

考虑频率响应过程的风储联合调频策略及 储能系统优化配置方法

朱 璘¹, 秦立宽¹, 颜全椿^{1,2}, 卫志农¹

(1. 河海大学 能源与电气学院, 江苏 南京 211100; 2. 江苏方天电力技术有限公司, 江苏 南京 211100)

摘要:风能接入电网后会对系统频率产生负面影响,制定合理的风储联合调频策略可以减小风机并网引起的频率波动。为了准确分析风储联合调频策略的经济性,首先结合电网、风机与储能系统特性,考虑电网与风机的惯性后对风储联合系统进行建模,模拟了风储联合调频时的频率响应过程。然后确定调频功率、风功率及系统频率的关系,结合调频效果确定调频系数,并改进了备用容量的配置策略与调频功率的分配策略。最后以调频成本最小为目标建立了优化模型,使用粒子群优化算法对储能系统的最优配置进行求解。算例结果表明,采用的风储联合调频策略及储能系统优化配置可以有效降低调频成本,提高风储联合系统的经济性。

关键词:频率响应过程;风能;储能系统;调频;经济性

中图分类号:TM 614; TM 761^{+.2}

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202110034

0 引言

风能是一种丰富且分布广泛的清洁能源,但其自身具有间歇性、多变性和不可预测性等特点,大规模风机接入电网后会对电力系统运行产生不利影响^[1]。随着电网中风电渗透率的不断提高,系统的惯性响应能力会被削弱,调频备用容量也会出现不足^[2],这就需要风机具备一定的调频能力。目前风机参与调频的方式主要有2类:一类是风机通过自身的控制,如转子动能控制与功率备用控制进行调频^[3];另一类是将大规模储能系统接入风电系统,使用储能系统进行调频^[4]。充分利用二者的优势,制定合适的风储联合调频策略,可以有效提高调频效果。

目前风储联合调频策略已有相关研究。文献[5]介绍了一种提高并网变速风机一次调频贡献的方法,利用其能量储备裕度,对减载的风机进行控制,以便在频率降低的情况下向电网提供功率。文献[6]提出了一种改善高风电渗透率下系统调频能力不足的方法,该方法根据不同风速下双馈感应发电机(DFIG)的惯性响应能力,提出了一种风速分段方法,并通过模糊控制确定DFIG的调频参数,仿真结果表明,储能系统与DFIG的实时协调配合能改善系统的动态频率特性。文献[7]在低、中、高风速3种不同的场景下,制定了考虑调频功率与备用容量

的控制策略。文献[8]提出了一种风机备用容量动态配置策略,该策略以促进调峰为目的,根据日负荷曲线,动态调整风机一次调频备用容量。以上研究指出,调频需要同时考虑调频功率与调频备用容量,并给出了具体的调频控制策略。这些策略均通过仿真进行了验证,但没有考虑调频系统整体经济效益等其他指标的最优。

文献[9]提出了一种风储联合一次调频策略,使风电场具备类似于传统电源的一次调频能力,然后基于机会约束规划的储能系统容量优化方法,建立以风储系统运行成本最小为目标,以满足一次调频需求为约束的优化模型,采用置信水平实现风储联合系统在调频可信度和运行成本之间的折中。文献[10]考虑储能系统的荷电状态(SOC)与风机备用功率,使用模糊控制向风机与储能系统分配调频功率,并建立了容量优化模型,以运行成本最小为目标,得到储能系统容量与风机减载水平的最优配置。文献[11]基于机组的静态频率特性,研究了微电网孤岛运行时的柴油机与风储联合系统的一次调频特性,并以备用容量成本最小为目标,采用机会约束规划的方法得到了不同置信度下的最优方案,但该策略仅考虑了调频备用容量,忽略了调频过程对成本的影响。上述文献均考虑了调频的经济效益,且提供了优化模型及其求解算法,但忽略了功率与频率相互影响的过程,不能反映调频前、后频率的变化,因此无法对调频效果进行评价。

综上所述,目前的研究已经提供了调频功率与调频备用容量的配置方法,以及储能系统容量配置的优化方法。但在经济性分析时,目前的研究没有考虑频率与功率相互影响的过程,无法结合调频效

收稿日期:2021-05-30;修回日期:2021-09-06

基金项目:国家自然科学基金联合基金资助项目(U1966205);
中央高校基本科研业务费专项资金资助项目(B210202067)

Project supported by the Joint Funds of the National Natural Science Foundation of China(U1966205) and the Fundamental Research Funds for the Central Universities(B210202067)

果确定调频出力。因此,为了更好地进行风储联合调频策略的经济性分析,本文结合电网、风机和储能系统的性质,建立了精确的频率响应模型,将风机与储能系统接入电网,并制定联合调频策略,建立风储联合调频模型。以储能系统的容量和调频功率为约束条件,以调频成本最小为目标,建立优化模型,并通过粒子群优化算法进行求解。比较了多种调频策略下的优化结果,使模型可以在优化储能系统容量的过程中,兼顾系统状态变化造成的影响,具有更好的准确性。

1 系统模型

1.1 电网模型

本文建立的风储联合调频系统结构如图 1 所示,主要包括火电机组、风电场、负荷、储能系统和控制系统。该系统的调频过程为:储能系统协助风电场完成调频任务;负荷功率 P_L 由火电机组发出的功率 P_G 与风电场风机输出的功率 P_{wind} 共同提供,其中风电场按照控制系统的指令运行,火电机组通过一次调频与二次调频维持系统频率与功率的平衡。控制系统根据电网频率 f 、储能系统的 SOC 值 λ_{SOC} 和风电场所能发出的最大功率 P_{wind}^{max} ,与火电机组协调,向风电场与储能系统发出调频指令。控制系统向风电场发出的指令为风电场调频功率 ΔP_{wind} 与风电场减载比例 c ;控制系统向储能系统发出的指令为储能系统充放电功率 P_{ESS} ,规定充电时其值为正,放电时其值为负,储能系统充放电功率需计及储能系统的 SOC 调节,计及储能系统 SOC 调节后控制系统向电网发送的火电机组调频功率指令为 P_{AGC}^{ESS} ,进而保证储能系统在完成调频任务的同时维持其 SOC 平衡。

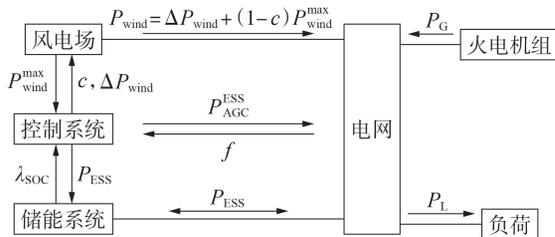


图 1 风储联合调频系统结构图

Fig.1 Structure diagram of wind-storage combined frequency regulation system

若风能参与调频,风功率的波动与电网频率的波动会相互影响,为了得到更为准确的电网频率结果,本文结合电网一、二次调频的相关知识,并考虑电力系统的惯性,建立了电网频率响应模型。

1.1.1 电网一次调频模型

根据有功功率静态频率特性曲线,火电机组的单位调节功率可表示为:

$$K_G = \frac{P_{GN}}{f_N \sigma} \quad (1)$$

式中: K_G 为火电机组的单位调节功率; P_{GN} 为火电机组的额定功率; f_N 为电网额定频率; σ 为火电机组的调差系数。负荷的单位调节功率 K_L 可表示为:

$$K_L = \frac{K_L^* P_{LN}}{f_N} \quad (2)$$

式中: K_L^* 为负荷的单位调节功率标么值; P_{LN} 为负荷的额定功率。设一次调频死区为 $0.033 \text{ Hz}^{[12]}$, 一次调频示意图见附录 A 图 A1(a)。

1.1.2 电网二次调频模型

一次调频是有差调节,不能维持电网频率不变,所以要通过二次调频维持电网的频率。电网的二次调频是通过手动或自动的操作使火电机组的频率特性平行地上下移动,从而使负荷变动引起的频率偏移保持在允许的范围内,二次调频示意图见附录 A 图 A1(b)。

1.1.3 电网惯性

电网惯性起到阻碍频率变化的作用,可以用电网的系统惯量 J_{Grid} 表示,如式(3)所示。

$$J_{Grid} = \frac{T_{Grid} P_{GN}}{4\pi^2 f_N^2} \quad (3)$$

式中: T_{Grid} 为电网的惯性时间常数。

1.2 风能模型

风机的有功出力水平主要由风速、桨距角和转子转速等因素决定,风机的出力特性如式(4)所示^[13]。

$$P_{wind} = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 v^3 C_p \quad (4)$$

式中: ρ 为空气密度; R 为风轮半径; v 为风速; C_p 为风能利用系数。 C_p 与叶尖速比 λ 和桨距角 β 有关,由经验公式, C_p 可表示为:

$$C_p = c_1 (c_2/\gamma - c_3\beta - c_4) e^{-c_5/\gamma} + c_6 \lambda \quad (5)$$

$$\gamma = 1 / \left(\frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1} \right) \quad (6)$$

$$\lambda = \frac{\omega R}{v} \quad (7)$$

式中: γ 为引入的中间变量; ω 为风机风轮的角速度; $c_1=0.5176, c_2=116, c_3=0.4, c_4=5, c_5=21, c_6=0.0068$ 。风机的转动惯量 J_{wind} 为:

$$J_{wind} = \frac{T_{wind} P_{windN}}{\omega_N^2} \quad (8)$$

式中: T_{wind} 为风机的惯性时间常数; P_{windN} 为风机额定功率; ω_N 为风机风轮的额定角速度。

1.3 储能系统模型

1.3.1 储能系统 SOC 模型

SOC 是指储能系统剩余电量占其标称容量的百分比。储能系统的充、放电 SOC 模型分别如式(9)、

(10)所示^[14]。

$$\lambda_{\text{SOC}}(t) = \lambda_{\text{SOC0}} + \int \frac{\eta_1 P_{\text{ESS}}}{S_{\text{ESS}}} dt \quad (9)$$

$$\lambda_{\text{SOC}}(t) = \lambda_{\text{SOC0}} + \int \frac{P_{\text{ESS}}}{\eta_2 S_{\text{ESS}}} dt \quad (10)$$

式中： $\lambda_{\text{SOC}}(t)$ 为 t 时刻储能系统的SOC； λ_{SOC0} 为初始时刻储能系统的SOC； η_1 为充电损耗系数； η_2 为放电损耗系数； S_{ESS} 为储能系统容量。

1.3.2 储能系统损耗模型

储能系统的循环寿命与工作方式密切相关，放电深度(DOD)越大，储能系统的循环寿命越短。取表1所示储能系统放电深度与循环寿命的实验数据进行4阶函数拟合^[14]，得到循环寿命 N_{ctf} 与放电深度 R_{DOD} 的关系式如式(11)所示。

$$N_{\text{ctf}} = 13\,191R_{\text{DOD}}^4 - 36\,705R_{\text{DOD}}^3 + 38\,574R_{\text{DOD}}^2 - 19\,835R_{\text{DOD}} + 7\,695 \quad (11)$$

表1 储能系统放电深度与循环寿命的关系
Table 1 Relationship between DOD and cycle life of energy storage system

$R_{\text{DOD}} / \%$	$N_{\text{ctf}} / \text{次}$	$R_{\text{DOD}} / \%$	$N_{\text{ctf}} / \text{次}$
10	6064	60	3428
20	5000	70	3283
30	4307	80	3136
40	3941	90	2989
50	3685	100	2916

使用雨流计数法^[15]对SOC曲线进行分解，得到长度为 N_{DOD} 的 R_{DOD} 序列，则储能系统的损耗百分比 R_{loss} 如式(12)所示。

$$R_{\text{loss}} = \sum_{k=1}^{N_{\text{DOD}}} \frac{R_{\text{DOD}}(k)}{N_{\text{ctf}}(R_{\text{DOD}}(k))} \times 100\% \quad (12)$$

式中： $N_{\text{ctf}}(R_{\text{DOD}}(k))$ 为放电深度 $R_{\text{DOD}}(k)$ 所对应的循环寿命。本文在上述模型的基础上建立了频率响应模型，详细的建模过程见附录B。

2 风储联合调频策略

2.1 控制目标

本文中当频率偏移量在死区范围内时，假设调频备用容量至少为当前时刻风电场最大容量的5%。风储联合调频策略的控制目标为：①风储联合调频系统应当始终具备足够的调频备用容量；②当频率偏移量大于死区范围时，需要风机与储能系统动作，抑制频率波动，且频率偏移量应当与风机接入前接近；③通过相关控制，防止储能系统过充过放，维持储能系统SOC平衡。

2.2 调频功率

风储联合系统提供的调频功率由2个部分组成：一部分是模拟电网惯性过程进行的虚拟惯性控

制响应；另一部分是模拟电网一次调频进行的下垂控制响应。虚拟惯性控制的表达式为：

$$P_{\text{in}} = -K_{\text{in}} \frac{df}{dt} \quad (13)$$

式中： K_{in} 为虚拟惯性控制的响应系数； P_{in} 为虚拟惯性控制的调频功率。下垂控制的表达式为：

$$P_{\text{d}} = -K_{\text{d}} \Delta f \quad (14)$$

式中： K_{d} 为下垂控制系数； Δf 为相对于调频死区的频率偏移量； P_{d} 为下垂控制调频功率。

根据文献[16]，虚拟惯性控制的响应系数和下垂控制系数应随风速的变化而变化。根据式(3)，风储联合系统应提供的虚拟转动惯量 J_{vir} 为：

$$J_{\text{vir}} = J_{\text{Grid}} \frac{P_{\text{wind}}}{P_{\text{GN}}} \quad (15)$$

令 $\omega = 2\pi f$ ，频率从 f_n 变为 $f_n + df$ ，虚拟旋转动能变化 ΔE_k^{vir} 的表达式如式(16)所示。

$$\Delta E_k^{\text{vir}} = 2\pi^2 J_{\text{vir}} (2f_n df + df^2) \quad (16)$$

当 $f_n \approx f_N$ ， $df^2 \approx 0$ 时，虚拟惯性调频功率 P_{in} 为：

$$P_{\text{in}} = -4\pi^2 J_{\text{vir}} f_N \frac{df}{dt} \quad (17)$$

为了抵消风功率的波动，风储联合系统需要更大的单位调节功率，如式(18)所示。

$$K_{\text{G}}^{\text{wind}} = \frac{P_{\text{wind}} a}{f_N \sigma} \quad (18)$$

式中： $K_{\text{G}}^{\text{wind}}$ 为风机的单位调节功率； a 为调节系数，用于控制一次调频出力。则下垂控制调频功率为：

$$P_{\text{d}} = -K_{\text{G}}^{\text{wind}} \Delta f \quad (19)$$

综上，风储联合系统的调频功率 P_f 为：

$$P_f = -K_{\text{G}}^{\text{wind}} \Delta f - 4\pi^2 J_{\text{vir}} f_N \frac{df}{dt} \quad (20)$$

2.3 储能系统能量管理策略

为了充分利用储能系统的调频容量，本文提出计及储能系统SOC的能量管理策略，储能系统SOC调节示意图如附录C图C1所示。当控制系统检测储能系统的SOC偏高或偏低时，需进行储能系统SOC调节，由控制系统向电网发送的火电机组调频功率指令为 $P_{\text{AGC}}^{\text{ESS}}$ ，其响应过程如附录C图C1(a)所示， $P_{\text{AGC}}^{\text{ESS}}$ 表达式如式(21)所示。

$$P_{\text{AGC}}^{\text{ESS}} = \begin{cases} -(\lambda_{\text{SOC}} - 0.4) \times 2.5 P_{\text{ESS}}^{\text{max}} & 0 \leq \lambda_{\text{SOC}} \leq 0.4 \\ 0 & 0.4 < \lambda_{\text{SOC}} \leq 0.6 \\ -(\lambda_{\text{SOC}} - 0.6) \times 2.5 P_{\text{ESS}}^{\text{max}} & 0.6 < \lambda_{\text{SOC}} \leq 1 \end{cases} \quad (21)$$

式中： $P_{\text{ESS}}^{\text{max}}$ 为储能系统的额定功率。储能系统SOC调节应当不影响电网二次调频，储能系统充放电的功率与二次调频功率的关系如附录C图C1(b)所示^[17]。

2.4 调频备用容量配置策略

风机可以通过减载运行方式长期提供有功备用，且优先使用超速减载调频，不能满足调频需求时

再启动桨距角控制^[18]。若风电场减载比例为 c ,则风机出力的范围为 $[(1-2c)P_{wind}^{max}, P_{wind}^{max}]$ 。储能系统在工作时需要考虑其SOC,并能在一定的时间内提供稳定的有功备用。

在储能系统调频功率充足的情况下,风机减载运行会额外增加成本。因此,当配置一定容量储能系统时,若风速较低,仅通过储能系统调频就可以完成调频任务;若风速较高,风机根据备用容量需求进行动态减载。此外,若储能系统因SOC调节导致备用容量不足,风机应当增大 c ,保证系统具有足够的备用容量。综上,风电场减载比例可以表示为:

$$c = \begin{cases} 0 & P_{ESS}^{max} - |P_{AGC}^{ESS}| > 0.05P_{wind}^{max} \\ \frac{0.05P_{wind}^{max} - (P_{ESS}^{max} - |P_{AGC}^{ESS}|)}{P_{wind}^{max}} & P_{ESS}^{max} - |P_{AGC}^{ESS}| \leq 0.05P_{wind}^{max} \end{cases} \quad (22)$$

2.5 调频功率分配策略

以风储联合系统的运行状况与电网频率作为输入变量,可以实时更新风电场的调频功率 ΔP_{wind} 、储能系统的充放电功率 P_{ESS} 以及调频缺失功率 ΔP_{lack} 。在分配调频功率前应先确定风能与储能系统的调频出力范围,风能的调频出力范围可以根据风电场减载比例与当前时刻 P_{wind}^{max} 求得。

储能系统需要优先完成SOC调节任务,因此储能系统的调频范围也随着SOC调节发生变化。若 $0 \leq \lambda_{SOC} \leq 0.4$, P_{ESS} 的范围从 $[-P_{ESS}^{max}, P_{ESS}^{max}]$ 变为 $[-P_{ESS}^{max} + P_{AGC}^{ESS}, P_{ESS}^{max}]$;若 $0.6 \leq \lambda_{SOC} \leq 1$, P_{ESS} 的范围从 $[-P_{ESS}^{max}, P_{ESS}^{max}]$ 变为 $[-P_{ESS}^{max}, P_{ESS}^{max} + P_{AGC}^{ESS}]$ 。

在调频的过程中,减少储能系统动作与降低风电场减载比例可以降低调频成本。因此,在制定功率分配策略时,不应直接将调频功率按比例分配,本文制定的功率分配策略为:当系统需要增发功率时,优先使风机增发功率,提高风能利用率;当系统需要减发功率时,优先使储能系统充电,防止风能利用率降低。

3 优化模型

为了研究风储联合调频策略的经济性,首先建立系统的频率响应模型,然后制定风储联合系统的调频策略。由于风速与系统负荷功率均为已知的时间序列,系统的变量只有储能配置(容量及最大功率)与系统调频功率。因此,可以将研究问题转化为以储能系统配置和系统调频功率为变量、以成本最小为目标的优化问题。

3.1 成本计算

风储联合调频系统的平均成本由以下5个部分组成^[19-20]。

1) 风机减载造成的机会成本。

$$C_{cha} = \sum \tau P_{wind} \frac{C_p^{max} (C_p^{max} - C_p)}{3600 C_p} \quad (23)$$

式中: C_{cha} 为风机减载造成的机会成本; τ 为风电上网电价; C_p^{max} 为风机的最大风能利用系数。

2) 储能系统投资成本。

$$C_{con} = \frac{\tau_s S_{ESS} + \tau_p P_{ESS}^{max}}{365N} \quad (24)$$

式中: C_{con} 为储能系统投资成本; τ_s 为储能系统单位容量投资成本; τ_p 为单位功率投资成本; N 为储能设备的使用年数。

3) 储能系统损耗成本。

假设储能设备可以更换,不计储能系统第一个损耗周期内的损耗成本,额外的损耗成本可以表示为:

$$C_{loss} = \max(365NR_{loss} - 1, 0) \tau_s S_{ESS} \quad (25)$$

4) 储能系统的土建、回收与其他成本 C_{add} 。

设储能系统的土建成本占投资成本的10%,回收成本占投资成本的3%,其他成本占投资成本的20%,这些成本为储能系统投资成本的27%。

5) 储能系统SOC调节的电能成本。

$$C_{sec} = \frac{\sum \tau P_{AGC}^{ESS}}{3600} \quad (26)$$

式中: C_{sec} 为储能系统二次调频的电能成本。

3.2 约束条件

1) 储能系统的容量约束。

过度充放电会影响储能系统的寿命,因此储能系统的SOC应当维持在一定的范围内,如式(27)所示。

$$0.2 \leq \lambda_{SOC} \leq 0.8 \quad (27)$$

2) 系统调频功率约束。

进行调频时应尽量避免系统调频功率不足,则调频缺失功率 ΔP_{lack} 的约束条件如式(28)所示。

$$|\Delta P_{lack}| = 0 \quad (28)$$

3.3 目标函数

储能系统功率约束与风机等值约束均在建模的过程中实现,故优化的过程中不必考虑这2个约束,储能系统SOC约束与调频不足约束可以通过罚函数实现。储能系统的越限罚函数 C_{SOC} 可以表示为:

$$C_{SOC} = \frac{\sum \alpha_1 |\Delta P_{ESS}^1|}{3600} \quad (29)$$

式中: α_1 和 ΔP_{ESS}^1 分别为储能系统超越SOC约束时的罚函数因子和充放电功率。调频功率不足的罚函数 C_{lack} 可以表示为:

$$C_{lack} = \frac{\sum \beta_1 |\Delta P_{lack}^1|}{3600} \quad (30)$$

式中: β_1 、 ΔP_{lack}^1 分别为 $|\Delta P_{lack}| > 0$ 时的罚函数因子和

调频缺失功率。综上所述,系统的优化目标为在满足约束条件下实现平均成本最小,目标函数为:

$$\min(C_{cha} + 1.27C_{con} + C_{sec} + C_{loss} + C_{SOC} + C_{lack}) \quad (31)$$

4 算例分析

4.1 算例介绍

为了验证本文提出的风储联合调频策略的有效性和经济性,选取某地具有代表性意义的一天风速和负荷数据进行验证。该地区风电场的额定功率为200 MW,火电厂的额定功率为700 MW,负荷的额定功率为700 MW,风速与负荷功率曲线如图2所示,算例参数如附录C表C1—C4所示。

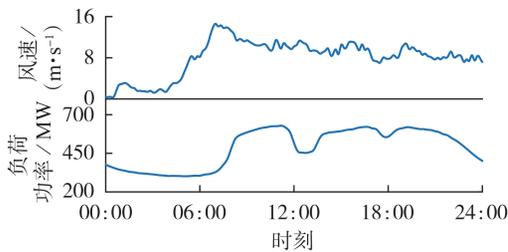


图2 风速与负荷功率曲线

Fig.2 Curves of wind speed and load power

粒子群优化算法是通过模拟鸟群觅食行为而发展起来的一种基于群体协作的随机搜索算法,其在解决复杂非线性问题、寻找全局最优解上有良好的效果。因此,本文采用粒子群优化算法对储能系统的配置进行优化。

4.2 调节系数的求解

风储联合一次调频对系统频率的结果影响较大,故需要对调节系数进行求解。为了求解调节系数,首先建立减载5%的风能调频模型与配置无穷大容量储能系统的调频模型,然后取不同的调节系数,绘制图3所示最大频率偏移量 Δf_{max} 随调节系数 a 的变化曲线。风机接入前,系统的最大频率偏移量为0.465 Hz,为了将最大频率偏移量降低至风机接入电网前的水平,调节系数取4.27。

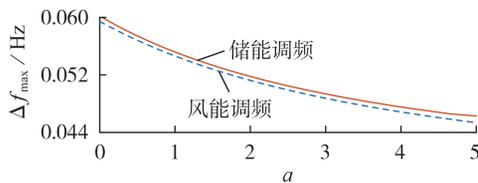


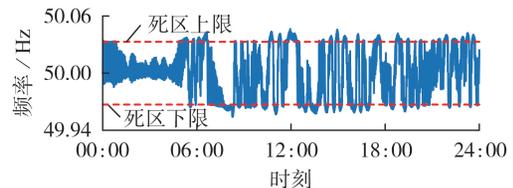
图3 Δf_{max} 随 a 的变化曲线

Fig.3 Variable curves of Δf_{max} vs. a

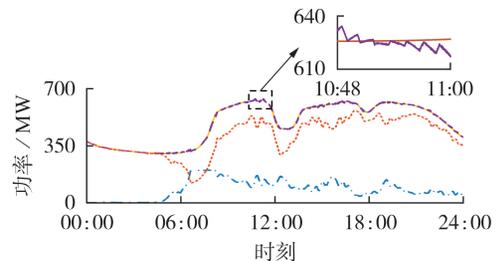
4.3 调频结果分析

对优化模型进行求解,储能系统的最优配置功率、容量分别为8.065 3 MW、1.293 2 MW·h,最大频率偏差值为0.046 42 Hz。储能系统最优配置下的系

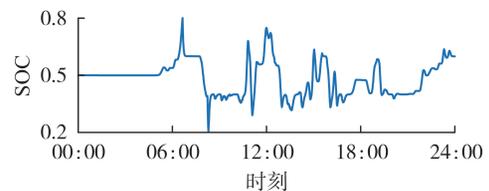
统运行结果如图4所示,其余图形如附录C图C2所示。图4(a)为风储联合调频后的系统频率,最大频率偏差值为0.046 42 Hz,说明风储联合调频将系统的频率偏移量限制到了比较低的水平;图4(b)为系统各部分电源与负荷的功率,火电机组可以通过二次调频调节自身出力维持功率与负荷的平衡;图4(c)为储能系统SOC曲线,SOC在运行过程中始终维持在[0.2, 0.8]的范围内,说明SOC调节策略使得SOC维持在规定的范围内;图4(d)为风电场的减载比例 c 曲线,从图中可以看出,该曲线与SOC及风功率有较大的相关性。当风功率较大时, $c > 0$,说明风速较高时风机减载运行,保证系统具备充足的调频备用;当SOC偏高或偏低时,风电场的减载比例也会有相应的尖峰与之对应,说明风机通过减载运行的方式补偿了储能系统进行SOC调节时所减少的调频备用。



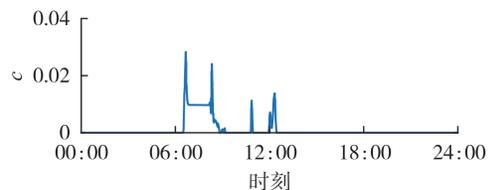
(a) 频率



(b) 功率
—·— 风电发出功率, —·— 火电厂发出功率
— 负荷功率, —·— 电源总功率



(c) SOC



(d) c

图4 系统运行结果

Fig.4 System operation results

4.4 控制策略的经济性分析

为了验证本文采用的备用容量配置策略与调频

功率分配策略的经济性,本文将2种备用容量配置策略与2种调频功率分配策略组成的4种风储联合调频策略进行对比,4种策略分别为:①策略1,风机固定减载+调频功率按比例分配;②策略2,风机动态减载+调频功率按比例分配;③策略3,风机固定减载+调频功率优先分配;④策略4,风机动态减载+调频功率优先分配。

风机固定减载策略为:风机按固定比例减载,然后再配置一部分储能系统参与调频。调频功率按比例分配策略为:根据风能、储能系统的实时最大调频功率,按比例分配调频功率。若 $\Delta P_{\text{wind}}^{\max} + \Delta P_{\text{ESS}}^{\max} \geq \Delta P$ (ΔP 为电网的功率缺额, $\Delta P_{\text{wind}}^{\max}$ 、 $\Delta P_{\text{ESS}}^{\max}$ 分别为风能、储能系统调频功率最大值),风能与储能系统的调频功率分别如式(32)、(33)所示;若 $\Delta P_{\text{wind}}^{\max} + \Delta P_{\text{ESS}}^{\max} < \Delta P$,风能与储能系统的调频功率分别为如式(34)、(35)所示。

$$\Delta P_{\text{wind}} = \frac{\Delta P_{\text{wind}}^{\max}}{\Delta P_{\text{wind}}^{\max} + \Delta P_{\text{ESS}}^{\max}} \Delta P \quad (32)$$

$$P_{\text{ESS}} = \frac{\Delta P_{\text{ESS}}^{\max}}{\Delta P_{\text{wind}}^{\max} + \Delta P_{\text{ESS}}^{\max}} \Delta P \quad (33)$$

$$\Delta P_{\text{wind}} = \Delta P_{\text{wind}}^{\max} \quad (34)$$

$$P_{\text{ESS}} = \Delta P_{\text{ESS}}^{\max} \quad (35)$$

建立优化模型对4种策略下的储能系统配置进行求解,求解结果如表2与附录C表C5所示。考虑到在运行的过程中可以更换储能系统,表中列出了初始配置的储能系统容量与最终消耗的储能系统容量。

表2 策略1—4下储能系统优化配置结果
Table 2 Optimal configuration results of energy storage system under Strategy 1-4

调频策略	减载情况	P_{ESS}^{\max} / MW	初始储能容量 / (MW·h)	最终储能容量 / (MW·h)	日成本 / 万元
1	$c=0$	15.4242	2.4897	3.3571	0.7501
2	动态减载	10.0010	1.9504	2.8220	0.6285
3	$c=0$	15.3886	2.5159	3.3650	0.7501
4	动态减载	8.0653	1.2932	3.2939	0.5670

策略1、3中风机均采用固定比例减载方式运行,优化的结果均为风机不减载运行,即采用单一的储能系统调频。从优化配置结果来看,策略1、3的优化配置结果近似相同,说明粒子群优化算法能较为准确地求解储能系统优化配置结果。优化配置结果均为风机不减载运行可能是因为风机减载成本过高,通过调频功率优先分配策略减小的调频成本并不能抵消风机减载增加的调频成本。进一步通过计算验证这一猜想,若风机减载率仅为1%,日减载成本可达0.5683万元,若风机减载率为5%,日减载成

本将达到2.8414万元,而储能系统调频的总成本仅为0.7501万元。由此可见,风机长期减载运行的成本高于储能系统的调频成本,因此风机不宜按固定比例长期减载运行。

策略2、4中风机均采用动态减载方式运行,根据2种策略的优化配置结果,采用策略4进行调频更有经济性。2种策略对应的最优配置不同,无法直接对比,若将策略4求解的储能系统优化配置结果应用于策略2,调频日平均成本变为0.6623万元,其中风机减载成本由0.0986万元升至0.158万元,储能系统SOC调节的成本由0.0149万元升至0.0505万元,调频成本显著上升,这说明调频功率优先分配策略可以降低减载成本与SOC调节成本。这是因为调频功率优先分配策略使得风机优先增发功率,储能系统优先减发功率或从系统吸收功率,因此风机的减载成本降低,储能系统SOC调节的充电成本降低。进一步对采用策略2的储能系统进行优化配置,所得最优调频成本仍高于策略4。

采用策略2、4的储能系统最优调频成本高于策略1、3,这说明风机采用动态减载策略相比于风机采用固定减载策略更具备经济性。风机减载调频的优势为可以在运行的过程中调节风电场减载比例,缺点是风机减载运行的成本较高。储能系统调频的优势为调频成本较低,缺点是进行储能系统优化配置时需要按照最大的频率偏差量进行配置,且需要考虑储能系统SOC调节时调频功率的减少。根据表2可知,若风机减载策略从固定减载转换为动态减载,风机减载成本增加,但储能系统配置成本大幅减少。这说明动态减载策略可以避免风机长期减载运行,通过短时间的减载运行补偿储能系统调频容量的不足,大幅减小了储能系统的配置成本,充分利用了风能调频与储能系统调频的优势,降低了调频成本。

综上所述,风机采用动态减载策略相比于固定减载策略有更好的经济性,优先分配策略相较于按比例分配策略具有更好的经济性。

4.5 风储联合调频与单一调频的经济性对比

采用风能调频、储能系统调频以及风储联合系统调频策略的优化结果如表3与附录C表C6所示。其中,风能调频策略的风电场减载比例为5%;储能系统调频策略中风能以最大功率运行,储能系统承担所有的调频任务,并保证系统具有足够的调频备用,该策略可以与策略1或策略3等效;联合调频策略为风机动态减载+调频功率优先分配,与策略4等效。根据4.4节分析,风机长期减载运行的成本过高,因此风能调频策略相较于储能系统调频不具备经济性,联合调频充分利用了风能调频与储能系统

调频的优点,可以在储能系统调频的基础上进一步降低调频成本。因此,联合调频相较于单一的风能调频或储能系统调频具有更好的经济性。

表3 单一调频与风储联合调频经济性分析

Table 3 Economic analysis of single frequency regulation and wind-storage combined frequency regulation

调频策略	减载情况	P_{ESS}^{max} / MW	初始储能容量 / (MW·h)	最终储能容量 / (MW·h)	日成本 / 万元
风能调频	$c=5\%$	0	0	0	2.841 4
储能调频	$c=0$	15.681 5	2.314 6	3.349 0	0.750 1
风储联合调频	动态减载	8.065 3	1.293 2	3.293 9	0.567 0

5 结论

为了研究风储联合调频的经济性,本文建立了一个同时考虑系统运行过程与储能系统容量配置的优化模型,该模型的内层模拟了频率响应过程与调频控制策略,该模型的外层以运行成本最低为目标,对储能系统的容量进行优化,并对备用功率配置策略与调频功率分配策略进行改进,使系统能够在具有充足的调频备用容量的基础上,进一步降低调频成本。比较了多种调频策略下的优化结果,可以得出以下结论:

1)本文采用的风能调频、储能系统调频以及风储联合调频策略,均能有效地降低最大频率偏差量,并将最大频率偏移量抑制到风机接入电网前的水平;

2)风机长期减载的成本较高,因此风机应根据储能系统的状态以及调频备用容量需求动态减载,避免长期减载;

3)本文采用的调频功率优先分配策略可以在动态减载的基础上进一步提高风能利用率与调频的经济性,且相比于单一调频策略,本文采用的风储联合调频策略更具有经济性。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

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] 郑重,杨振勇,李卫华. 风电与火电机组的一次调频技术分析 & 比较[J]. 电力自动化设备,2017,37(12):92-101.
ZHENG Zhong, YANG Zhenyong, LI Weihua. Analysis and comparison of primary frequency control technology for wind power and thermal power unit[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(12): 92-101.

[3] 刘洪波,彭晓宇,张崇,等. 风电参与电力系统调频控制策略综述[J/OL]. 电力自动化设备. [2021-09-06]. <https://doi.org/10.16081/j.epae.202107029>.

[4] 严干贵,刘嘉,崔杨,等. 利用储能提高风电调度入网规模的经济性评价[J]. 中国电机工程学报,2013,33(22):45-52,9.
YAN Gangui, LIU Jia, CUI Yang, et al. Economic evaluation on improving wind power scheduling scale by using energy storage systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(22): 45-52, 9.

[5] VIDYANANDAN K V, SENROY N. Primary frequency regulation by deloaded wind turbines using variable droop[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(2): 837-846.

[6] 姜惠兰,蔡继朝,肖瑞,等. 一种提高系统频率响应特性的风储协调控制策略[J]. 电力自动化设备,2021,41(7):44-51.
JIANG Huilan, CAI Jizhao, XIAO Rui, et al. A wind-storage coordinated control strategy for improving system frequency response characteristics[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(7): 44-51.

[7] 薛迎成,邵能灵,宋凯,等. 变速风力发电机提供调频备用容量研究[J]. 电力自动化设备,2010,30(8):75-80.
XUE Yingcheng, TAI Nengling, SONG Kai, et al. Variable-speed wind turbines provide primary reserve for frequency control[J]. Electric Power Automation Equipment, 2010, 30(8): 75-80.

[8] 李世春,涂杰,舒征宇,等. 促进调峰的大规模风电调频备用容量动态配置策略[J]. 电力系统自动化,2020,44(24):53-59.
LI Shichun, TU Jie, SHU Zhengyu, et al. Dynamic configuration strategy for frequency regulation reserve capacity of large-scale wind power for promoting peak load regulation[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(24): 53-59.

[9] 苗福丰,唐西胜,齐智平. 储能参与风电一次调频的容量优化[J]. 电工电能新技术,2016,35(4):23-29,42.
MIAO Fufeng, TANG Xisheng, QI Zhiping. Capacity optimization of energy storage participating to wind plant primary frequency regulation[J]. Advanced Technology of Electrical Engineering and Energy, 2016, 35(4): 23-29, 42.

[10] 彭勃. 提升风电主动调频能力的风-储协同运行策略研究[D]. 济南:山东大学,2020.
PENG Bo. Research on coordinated operation strategy of combined wind turbine-energy storage system to improve active frequency regulation capability of wind power generation[D]. Jinan: Shandong University, 2020.

[11] 赵晶晶,徐传琳,吕雪,等. 微电网一次调频备用容量与储能优化配置方法[J]. 中国电机工程学报,2017,37(15):4324-4332, 4572.
ZHAO Jingjing, XU Chuanlin, LÜ Xue, et al. Optimization of micro-grid primary frequency regulation reserve capacity and energy storage system[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(15): 4324-4332, 4572.

[12] 张琦兵,徐春雷,刘栋,等. 基于广域相量测量系统的电网一次调频能力预测[J]. 电力工程技术,2019,38(2):64-68.
ZHANG Qibing, XU Chunlei, LIU Dong, et al. Ability of primary frequency regulation estimate based on wide area measurement system[J]. Electric Power Engineering Technology, 2019, 38(2): 64-68.

[13] 王文亮. 储能型永磁直驱风力发电系统并网运行控制研究[D]. 北京:北京交通大学,2010.
WANG Wenliang. Grid-connected operation for energy storage based direct-drive permanent magnet wind power system[D]. Beijing: Beijing Jiaotong University, 2010.

[14] LI B, MO X M, CHEN B Y. Direct control strategy of real-time tracking power generation plan for wind power and battery energy storage combined system[J]. IEEE Access, 2019, 7: 147169-147178.

- [15] 韩晓娟,程成,籍天明,等. 计及电池使用寿命的混合储能系统容量优化模型[J]. 中国电机工程学报,2013,33(34):91-97,16. HAN Xiaojuan,CHENG Cheng,JI Tianming,et al. Capacity optimal modeling of hybrid energy storage systems considering battery life[J]. Proceedings of the CSEE,2013,33(34):91-97,16.
- [16] ZHAO J J,LYU X,FU Y,et al. Coordinated microgrid frequency regulation based on DFIG variable coefficient using virtual inertia and primary frequency control[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion,2016,31(3):833-845.
- [17] 于昌海,吴继平,杨海晶,等. 规模化储能系统参与电网调频的控制策略研究[J]. 电力工程技术,2019,38(4):68-73,105. YU Changhai,WU Jiping,YANG Haijing,et al. Frequency regulation strategy for power grid incorporating large-scale energy storage[J]. Electric Power Engineering Technology,2019,38(4):68-73,105.
- [18] ZHANG X,ZHA X B,YUE S,et al. A frequency regulation strategy for wind power based on limited over-speed de-loading curve partitioning[J]. IEEE Access,2018,6:22938-22951.
- [19] 何颖源,陈永翀,刘勇,等. 储能的度电成本和里程成本分析[J]. 电工电能新技术,2019,38(9):1-10. HE Yingyuan,CHEN Yongchong,LIU Yong,et al. Analysis of cost per kilowatt-hour and cost per mileage for energy storage technologies[J]. Advanced Technology of Electrical Engineering and Energy,2019,38(9):1-10.
- [20] 阮绵晖,郑建平,刘尧,等. 离网直流微网群混合储能容量优化配置方法[J]. 电力工程技术,2021,40(3):99-105. RUAN Mianhui,ZHENG Jianping,LIU Yao,et al. Optimization configuration method for hybrid energy storage capacity of independent DC microgrid cluster[J]. Electric Power Engineering Technology,2021,40(3):99-105.

作者简介:



朱 瑛

朱 瑛(1987—),女,江苏溧阳人,副教授,博士,主要研究方向为风力发电及其并网控制技术、风电场优化布局及新型永磁电机控制技术等(E-mail:yingzhu@hhu.edu.cn);

秦立宽(1998—),男,江苏淮安人,硕士研究生,主要研究方向为风电调频(E-mail:1379580312@qq.com);

颜全椿(1989—),男,福建三明人,工程师,博士研究生,主要研究方向为新能源并网运行与控制(E-mail:yanqc@hhu.edu.cn);

卫志农(1962—),男,江苏江阴人,教授,博士研究生导师,博士,主要研究方向为综合能源系统、电力系统运行与控制(E-mail:znwei@hhu.edu.cn)。

(编辑 王欣竹)

Wind-storage combined frequency regulation strategy and optimal configuration method of energy storage system considering process of frequency response

ZHU Ying¹,QIN Likuan¹,YAN Quanchun^{1,2},WEI Zhinong¹

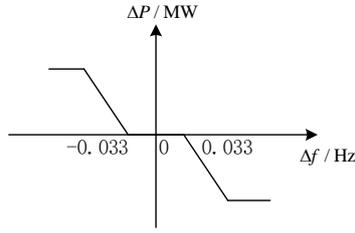
(1. College of Energy and Electrical Engineering,Hohai University,Nanjing 211100,China;

2. Jiangsu Frontier Electric Technology Co.,Ltd.,Nanjing 211100,China)

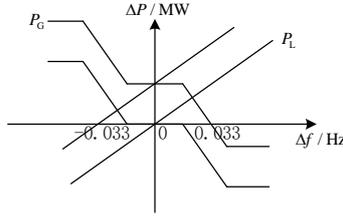
Abstract: It has a negative impact on the frequency of the system after wind power is connected to the grid. Making a reasonable wind-storage combined frequency regulation strategy can reduce the frequency fluctuation caused by wind turbine connected to the grid. In order to analyze the economy of wind-storage combined frequency regulation strategy accurately, firstly combined with the characteristics of power grid, wind turbine and energy storage system, considering the inertia of power grid and wind turbine, the wind-storage combined system is modeled, and the frequency response process of wind-storage combined frequency regulation is simulated. Then the relationship of frequency regulation power, wind power and system frequency is determined, the frequency regulation coefficient is determined according to the frequency regulation effect, and the configuration strategy on reserve capacity and the allocation strategy of frequency regulation power are improved. Finally, the optimal model is built to minimize the cost of frequency regulation, and the particle swarm optimization algorithm is used to solve the optimal configuration of energy storage system. The case results show that the wind-storage combined frequency regulation strategy and the optimal configuration of energy storage system can effectively reduce the frequency regulation cost and improve the economy of the wind-storage combined system.

Key words: process of frequency response; wind energy; energy storage system; frequency regulation; economy

附录 A



(a)一次调频示意图



(b)二次调频示意图

图 A1 电网调频示意图

Fig.A1 Schematic diagram of power grid frequency regulation

附录 B

1 频率响应模型

1.1 电网频率响应模型的建模过程

1.1.1 不考虑电网惯性

一次频率存在调频死区与最大调频功率，那么一次调频下的最大频率偏移量为：

$$|\Delta f_{\max}| = 0.033 + \frac{\Delta P_{\max}}{\sum K_G} \quad (\text{B1})$$

式中： ΔP_{\max} 为一次调频的最大调频功率。电网的功率缺额可以表示为：

$$\Delta P = P_L - P_G \quad (\text{B2})$$

当电网的频率刚到达调频死区时，电网的功率缺额为：

$$\Delta P_1 = 0.033 K_L \quad (\text{B3})$$

当电网的频率到达一次调频功率上限时，电网的功率缺额为：

$$\Delta P_2 = 0.033 K_L + (\Delta f_{\max} - 0.033)(K_L + \sum K_G) \quad (\text{B4})$$

频率的偏差可表示为：

$$\Delta f = \begin{cases} -\frac{\Delta P}{K_L} & |\Delta P| \leq \Delta P_1 \\ -0.033 \text{sign}(\Delta P) - \frac{\Delta P - \Delta P_1}{K_L + \sum K_G} & \Delta P_1 < |\Delta P| \leq \Delta P_2 \\ -\Delta f_{\max} \text{sign}(\Delta P) - \frac{\Delta P - \Delta P_1}{K_L + \sum K_G} & |\Delta P| > \Delta P_2 \end{cases} \quad (\text{B5})$$

根据式(B5)，设电网频率与功率缺额的关系为：

$$\Delta P = g(f) \quad (\text{B6})$$

二次调频的调频功率可根据频率偏差调节。考虑到二次调频有启动延时，令二次调频功率略大于功率缺额，二次调频的功率为：

$$P_{AGC}^{\max} = \Delta P + 0.033\text{sign}(\Delta P)K_L \quad (\text{B7})$$

式中： P_{AGC}^{\max} 为二次调频最大功率。

设二次调频的周期为 T_{AGC} ，启动延时为 T_{d-AGC} ，爬坡功率为 K_{AGC} ，二次调频的功率变化过程如图 B1 所示，在一个调频周期内，二次调频的功率为：

$$P_{AGC} = \begin{cases} 0 & t \leq T_{d-AGC} \\ K_{AGC}(t - T_{d-AGC}) & T_{d-AGC} < t \leq T_{d-AGC} + \frac{P_{AGC}^{\max}}{K_{AGC}} \\ P_{AGC}^{\max} & t > T_{d-AGC} + \frac{P_{AGC}^{\max}}{K_{AGC}} \end{cases} \quad (\text{B8})$$

根据上述规则，二次调频可以等效为一个长为 T_{AGC} 的时间序列 $P_{AGC}(j)$ ，该时间序列每隔 T_{AGC} 更新一次，将二次调频的功率等效为电源的功率变化，功率偏移变为：

$$\Delta P = P_L - (P_G + P_{AGC}(j)) \quad (\text{B9})$$

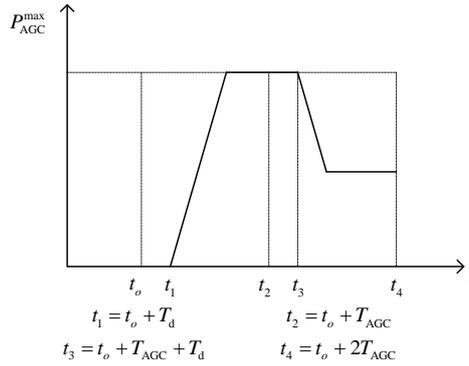


图 B1 二次调频功率变化过程

Fig.B1 Power change process of secondary frequency regulation

1.1.2 考虑电网惯性

若考虑电网惯性，频率偏差与功率偏差便不再是简单的线性关系，需要对电网的频率进行修正。电网惯性起到阻碍频率变化的作用，但并不影响频率变化的趋势，因此可以用迭代法求解实际的频率，具体的推导与求解过程如下。

假设不考虑惯性时，相邻时刻的电网频率分别是 f_n 与 f_{n+1} ，若考虑惯性，实际的电网频率为 f_{n+1}^{real} 。由于电网存在惯性，实际的频率与功率的关系为：

$$\Delta P_{n+1} = g(f_{n+1}) = \frac{1}{2} J_{\text{Grid}} ((2\pi f_n)^2 - (2\pi f_{n+1}^{\text{real}})^2) + g(f_{n+1}^{\text{real}}) \quad (\text{B10})$$

将 f_{n+1}^{real} 用 f 替换，构建函数：

$$F(f) = \frac{1}{2} J_{\text{Grid}} [(2\pi f_n)^2 - (2\pi f)^2] + g(f) - g(f_{n+1}) \quad (\text{B11})$$

$F(f_{n+1}^{\text{real}}) = 0$ ，且根据式(B10)、(B11)可知 $g(f)$ 单调递减，故 $F(f)$ 单调递减，又因为 $F(f_n)F(f_{n+1}) < 0$ ， f_n 与 f_{n+1} 均为已知，从而可以证明 $F(f)$ 有唯一的零点， f_{n+1}^{real} 可以通过二分法进行求解。

1.1.3 接入风能后频率响应模型的调整

若接入风能与储能系统，功率缺额变为：

$$\Delta P = P_L - (P_G + P_{AGC}(j) + P_{\text{wind}} + P_{\text{ESS}}) \quad (\text{B12})$$

二次调频还需要考虑到风储联合一次调频的功率以及储能系统的 SOC 调节，二次调频功率变为：

$$P_{AGC}^{\max} = \Delta P + 0.033\text{sign}(\Delta P)K_L + \Delta P_{\text{union}} + P_{\text{ESS}}^{\text{AGC}} \quad (\text{B13})$$

式中： ΔP_{union} 为风储联合一次调频的功率。综上，频率响应过程如图 B2 所示。

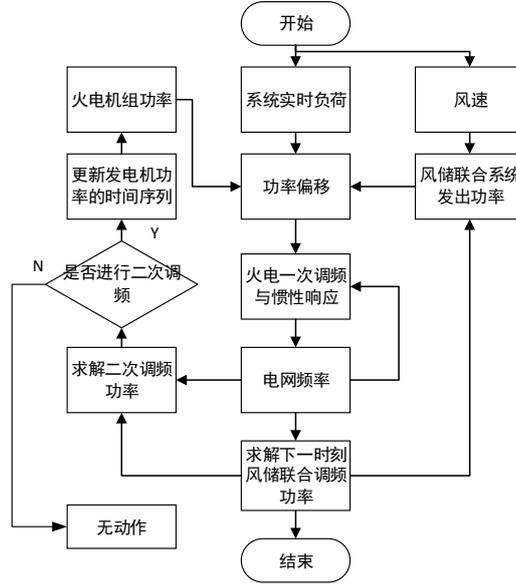


图 B2 频率响应过程
Fig.B2 Frequency response process

1.2 风机桨距角和角速度的求解

在调频状态下，风机应发的功率为：

$$P_{\text{wind}} = (1-c)P_{\text{wind}}^{\text{max}} + \Delta P_{\text{wind}} \quad (\text{B14})$$

由于风机到达额定角速度后才会启动桨距角控制，根据转速限制、功率限制以及当前风速可以求解 $P_{\text{wind}}^{\text{max}}$ ，风能的调频功率与风电场减载比例均为调频控制器发出的指令。风机存在惯性，因而需要实时求解风机的转速与桨距角。考虑风机的惯性，风功率可以表示为：

$$P_{\text{wind}}(\omega_{n+1}, \beta_{n+1}) = \frac{1}{2} \pi R^2 \rho v_{n+1}^3 C_p(\omega_{n+1}, \beta_{n+1}) - \frac{1}{2} J_{\text{wind}} (\omega_{n+1}^2 - \omega_n^2) \quad (\text{B15})$$

本文采用超速减载和桨距角控制结合的方式进行调频，优先使用超速减载调频，当风机到达额定角速度时，再调节桨距角。根据式(B14)、(B15)，假设目标功率为 $P_{\text{wind}}^{\text{aim}}$ ，该问题转化为求解 $P_{\text{wind}}(\omega_{n+1}, \beta_{n+1}) = P_{\text{wind}}^{\text{aim}}$ 时的角速度与桨距角。

风机处于超速减载运行状态时，若继续增大转速，风能利用系数降低，转子吸收能量，输出的功率必然减小，若减小转速，风能利用系数增大，转子释放能量，输出的功率必然增大；启动桨距角控制后，由于没有惯性的影响，输出的风功率必然随着桨距角的增大而减小。

根据以上分析可知，风机处于调频状态时，若增大角速度、桨距角，风机输出功率减小，若减小角速度、桨距角，风机输出功率增大，因此风机的角速度与桨距角可以通过二分法求解。首先判断需要求解的变量，若 $P_{\text{wind}}^{\text{aim}} > P_{\text{wind}}(\omega_N, 0)$ ，桨距角为 0，需要求解风机角速度，否则，需要求解桨距角，角速度取额定角速度。

附录 C

表 C1 电网参数

Table C1 Parameters of power grid			
参数	参数值	参数	参数值
σ	0.025	T_{AGC}	100 s
P_{LN}	700 MW	$T_{\text{d-AGC}}$	10 s
P_{GN}	700 MW	T_{Gnd}	10 s
f_N	50 Hz	一次调频最大调频功率	5% P_{GN}

表 C2 风机与储能系统参数

Table C2 Parameters of wind turbine and energy storage system

参数	参数值	参数	参数值
ω_N	2.5 rad/s	R	38.8 m
T_{wind}	5 s	η_1	0.85
P_{windN}	200 MW	η_2	0.85
ρ	1.225 kg/m ³	初始 λ_{soc}	0.5

表 C3 经济性分析参数

Table C3 Parameters of economic analysis

参数	参数值	参数	参数值
τ	0.029 万元/(MW h)	N	10 a
τ_s	230 万元/(MW h)	α_1	0.6
τ_p	80 万元/(MW h)	β_1	0.6

表 C4 粒子群优化算法参数

Table C4 Parameters of PSO algorithm

参数	参数值	参数	参数值
加速度权重	2	功率范围	0~20
惯性权重	0.6	容量/功率范围	0~20 000
最大迭代次数	100	功率对应最大速度	5
粒子个数	30	容量/功率的最大速度	5 000

表 C5 策略 1—4 下储能系统优化配置结果

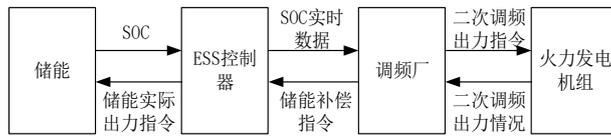
Table C5 Results of optimal configuration of energy storage system under Strategy 1-4

策略	减载情况	储能系统功率/MW	初始储能系统容量/(MW h)	最终储能系统容量/(MW h)	风机减载成本/万元	C_{con} /万元	罚函数/万元	二次调频收益/万元	C_{add} /万元	C_{loss} /万元	日成本/万元	$\Delta f_{max}/Hz$
1	$c=0$	15.424 2	2.489 7	3.357 1	0	0.495 0	0	0.066 8	0.133 6	0.054 7	0.750 1	0.046 50
2	动态减载	10.001 0	1.950 4	2.822 0	0.041 0	0.331 5	0	0.061 8	0.089 5	0.104 7	0.628 5	0.046 42
3	$c=0$	15.388 6	2.515 9	3.365 0	0	0.495 8	0	0.066 8	0.133 9	0.053 5	0.750 1	0.046 50
4	动态减载	8.065 3	1.293 2	3.293 9	0.098 6	0.257 5	0	0.014 9	0.069 5	0.126 4	0.567 0	0.046 42

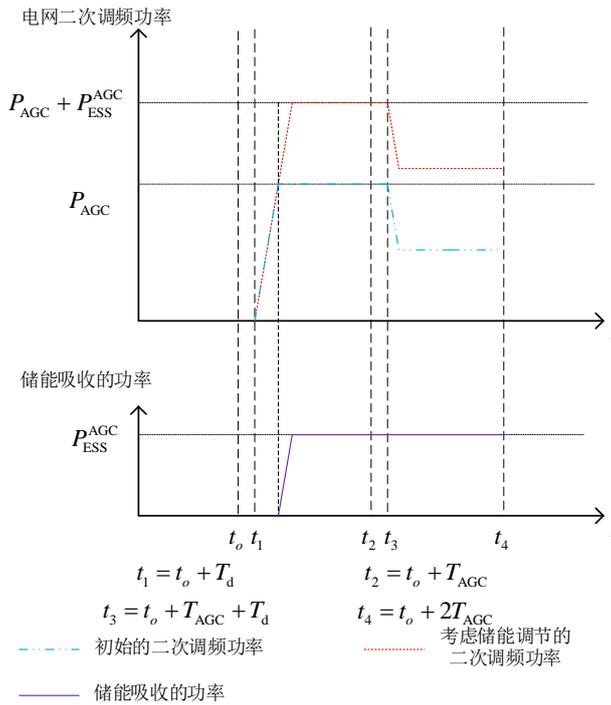
表 C6 单一调频与风储联合调频经济性分析

Table C6 Economic analysis between single frequency regulation and wind and storage energy combined frequency regulation

调频策略	减载情况	储能系统功率/MW	初始储能系统容量/(MW h)	最终储能系统容量/(MW h)	风机减载成本/万元	C_{con} /万元	罚函数/万元	二次调频收益/万元	C_{add} /万元	C_{loss} /万元	日成本/万元	$\Delta f_{max}/Hz$
风能调频	$c=5\%$	0	0	0	2.841 4	0	0	0	0	0	2.841 4	0.045 66
储能系统调频	$c=0$	15.681 5	2.314 6	3.349 0	0	0.489 6	0	0.066 2	0.132 2	0.062 1	0.750 1	0.046 5
联合调频	动态减载	8.065 3	1.293 2	3.293 9	0.098 6	0.257 5	0	0.014 9	0.069 5	0.126 4	0.567 0	0.046 42



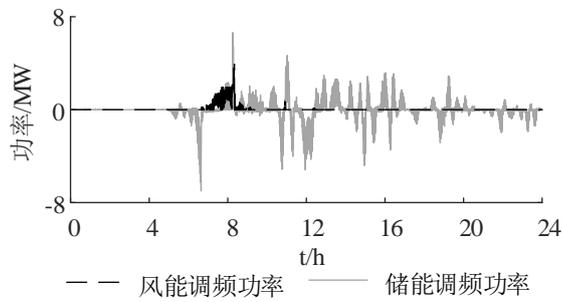
(a) 储能系统 SOC 调节示意图



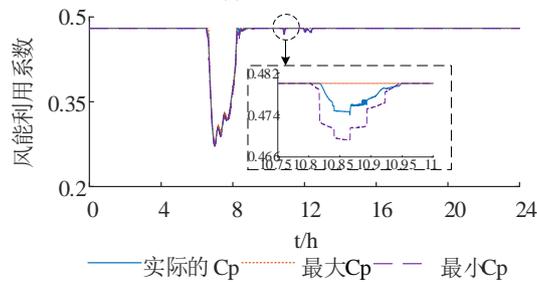
(b) 储能系统的充放电功率

图 C1 SOC 调节示意图

Fig.C1 Schematic diagram of SOC regulation



(a) 调频功率



(b) 风能利用系数

图 C2 系统运行结果

Fig.C2 Results of system operation