_H 的基础上, 还需确定低频截止频率 f_L , 从而将不平衡功率分成三部分。选择低频截止频率 f_L 的程序框图见图 4, 选择目标是混合储能系统的成本最小, 具体方法是采用经典的梯度搜索来寻找最优解。首先输入原始的不平衡功率数据和上文确定的高频截止频率 f_H , 令 $f_L = f_H$, 应用带通滤波器处理不平衡功率, 并利用上文提到的方法计算储能的功率、容量、期望寿命以及混合储能系统的年花费, 通过判断年花费是否达到最小来判断 f_L 是否达到最优。如果更新的 f_L 下的混合储能系统相比先前 f_L 下的混合储能系统年耗能更小, 那么 f_L 将更新直至混合储能系统的年耗达到稳定。 f_L 确定后, 混合储能系统中的储能容量大小也随之确定。

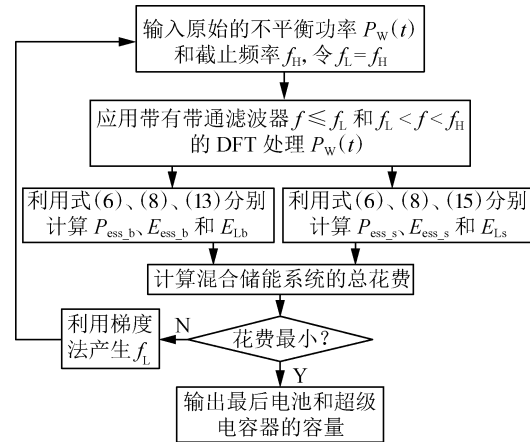


图 4 截止频率 f_L 选择流程图

Fig.4 Flowchart of selecting cut-off frequency f_L

4 基于机会约束规划的储能运行策略模型

4.1 机会约束模型的建立

Charnes 和 Coopers 提出了机会约束规划^[25], 它适用于解决在模型约束条件中含有随机变量的问题, 并在随机变量确定之前实现规划。基本的机会约束规划模型如下:

$$\begin{aligned} \max & \bar{f} \\ \text{s.t.} & P_r\{f(X, \zeta) \geq \bar{f}\} \geq \alpha \\ & P_r\{g_j(X, \zeta) \leq 0, j=1, 2, \dots, p\} \geq \beta \end{aligned} \quad (19)$$

其中, ζ 为随机变量; X 为常规变量; α 、 β 为约束条件的置信水平; $f(\cdot)$ 、 $g_j(\cdot)$ 为含有置信水平的约束条件; p 为约束条件数。本文中储能的运行策略可以

认为是控制变量, $\bar{f}$ 为目标, 代表系统中的利润, 可以通过寻求储能的最优运行方式获得。

4.2 机会约束规划模型

确定储能容量和额定功率之后, 为使系统获利最大, 可通过确定最优的储能系统运行策略来实现。

在建模过程中电价预测误差是影响最终优化结果的关键因素。由于电价是随机变量, 所以模型中电价为电价预测值与预测误差之和。电价的预测值可以通过文献[26]中的预测算法获得, 假定预测误差符合正态分布。

考虑以上因素, 结合实际情况建立本文机会约束模型如下:

$$\begin{aligned}
 & \max \bar{f} \\
 & \text{s.t. } P_r \left\{ \sum_{i=1}^{N_i} (C_i + \Delta C_i) (P_i^w + P_i^{\text{es}}) \geq \bar{f} \right\} \geq \beta \\
 & P_r \left\{ P_{\max}^w \geq P_i^w + P_i^{\text{es}} \geq P_{\min}^w, i = 1, 2, \dots, N_i \right\} \geq \alpha \\
 & P_{\text{rate}}^{\text{es}} \geq P_i^{\text{es}} \geq -P_{\text{rate}}^{\text{es}} \quad i = 1, 2, \dots, N_i \\
 & C_{\max}^{\text{es}} \geq \sum_{i=1}^{N_i} P_i^{\text{es}} \Delta t_i \geq C_0^{\text{es}} \\
 & \sum_{i=1}^{N_i} (P_{i+}^{\text{es}} \Delta t_{i+} \eta_d - P_{i-}^{\text{es}} \Delta t_{i-} / \eta_c) = 0
 \end{aligned} \quad (20)$$

其中, C_i 为时间段 i 内的预测电价 (元/(MW·h)); ΔC_i 为时间段 i 内的电价预测误差 (元/(MW·h)); N_i 为时段数; P_i^w 为时间段 i 内的预测风电功率输出; P_i^{es} 为时间段 i 内的储能功率输出; P_{i+}^{es} 为充电功率; P_{i-}^{es} 为放电功率; Δt_i 为时间间隔; Δt_{i+} 为充电时间间隔; Δt_{i-} 为放电时间间隔; η_d 为放电效率; η_c 为充电效率; $P_{\max}^w$ 和 $P_{\min}^w$ 分别为风电输出功率的上、下限; $C_{\max}^{\text{es}}$ 为储能容量值; $P_{\text{rate}}^{\text{es}}$ 为储能的额定功率。式中目标为系统获利最大。约束条件含义依次为: 系统电价与功率相乘所得的收入大于 $\bar{f}$ 的概率要高于预先设置的置信水平 β ; 实时的风电功率和储能的输出功率之和在合理范围内的概率要高于预先设置的置信水平 α ; 储能输出功率大小要在储能的额定功率范围内; 储能总的充放电容量要在合理范围内; 考虑充电效率和放电效率的基础上, 储能的充电总量应等于放电总量。

本文将蒙特卡罗模拟与遗传算法相结合来求解所提出的机会约束模型。首先输入系统数据和遗传算法所需的数据, 在可行域内利用随机方法产生初始值, 利用蒙特卡罗检验初始值的可行性; 如果可行, 则继续进行交叉变异获得新种群; 否则, 返回重新生成初始值。最后, 检验新种群的可行性; 如果可行, 则输出结果; 否则, 重新进行交叉变异。

5 算法流程

为方便理解本文思路, 下面详细介绍本文具体流程, 算法流程如图 5 所示。

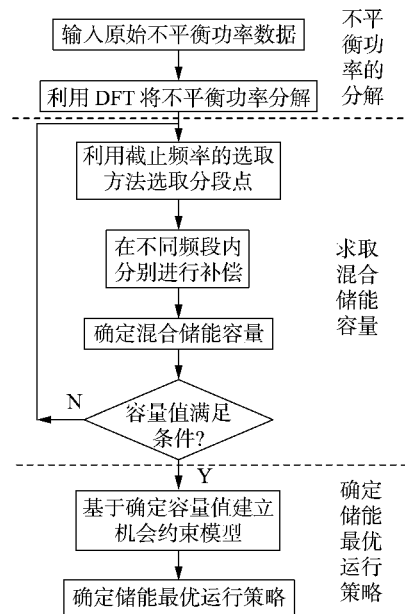


图 5 混合储能容量优化配置及运行策略算法流程图

Fig.5 Flowchart of optimal capacity configuration and operation strategy of hybrid energy storage

步骤 1: 为得到不平衡功率的频域部分, 利用 DFT 分解不平衡功率, 得到其频域信息。

步骤 2: 为确定不平衡功率在不同频段所需功率源, 实现不同频段分别进行补偿, 首先选取最优的分段点 f_H 。在确定 f_H 的过程中, 首先利用 PSD 方法确定最大电网频率偏差并得到其时域值, 将电网频率偏差是否仍在允许范围内作为选择 f_H 的标准。

步骤 3: 在确定高频分段点 f_H 的基础上, 选取最优的分段点 f_L , 通过得到最小的混合储能系统总花费, 采用经典的梯度搜索方法来寻找最优 f_L 。

步骤 4: 为求取混合储能容量, 将频域的不平衡功率分成 3 个频段部分, 即 $f < f_L$ 、 $f_L < f < f_H$ 以及 $f > f_H$ 。

步骤 5: 在不同频段 $f < f_L$ 、 $f_L < f < f_H$ 以及 $f > f_H$ 内分别使用蓄电池储能、超级电容器储能以及同步发电机进行补偿, 并确定混合储能的容量。

步骤 6: 进一步判断所得容量值的合理性, 合理则进一步建立机会约束模型, 否则返回步骤 2 重新选取分段点。

步骤 7: 建立机会约束模型确定储能的最优运行策略, 该过程中以系统利润最大为目标, 并在约束条件中使用考虑置信水平的不等式来约束风电功率输出的上下限范围。

6 算例分析

由于短期数据不能排除偶然性、随机性, 其确定

的储能容量不具说服力^[4],因此本文选用内蒙古某风电场时长为 52 周的实际运行数据证明所提方法的有效性。

6.1 不平衡功率分解结果

风电不平衡功率部分数据如图 6 所示(图中不平衡功率为标么值,后同),将图中的不平衡功率进行频谱分析,得到其频域信息,其频谱图如图 7 所示(图中幅值为标么值)。

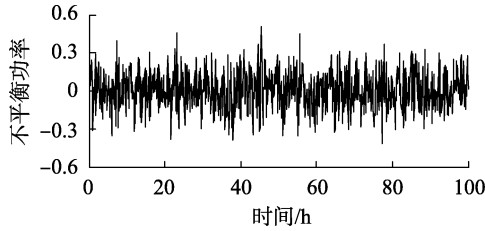


图 6 风电的不平衡功率

Fig.6 Unbalanced wind power

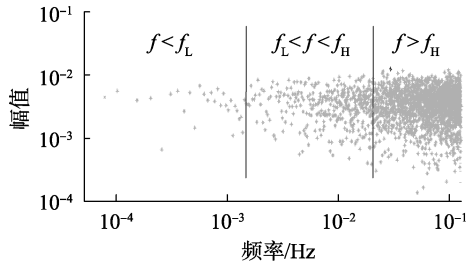


图 7 不平衡功率频谱图

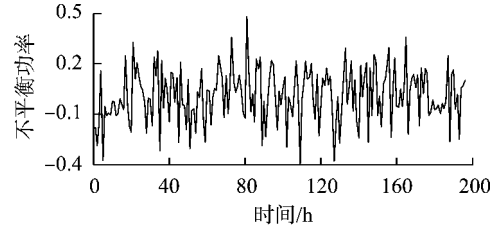
Fig.7 Spectrum of unbalanced power

通过上文所提确定截止频率的方法确定出截止频率 f_L 、 f_H 如图 7 所示,将不平衡功率分成了三部分,再对应不同频率部分的不平衡功率,将属于同一频段内的不平衡功率放在一起,其对应三部分的时域数据结果如图 8 所示,对应不同频段所需要补偿的功率源按照上文分析结果进行:蓄电池储能补偿不平衡功率相对变化缓慢的部分对应于 $f < f_L$;超级电容器补偿不平衡功率的中频部分 $f_L < f < f_H$;为了维持电网频率稳定, $f > f_H$ 部分由系统中的同步发电机来平抑。

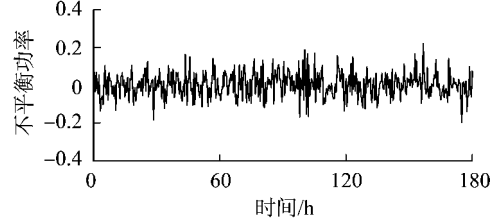
6.2 系统的储能容量配置

通常情况下系统的频率偏差不超过 0.25%,通过应用图 3 的程序流程图得 $f_H = 0.0163 \text{ Hz}$ 。图 9 为时域电网频率偏差持续时间的对比,可见,当使用混合储能系统过滤不平衡功率对应 $f < 0.0163 \text{ Hz}$ ($> 61.35 \text{ s}$)时,图中所示系统的频率偏差为 0.23%,在允许的最大范围 0.25%内,而没有混合储能系统过滤不平衡功率的频率偏差已经严重超出 0.25%,这证实了基于 PSD 确定截止频率 f_H 的有效性。

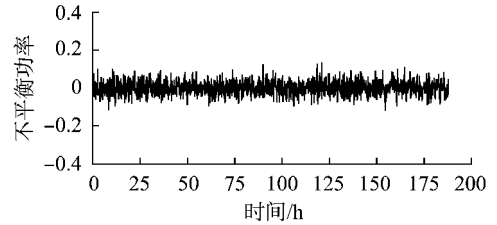
确定高频截止频率 f_H 后,应用图 4 中流程图确定 f_L 将 $f < 0.0163 \text{ Hz}$ 的频段继续分成两部分。图 10 为不同 f_L 下混合储能系统的年花费大小情况,可



(a) 对应频率 $f < f_L$ 范围内数据



(b) 对应频率 $f_L < f < f_H$ 范围内数据



(c) 对应频率 $f > f_H$ 范围内数据

图 8 不平衡功率的分解

Fig.8 Decomposition of unbalanced power

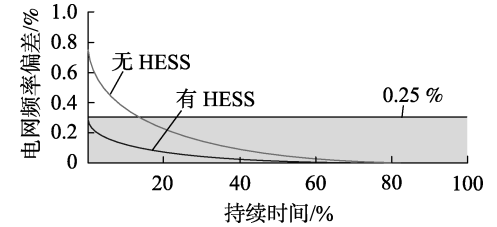


图 9 时域电网频率偏差的持续时间

Fig.9 Duration time of time-domain frequency deviation

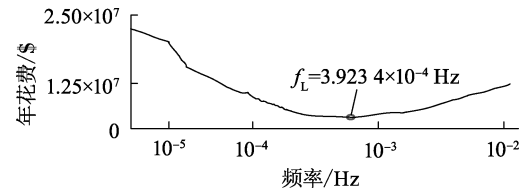


图 10 在不同 f_L 下总的 HESS 成本

Fig.10 Total cost of HESS with different f_L s

见,在 $f_L = 3.9234 \times 10^{-4} \text{ Hz}$ 时年花费最小,因此选取低频截止频率 $f_L = 3.9234 \times 10^{-4} \text{ Hz}$ 。

为得到不同储能场景下的储能容量大小,在表 1 中分别列出在仅使用蓄电池储能、仅使用超级电容器储能以及综合使用 2 种储能时的场景结果(表中功率容量为标么值),在使用本文方法时混合储能的年花费为 $\$ 1.14997 \times 10^7$ 。与仅用一种储能即电池储能或者超级电容器储能下的结果对比来看,利用单种储能情况下的年花费明显大于本文混合储能的年花费。

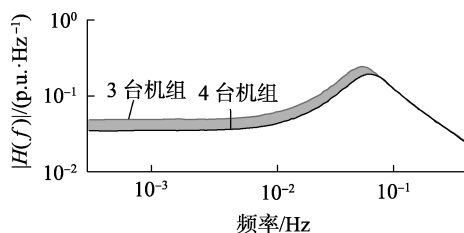
表 1 不同场景下的结果

Table 1 Results of different scenarios

参数	仅使用 蓄电池	仅使用超 级电容器	本文方法	
			蓄电池	超级电容器
功率容量	0.312 4	0.316 9	0.232 6	0.101 9
能量/ (p.u.·h)	2 322.8	2 532.7	1 938.1	73.51
年投资 费用/ \$	1.168×10^7	2.367×10^7	$9.463 8 \times 10^6$	$2.035 9 \times 10^6$

6.3 系统频率响应 $H(f)$ 对混合储能系统大小的影响

正如前面所述, $f > f_H$ 部分由系统中的同步发电机来平抑, 因此 f_H 决定传统发电机补偿不平衡功率的部分, 所以 f_H 对混合储能容量的大小有很大影响。但 f_H 的大小又与系统的响应特性 $|H(f)|$ 紧密相关, 即当注入的风电增加, 其系统的燃煤发电将会减少以消纳风电, 本文中的储能系统容量大小必将发生变化。图 11 显示当关闭 1 台燃煤机组, 机组从原来的 4 台变为 3 台时系统频率响应 $|H(f)|$ 的变化情况, 可见, 随着 $|H(f)|$ 发生明显变化, 截止频率等参数也将有较大波动。

图 11 1 台燃煤机组关闭时 $|H(f)|$ 的变化Fig 11 $|H(f)|$ variation with one coal-fired unit closed

1 台机组关闭后, 截止频率 f_L 、 f_H 以及蓄电池功率和容量均发生明显变化, 具体数据如表 2 所示 (表中功率均为标幺值)。3 台机组时的储能容量大小和 4 台机组时明显不同, 且最后的年投资费用高于 4 台机组。

表 2 不同场景下的结果

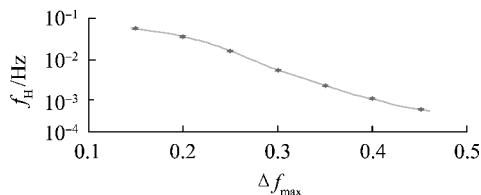
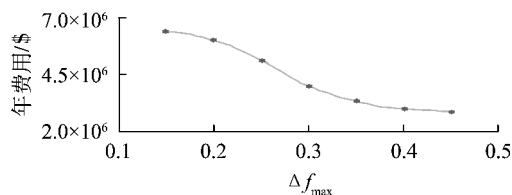
Table 2 Results of different scenarios

参数	4 台机组	3 台机组
f_H/Hz	0.018 0	0.039 7
f_L/Hz	$3.943 5 \times 10^{-4}$	$3.681 3 \times 10^{-4}$
电池功率	0.312 5	0.289 3
电池容量/(p.u.·h)	2 437.1	2 341.2
超级电容器功率	0.120 3	0.113 5
超级电容器容量/(p.u.·h)	73.56	83.259
年投资费用/ \$	$4.865 9 \times 10^6$	5.156×10^6

6.4 电网频率偏差最大值 $\Delta f_{\max}$ 对混合储能容量大小的影响

另一个影响混合储能容量大小的因素为电网频率偏差最大值 $\Delta f_{\max}$ (占正常电网频率的比例), 如图 12 所示, 电网频率偏差最大值 $\Delta f_{\max}$ 越大, 截止频率

f_H 越小。并且混合储能系统的年花费也随着电网频率偏差最大值 $\Delta f_{\max}$ 的变化而变化, 具体变化趋势如图 13 所示, 随着 $\Delta f_{\max}$ 增加, 年花费不断减少。由此得出电网频率偏差最大值 $\Delta f_{\max}$ 越大, 费用越小。

图 12 $\Delta f_{\max}$ 对截止频率 f_H 的影响Fig.12 Impact of $\Delta f_{\max}$ on cut-off frequency f_H 图 13 $\Delta f_{\max}$ 对最优 HESS 的年费用影响Fig.13 Impact of $\Delta f_{\max}$ on optimal annual cost of HESS

6.5 影响储能最优运行策略的因素

在确定混合储能系统的容量大小后, 以其中一种储能在相应补偿频段内为例, 探求如何进一步实现系统优化, 即储能的最优运行策略研究。

在补偿频段内机会约束模型中, 研究时间尺度为 8 h, 时间周期为 1 h。电价的预测值由文献[25]中获得, 预测误差由符合正态分布的随机数表示, 分布参数来自文献[27], 通过前文所提及的方法获得风电预测值。风电和储能输出均为 1 h 内的平均值。预测的电价如表 3 所示。

表 3 电力市场的电价预测值

Table 3 Forecasted electricity price in electricity market

时间 周期/h	电价/ [\$ · (MW · h)⁻¹]	时间 周期/h	电价/ [\$ · (MW · h)⁻¹]
1	15.13	5	12.83
2	13.63	6	14.36
3	12.81	7	17.74
4	12.31	8	21.84

风电和储能输出值应该在一个合理范围内, 以蓄电池储能系统为例, 其功率容量为 31.26 MW, 其上限设定为 36.252 MW, 下限为 18.756 MW。

约束条件的置信水平为 0.8, 目标函数的置信水平设置为 0.9, 储能的充放电效率与前文一致。

表 4 为通过求解储能在相应频段内的机会约束模型, 得出的在不同迭代次数 n 下的最优运行策略, 即每个时间周期储能的充放电功率值, 正值代表充电, 负值代表放电。结果显示, 在迭代次数为 500 时, 系统利润已达到最大, 为 $\$ 2.86 \times 10^4$ 。

6.5.1 电价预测误差的影响

在电力市场中, 电价变化反映电力市场的供需

表4 不同迭代次数下储能的运行策略
Table 4 Operation strategy of energy storage with different iteration times

时间 周期/h	储能功率/MW			
	$n=50$	$n=100$	$n=500$	$n=2\,000$
1	-1.17	-3.63	-5.86	-4.69
2	9.62	2.38	-5.04	1.91
3	3.44	-8.41	2.05	2.21
4	-1.97	9.91	6.11	-1.81
5	-0.18	1.91	1.37	-0.46
6	1.92	7.93	1.38	5.47
7	-9.15	-6.45	6.00	-4.96
8	-2.51	-3.64	-6.01	2.33
目标值/\$	2.84×10^4	2.85×10^4	2.86×10^4	2.86×10^4

关系。若供不应求,电价上升,反之下降。因为通常储能在电价低时充电,电价高时放电,以获得最大利润,所以电价预测值的准确性是储能运行策略的一个重要因素。

表5为电价预测误差均值 $\mu=0$ 、不同电价预测误差方差 δ^2 下储能的储能充放电功率值,正值代表充电,负值代表放电,可见,电价预测误差越大,目标值与最优目标值 2.86×10^4 的偏差越大。

表5 不同电价预测误差下的储能最优运行策略
Table 5 Optimal operation strategy of energy storage with different price forecast errors

时间 周期/h	储能功率/MW			
	$\delta^2=1$	$\delta^2=2$	$\delta^2=3$	$\delta^2=4$
1	-1.78	-3.61	-2.81	3.34
2	2.57	2.30	1.43	-3.62
3	2.96	2.61	0.84	1.31
4	-1.81	2.83	-3.52	-3.36
5	3.37	0.78	1.33	-1.18
6	-4.75	1.38	-2.43	2.39
7	2.34	2.32	-4.68	-0.41
8	-2.90	-8.61	9.84	1.53
目标值/\$	2.868×10^4	2.868×10^4	2.862×10^4	2.850×10^4

电价是影响储能运行策略的一个重要因素,很小的电价偏差就会对目标值结果产生很大的影响,目标的最优值是通过电能能够以高价售出实现的,所以目标的最大值可以通过调节储能来获得。

6.5.2 置信水平对目标函数的影响

概率约束问题与约束条件中的置信水平大小紧密相关,当置信水平为1时,意味着在所有状态下都应该严格满足约束条件。图14显示了在不同置信下目标值的变化趋势,由图可知,置信水平的设置对

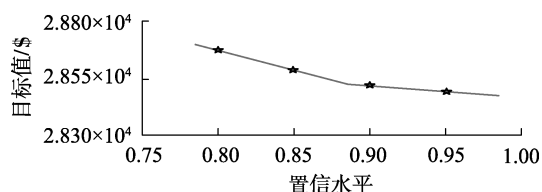


图14 不同置信水平下目标值的变化

Fig.14 Change of target value with different confidence levels

目标值影响很大,在电价预测误差相同的情况下,置信水平越大,限制条件越严格,目标值就会越小。

7 结论

本文计及风电功率的不确定性,提出一种风电场混合储能容量配置方法及运行策略,并以内蒙古某风电场实际数据为例进行了仿真验证。结论如下。

a. 通过采用DFT处理风电不平衡功率,确定了混合储能系统的容量大小,并对所得容量值的合理性进行了检验。

b. 提出确定截止频率的方法,将不平衡功率根据频率变化范围分成3个部分,蓄电池储能主要处理频率变化较慢的部分,超级电容器储能处理中频部分,传统发电机处理高频部分,充分利用了混合储能的补偿功能,并且达到了最优补偿风电不平衡功率的状态。

c. 在确定储能容量大小的基础上,考虑电价的预测误差,建立了机会约束模型来确定储能的最优运行策略,使系统可获利最大。

d. 从实际算例中可以看出,相比于单种储能,采用混合储能进行容量配置可以显著减小投资费用;在确定储能最优运行策略过程中,电价预测偏差越小,目标值结果与最优目标值越靠近,机会约束条件中置信水平越大,目标值越小。

参考文献:

- [1] 张丽英,叶廷路,辛耀中,等. 大规模风电接入电网的相关问题及措施[J]. 中国电机工程学报,2010,30(25):1-9.
ZHANG Liying, YE Tinglu, XIN Yaozhong, et al. Problems and measures of power grid accommodating large scale wind power[J]. Proceedings of the CSEE, 2010, 30(25): 1-9.
- [2] XIAO J, BAI L, LI F, et al. Sizing of energy storage and diesel generators in an isolated microgrid using Discrete Fourier Transform (DFT) [J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2014, 5(3): 907-916.
- [3] 郭壮志,洪俊杰,孟安波. 基于多维度动态协调的大规模并网风电储能容量多指标优化配置策略[J]. 电力自动化设备, 2016, 36(2): 161-168.
GUO Zhuangzhi, HONG Junjie, MENG Anbo. Multi-index optimization of energy storage capacity configuration based on multi-dimensional dynamic coordination for large-scale grid-connected wind power[J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(2): 161-168.
- [4] KARKI R, BILLINTON R. Considering renewable energy in small isolated power system expansion[C]//Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering. Montreal, Quebec, Canada: IEEE, 2003: 367-370.
- [5] 雷珽,欧阳曾恺,李征,等. 平抑风能波动的储能电池SOC与滤波协调控制策略[J]. 电力自动化设备, 2015, 35(7): 126-131.
LEI Ting, OUYANG Zengkai, LI Zheng, et al. Coordinated control of battery SOC maintaining and filtering for wind power fluctuation

- smoothing [J]. Electric Power Automatic Equipment, 2015, 35(7):126-131.
- [6] 洪海生,江全元,严玉婷. 实时平抑风电功率波动的电池储能系统优化控制方法[J]. 电力系统自动化,2013,37(1):103-109.
HONG Haisheng,JIANG Quanyuan,YAN Yuting. An optimization control method of battery energy storage system with wind power fluctuations smoothed in real time[J]. Automation of Electric Power Systems,2013,37(1):103-109.
- [7] 王成山,于波,肖峻,等. 平滑可再生能源发电系统输出波动的储能系统容量优化方法[J]. 中国电机工程学报,2012,32(16):1-8.
WANG Chengshan,YU Bo,XIAO Jun,et al. Sizing of energy storage systems for output smoothing of renewable energy systems[J]. Proceedings of the CSEE,2012,32(16):1-8
- [8] 肖峻,白临泉,王成山,等. 基于频谱分析的孤立微网中储能和柴油发电机容量的优化方法[J]. 电网技术,2014,38(9):2342-2348.
XIAO Jun,BAI Linquan,WANG Chengshan,et al. Spectrum analysis based capacity optimization method of energy storage and diesel engines in island microgrids[J]. Power System Technology,2014,38(9):2342-2348.
- [9] YAO D L,CHOI S S,TSENG K J,et al. A statistical approach to the design of a dispatchable wind power-battery energy storage system[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2009, 24(4):916-925.
- [10] BLUDSZUWEIT H,DOMINGUEZ-NAVARRO J A. A probabilistic method for energy storage sizing based on wind power forecast uncertainty[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2011,26(3):1651-1658.
- [11] 桑丙玉,王德顺,杨波,等. 平滑新能源输出波动的储能优化配置方法[J]. 中国电机工程学报,2014,34(22):3700-3706.
SANG Bingyu,WANG Deshun,YANG Bo,et al. Optimal allocation of energy storage system for smoothing the output fluctuations of new energy[J]. Proceedings of the CSEE,2014,34(22):3700-3706.
- [12] 李滨,陈姝,韦化. 风电场储能容量优化的频谱分析方法[J]. 中国电机工程学报,2015,35(9):2128-2134.
LI Bin,CHEN Shu,WEI Hua. Optimization of energy storage capacity based on spectral analysis for wind farm[J]. Proceedings of the CSEE,2015,35(9):2128-2134.
- [13] 侯婷婷. 含大规模风电的电力系统储能电源优化配置研究[D]. 武汉:华中科技大学,2014.
HOU Tingting. A research on the optimal allocation of energy storage for power system integrated with large-scale wind power [D]. Wuhan: Huazhong University of Science and Technology, 2014.
- [14] MAKAROV Y V,DU P,KINTNER-MEYER M C W,et al. Sizing energy storage to accommodate high penetration of variable energy resources[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2012, 3(1):34-40.
- [15] DOUGAL R A,LIU S,WHITE R E. Power and life extension of battery-ultra capacitor hybrids[J]. IEEE Transactions on Components & Packaging Technologies,2002,25(1):120-131.
- [16] 陈丽丽,牟龙华,许旭峰,等. 储能装置运行策略及运行特性对微电网可靠性的影响[J]. 电力自动化设备,2017,37(7):70-76.
CHEN Lili,MU Longhua,XU Xufeng,et al. Influences of energy storage operational strategy and characteristic on microgrid reliability [J]. Electric Power Automation Equipment,2017,37(7):70-76.
- [17] TEWARI S,GEYER C J,MOHAN N. A statistical model for wind power forecast error and its application to the estimation of penalties in liberalized market[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2011,26(4):2031-2039.
- [18] ZHOU T,SUN W. Optimization of battery-supercapacitor hybrid energy storage station in wind/solar generation system[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy,2014,5(2):408-415.
- [19] LIN J,SUN Y Z,SORENSEN P,et al. Method for assessing grid frequency deviation due to wind power fluctuation based on time-frequency transformation [J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy,2012,3(1):65-73.
- [20] YOSHIMOTO K,NANAHARA T,KOSHIMIZU G,et al. New control method for regulating state-of-charge of a battery in hybrid wind power/battery energy storage system[C]//PES Power Systems Conference and Exposition. Atlanta,GA,USA;IEEE,2006:1244-1251.
- [21] WEE K W,CHOI S S,VILATHGAMUWA D M. Design of a least-cost battery-supercapacitor energy storage system for re-allocating dispatchable wind power [J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy,2013,4(3):786-796.
- [22] SPIERS D J,RASINKOSKI A A. Limits to battery lifetime in photovoltaic applications[J]. Solar Energy,1996,58(4-6):147-154.
- [23] POONPUN P,JEWELL W T. Analysis of the cost per kilowatt hour to store electricity[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2008,23(2):529-534.
- [24] CHEN H,CONG T N,YANG W,et al. Progress in electrical energy storage system:a critical review[J]. Progress in Natural Science: Materials International,2009,19(3):291-312.
- [25] CONEJO A J,CONTRERAS J,ESPÍNOLA R,et al. Forecasting electricity prices for a day-ahead pool-based electric energy market [J]. International Journal of Forecasting,2005,21(3):435-462.
- [26] JURSA R,ROHRIG K. Short-term wind power forecasting using evolutionary algorithms for the automated specification of artificial intelligence models[J]. International Journal of Forecasting,2008, 24(4):694-709.
- [27] ZHOU H,CHEN B,HAN Z X,et al. Study on probability distribution of prices in electricity market:a case study of Zhejiang Province, China [J]. Communications in Nonlinear Science & Numerical Simulation,2009,14(5):2255-2265.

作者简介:



陈厚合

陈厚合(1978—),男,江苏徐州人,副教授,博士,从事电力系统安全性与稳定性方面的研究(E-mail:chenhouhe@neepu.edu.cn);

杜欢欢(1993—),女,吉林松原人,硕士研究生,从事电力系统风电与储能协调优化控制研究(E-mail:huanhuandu@aliyun.com);

张儒峰(1990—),男,黑龙江海伦人,博士研究生,主要研究方向为电力系统经济调度和综合能源系统建模与优化(E-mail:rufeng4546@126.com)。

(下转第188页 continued on page 188)

2014,5(3):917-926.

- [16] DOLARA A, LEVA S, MUSSETTA M, et al. PV hourly day-ahead power forecasting in a micro grid context[C]//International Conference on Environment and Electrical Engineering. Florence, Italy: IEEE, 2016:1-5.
- [17] 于若英, 陈宁, 苗淼, 等. 考虑天气和空间相关性的光伏电站输出功率修复方法[J]. 电网技术, 2017, 41(7):2229-2236.
- YU Ruoying, CHEN Ning, MIAO Miao, et al. A repair method for PV power station output data considering weather and spatial correlations[J]. Power System Technology, 2017, 41(7):2229-2236.

作者简介:

李建文(1983—), 女, 河北保定人, 讲师, 博士, 主要研究



李建文

方向为光伏并网技术(E-mail: ljw_ncepu@163.com);

焦衡(1995—), 男, 河北邯郸人, 硕士研究生, 主要研究方向为光伏预测与电能质量分析(E-mail: xtyjhxt@foxmail.com);

刘凤梧(1996—), 女, 河南南阳人, 硕士研究生, 研究方向为光伏预测(E-mail:

liufengwu_wu@163.com);

王雪莹(1992—), 女, 辽宁铁岭人, 硕士研究生, 研究方向为光伏预测与并网电压控制(E-mail: wangxueying_xue@163.com)。

Short-time segmented photovoltaic output forecasting based on similar period

LI Jianwen, JIAO Heng, LIU Fengwu, WANG Xueying

(State Key Laboratory of Alternate Electrical Power System with Renewable Energy Sources, North China Electric Power University, Baoding 071003, China)

Abstract: Aiming at the problem of low forecasting accuracy of photovoltaic output with inadequate historical meteorological data and severe weather fluctuations, a comprehensive segmented forecasting method suitable for small sample and various weather conditions is proposed, which combines the segmented neural network model and the similar period screening method. The segmented neural network model is used as a supplement to the similar period screening method when the similarity is not enough, which uses the historical photovoltaic output data to train the forecasting model. The near-similar period neural network is adopted for forecasting, getting rid of the constraints of historical meteorological data. The effectiveness of the proposed method is verified by the training and prediction of photovoltaic output under various weather conditions.

Key words: photovoltaic output forecasting; segmented forecasting; similar period; neural network

(上接第182页 continued from page 182)

Optimal capacity configuration and operation strategy of hybrid energy storage considering uncertainty of wind power

CHEN Houhe, DU Huanhuan, ZHANG Rufeng, JIANG Tao, LI Xue

(School of Electrical Engineering, Northeast Electric Power University, Jilin 132012, China)

Abstract: Considering the uncertainty of wind power, a method for determining the capacity of HESS (Hybrid Energy Storage System) is proposed based on spectrum analysis, which makes full use of the complementary advantages of supercapacitor and battery storage, on this basis, the optimal operation strategy of energy storage is proposed. The DFT (Discrete Fourier Transform) is used to decompose the unbalanced wind power to obtain the frequency domain information, and the HESS is used to suppress the unbalanced power. An optimal determination method of cutoff frequency is proposed, and the capacity of the storage battery and super capacitor in HESS is determined. On this basis, the operation strategy model of energy storage based on the opportunity constrained planning is built, which takes the maximum profit as its objective, and the genetic algorithm integrated with Monte Carlo method is used to determine the optimal operation strategy. The validity of the proposed model and method is verified by the analysis of actual data.

Key words: spectrum analysis; hybrid energy storage system; chance constrained programming; operation strategy of energy storage; optimal configuration