

储能——光伏协同的微电网模型预测控制策略优化

刘洁

昆明自动化成套集团股份有限公司，云南 昆明 650051

摘要：为了解决光伏出力间歇性和微电网运行稳定性之间的矛盾，并提高储能—光伏协同系统调控精度和经济性问题，在此提出的基于改进的模型预测控制(MPC)优化策略，从建立光伏出力预测模型及储能系统的动态模型出发，确定了微电网功率平衡约束条件，然后为了解决传统MPC在多目标优化过程中权值固定的缺点，提出基于时间步长可变的动态加权目标函数用于协调经济性、稳定性及储能寿命最优；同时通过滚动优化的方式将预测误差融入其中，使其能兼顾在一定范围内可调的预测误差的补偿能力，从而有效改善系统的抗干扰性。理论上推证其可以使光伏功率波动平滑度提高到大于等于92%，储能SOC波动范围位于20%~80%，并有效降低了微电网的运行费用。

关键词：微电网；光伏—储能协同；模型预测控制；动态加权；功率调度

0 引言

基于“双碳”战略背景下，光伏因其是分布式的能源，已成为微网接入的主要能源之一。但是由于出力受天气的影响具有间歇性和波动性，容易导致微网出现电压和频率波动，以及产生功率不平衡现象。高比例接入的光伏会使电压偏差超标的概率增加超过30%，甚至会导致保护装置出现误动现象，而储能系统能够起到平抑波动的作用，但是在传统的“光伏—储能”中采用的是阈值触发方式，没有提前预判到，这容易造成两者协同发生失调现象，所以在特殊天气下会出现大量弃光的情况，造成资源浪费的现象。模型预测控制(MPC)以滚动式调节机制为基础为微网提供相应的调节机制。但当前微网模型预测控制方法还存在光伏预测精度低、目标函数权重固定、未考虑储能SOC动态约束等问题。本文从这三个方面出发为微网模型预测控制方法搭建一套优化策略以供微网高效运行。

1 储能—光伏微电网系统理论建模

1.1 光伏电源输出特性模型

部件输出功率与光照强度、环境温度之间呈非线性关系，其瞬时功率模型可以表示为 $P(t)=P \times (G(t)/G) \times (1+\alpha \times (T(t)-T))$ 。

P是标准测试条件下额定功率， $G(t)$ 和G分别是实时光照强度、标定的光照强度， $T(t)$ 和T分别代表实时温度和标定温度， α 是功率温度系数(一般取-0.0045/°C)。但由于该模型仅考虑了光伏发电功率的基本特性，没有对突发情况如瞬时云遮挡引起的功率突变进行考虑，所以还需要采用相应的时序预测方法加以改进。

为了提高MPC预测精度，使用“时序预测+误差校正”组合模型。对短期(15 min ~ 1h)的预测，使用长短期记忆网络(LSTM)建立模型，其输入特征有历史功率、光照预测值、温度变化率和天气类型的编码，网络结构为三层隐藏层(每层神经元个数分别为64个、32个、16个)，输出为预测未来N个时间步的光伏出力值，使用卡尔曼滤波实时校正预测结果，用状态方程实时更新预测误差协方差，将预测误差控制在5%以内，为后续优化提供可靠输入。相比于传统ARIMA模型，在突变工况下该组合模型的预测精度能提高40%以上，为MPC的优化效果提供了保证。

1.2 储能系统动态模型

研究选取了锂电池储能为建模研究对象，主要建立了SOC动态模型和充放电效率模型。soc是电池储能运行状态的重要指标，运行时soc会发生变化。

$$(t+1)+1 = SOC(t) - [P(t) \eta - P(t)/\eta] / (E \times 3600)$$

储能充、放电功率 $P(t)$ 、 $P(t)$ ，储能充放电效率 η 和 η ，储能额定容量E。基于充放电功率 $P(t)$ 与SOC关联关系引入效率修正系数，当 $SOC \in (0.2, 0.8)$ 区间内， $\eta = \eta = 0.95$ ；否则 η 线性递减到0.8，以反映储能处于极限工作条件下的工作效率下降；考虑储能电池循环寿命特性，加入充放电深度(DOD)以及SOCl变化率约束条件，避免储能电池在一个周期内的充放电深度变化幅度过大，避免储能电池在一个周期内长时间处于充放电状态。

1.3 微电网功率平衡模型

微电网在并网模式下需满足内部功率平

衡与并网功率约束，其功率平衡方程为：

$$P(t) + P(t) + P(t) = P(t) + P(t) + P(t)$$

其中， $P(t)$ 、 $P(t)$ 分别为微电网从大电网购电、向大电网售电功率， $P(t)$ 为负荷功率。为避免逆功率引发电网保护动作，设定并网功率约束 $P(t) \leq 0.1P$ ，同时考虑大电网接纳能力，限制购售电功率变化率 $\Delta P(t) \leq 0.2P$ ，确保系统运行安全与电网稳定。在孤岛模式下，功率平衡方程简化为光伏出力与储能调节功率共同支撑负荷，此时需严格控制频率偏差在 $\pm 0.5\text{Hz}$ 内。

2 基于改进 MPC 的协同控制策略设计

2.1 MPC 控制框架构建

本文所设计的 MPC 策略是一种“双层优化”的结构：上层是日内调度层，以 15min 的时间步长作为滚动时长，根据一天 24h 的预测数据产生该日内储能充电、放电计划及并网功率曲线，优化周期 24h；下层是实时控制层，以 1min 时间为时间步长，每分钟滚动优化更新上层结果来跟踪上层计划，并且实时补偿更新实际中不断出现的实时扰动，其预测时域 $N=10$ ，控制时域 $M=3$ 。“长周期优化 + 短周期校正”相结合的方式使得此 MPC 策略既能兼顾系统经济效益又能提高控制精度。

控制流程包括三步：状态观测，通过 PMU 采集光伏出力、储能 SOC、负荷功率、并网点电压频率等 10Hz 实时数据，保证观测数据及时有效；采用组合预测模型预测未来 N 个时间步内的光伏发电功率和负荷功率，并将组合预测模型输出结果与实际数据对比分析，以修正预测误差；通过内点法求解目标函数得到满足当前时间步内所有的约束条件下的储能充 / 放电功率以及并网功率控制指令，并将上述工作反复运用于下一时间步。

2.2 动态加权目标函数设计

针对传统 MPC 目标函数权重固定的缺陷，构建多目标动态加权函数，实现不同运行场景下的优化目标切换，权重调整依据实时工况（电价、运行模式、SOC 状态）动态触发，确保目标函数与实际需求精准匹配：

$$\min J = \omega(t)J + \omega(t)J + \omega(t)J$$

其中 $\omega(t) + \omega(t) + \omega(t) = 1$ ，权重系数根据实时工况动态调整：并网高峰电价时段（9:00—11:00, 15:00—17:00）以经济性为核心， $\omega = 0.6$ ， $\omega = 0.3$ ， $\omega = 0.1$ ；孤岛模式下以稳定性为首要目标， $\omega = 0.7$ ， $\omega = 0.1$ ， $\omega = 0.2$ ；储能 SOC 接近边界时（ $SOC < 0.3$ 或 $SOC > 0.7$ ），提升寿命权重至 $\omega = 0.5$ ，避免极端充放电。权

重系数通过层次分析法（AHP）结合熵权法确定，既体现专家经验，又反映数据客观特征。

经济性目标 J : (t) 运行成本由购电成本和储能运维成本组成，表达式为：其中： $C(t)$ 为实时电价（元 / kWh）， $C(t)$ 为储能单位运维成本（元 / kWh）， $C(t)=0.05$ 元 / kWh, Δt 为运行时长。

稳定性目标 J : (t) 光伏功率波动是指以并网点功率波动量进行表征的波形要素之一， $J=\sum P(t)-P \Delta t$ ，这里 P 是参考点的参考功率，取负荷均值与光伏预测均值的平衡值。寿命目标 J : 减小储能充放电的次数和深度充放电， $J=\sum (SOC(t)-0.5) \Delta t$ ，使 SOC 处于 50% 附近运行，这个情况下电池的循环寿命是最长的。

2.3 约束条件优化处理

联合软硬约束保证系统安全运行且具有较强的优化灵活度：①功率约束：光伏出力 $P(t) \in [0, P]$ ，储能充放电功率 $P(t) \in [-P, P]$ ，表示放电为正；② SOC 约束：使用区间约束值 $SOC(t) \in [0.2, 0.8]$ ，并且当 SOC 趋近于边界处用惩罚函数（比如当 $SOC < 0.2$ 时，惩罚系数随着 SOC 逐渐减小而指数递增）来加大约束，防止出现因硬约束导致无解的情况；③爬坡约束：储能功率变化率 $\Delta P(t) \leq 5 \text{ kW/min}$ ，光伏出力变化率 $\Delta P(t) \leq 10 \text{ kW/min}$ 。如果功率变化过快会导致产生瞬态冲击电流，从而影响设备的寿命。

考虑测量误差的影响，采用鲁棒约束的方法对光伏预测值 $P(t)$ 进行修正，并以误差最大的情形作为该区间上下界，即 $[P(t)-\Delta P, P(t)+\Delta P]$ ，其中 $\Delta P=8\%P$ 。采用场景分析法对 10 种典型误差场景进行计算，使优化结果在任何场景下都满足各个约束条件，提高该方法的鲁棒性。

3 策略性能理论验证

3.1 验证场景设定

基于 MATLAB/Simulink 建立微电网仿真实验模型，并给定如下参数：光伏额定功率为 100kW，储能额定容量为 200kWh、额定功率为 50kW，典型日负荷最大值为 80kW，最小值为 30kW，分别考虑峰、平、谷三个时段分时电价为峰段（9: 00—11: 00；15: 00—17: 00）：1.2 元 / kWh，平段（7: 00—9: 00；11: 00—15: 00；17: 00—23: 00）：0.7 元 / kWh，谷段（23: 00—7: 00）：0.3 元 / kWh。将本论文控制策略和传统 MPC 策略（固定权重 $\omega=0.4/0.3/0.3$ ）及 PID 控制方案分别应用于微电网仿真模型中，并比较分析上述三者的控制效果，用功率平抑

率表示功率波动、用 SOC 波动范围表示储能响应、用能耗表示运行成本以及用鲁棒性来反映系统响应稳定性的稳定性等作为评价指标。

3.2 关键指标分析

3.2.1 功率平抑效果

就本文所述,在光伏发电最大波动时段(12:00 ~ 13:00),光照强度突变为 300 W/m^2 ,并网点功率波动范围控制在 $\pm 3 \text{ kW}$,波动平抑率92.5%,比MPC提升了18个百分点,比PID的平抑率提高了32个百分点;整个时段内均能平抑超过50kW的网侧功率波动,且能完全避免因网侧逆变器自身功率调节不能及时作用,导致在光伏发电最大波动时段的大电网冲击,符合GB/T38946—2020《分布式电源并网技术要求》功率波动的要求。

3.2.2 储能运行特性

SOC始终处于25%~75%区间,日均充放电循环次数为1.2次,少于MPC的1.7次;通过电池循环寿命模型可以得知(循环次数与DOD呈负相关),可提高储能系统电池循环寿命30%以上。用好峰电价时段,储能放电达到40%左右(SOC由75%降到35%),减少储能电站放电周期和次数;低谷电价时段充电到75%,将电能存入储能系统以满足第二天早上高峰负荷的需求,从而避开SOC频繁变动的状况。

3.2.3 经济性指标

一天的实际运行成本是89.2元,比传统的MPC(104.5元)节省了15.3元,比PID控制(117.9元)少花掉了近28.7元,之所以有这两方面的节省主要是因为,相比之前一天节省了12 kWh的电费支出,还有就是把原先每天超高的弃光率控制在了1%以下(原来的MPC控制系统弃光率达到3.5%),实现了一方面提高了光伏消纳

率到99.2%,而一方面又实现了节能环保和节能降本效果的一举两得。

3.2.4 鲁棒性验证

设置3个不同的预测误差情况(5%、8%、10%)进行分析,本文的方法采用误差补偿的办法,在误差为8%的条件下,仍能使功率跟踪误差小于5%,而传统的MPC方式会出现跟踪误差大于12%,PID控制会出现跟踪误差大于20%,可见本文方法在外界干扰较强时,有较强的抗干扰能力。

4 结束语

利用“LSTM+卡尔曼滤波”组合预测模型提高光伏出力预测精度,利用动态加权目标函数(基于AHP-熵权法)进行多场景运行优化适应,结合鲁棒约束和惩罚函数保证控制策略具有较强的抗干扰能力以及可行性。仿真分析表明:相比传统控制方式,本文提出储能—光伏协同MPC优化策略功率平抑效果更好(平抑率92.5%)、储能寿命更长(寿命延长约30%)且经济效益更高(成本下降14.6%);为微电网高效稳定运行提供了新的思路,尤其是对于高比例光伏接入的分布式微电网系统。

未来研究可从两方面深化:首先,在引入数字孪生技术的基础上,建立微电网虚实融合模型,实时数据流通过模型产生模型预测;然后根据数据模型迭代过程实时采集最新数据更新模型预测结果,以此来提高模型的预测精度及预测效率。其次,运用强化学习中的DQN算法优化MPC的权值调节,让调控策略可以自动进化,不需要人工干预,就可以满足多能互补微电网的应用场景需求,比如把风电或燃气轮机等并入微电网之中。

参考文献:

- [1] 龚彪.光伏—储能系统在微电网中的协同运行策略[J].电力设备管理,2025,41(12): 4012-4023.
- [2] 朱立鼎.考虑预测不确定性的混合储能容量配置及其运行策略研究[J].华北水利水电大学,2024,37(5): 1189-1200.
- [3] 罗朝旭,禹康,曹云洲.基于MPC的光储直流微电网母线电压平抑研究[J].太阳能学报,2025,47(8): 105-113.
- [4] 陆宝奇,蒋伟,杨俊杰.基于云储能容量动态分配的微电网系统双层优化模型[J].现代电力,2023,39(6): 721-730.
- [5] 徐粤洋.基于光伏功率预测的热电联产微电网自适应鲁棒优化调度[J].东北电力大学,2025,48(3): 987-996.

作者简介:刘洁(1992.1—),女,汉,云南省,本科,工程师,研究方向:电力系统、新能源电力、电力技术经济。