

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.201219

# 基于光伏减载的电力系统紧急降风险控制方法

钟璐<sup>1</sup>, 熊俊<sup>1</sup>, 张茜<sup>1</sup>, 杨哲涵<sup>2</sup>, 欧阳金鑫<sup>2</sup>, 熊小伏<sup>2</sup>

(1. 国家电网有限公司西南分部, 四川 成都 610041; 2. 输配电装备及系统安全与  
新技术国家重点实验室(重庆大学), 重庆 400044)

**摘要:** 光伏发电系统通常运行于最大功率点, 难以在紧急条件下为电网提供功率支撑。受制于建设和运行成本, 储能的大规模应用还难以实现, 同步发电机占比的降低使得含高比例光伏发电的电网安全风险不断增加。为此, 分析了光伏发电系统的功率特性和稳定运行条件, 提出了通过光伏减载运行预留备用功率从而为电网提供紧急功率支撑的思想。进而分析了协议发电成本和风险成本的关系, 建立了以同步发电机启停机计划、备用容量和光伏减载量为决策变量的两阶段降风险发电调度优化模型。提出了考虑光伏减载运行的电力系统降风险优化调度方法。最后利用 IEEE RTS 24 节点系统验证了方法的正确性。算例分析表明, 该方法能够在降低电网功率不平衡风险的前提下获得最优的经济性, 具有较好的实用性。

**关键词:** 光伏发电系统; 紧急控制; 降风险控制; 光伏减载运行; 优化调度

## A risk-reduction emergency control method of a power system based on photovoltaic power reserve

ZHONG Lu<sup>1</sup>, XIONG Jun<sup>1</sup>, ZHANG Xi<sup>1</sup>, YANG Zhehan<sup>2</sup>, OUYANG Jinxin<sup>2</sup>, XIONG Xiaofu<sup>2</sup>

(1. State Grid Southwest Division, Chengdu 610041, China; 2. State Key Laboratory of Power Transmission  
Equipment & System Security and New Technology, Chongqing University, Chongqing 400044, China)

**Abstract:** Photovoltaic (PV) power generation systems usually operate at the maximum power point, and it is difficult for them to provide power support for the grid under emergency conditions. Constrained by construction and operating costs, large-scale applications of energy storage systems are still difficult to achieve. The reduction in the proportion of Synchronous Generators (SG) has increased the security risks of power grids with a high proportion of PV power generation. The power characteristics and stable operating conditions of a PV power generation system are analyzed, and a control principle based on PV power reserve is proposed to provide emergency power support for the grid. The relationship between the agreed power generation cost and the risk cost is analyzed. A two-stage risk reduction power generation optimization scheduling method is established with a start-up and shutdown plan of SG, reserve capacity and PV power reserve as decision variables. A power system risk reduction optimization scheduling method taking into account the PV power reserve is proposed. Finally, the correctness of the proposed method is validated on the IEEE RTS 24-node system. The case study demonstrates that the proposed method is the most economical when reducing the risk of power imbalance in the power grid and has good practicability.

This work is supported by the Science and Technology Project of State Grid Corporation of China (No. SGSW0000DKJS1900097).

**Key words:** photovoltaic power generation system; power system emergency control; risk reduction control; photovoltaic power reserve; optimization scheduling

## 0 引言

近年来, 化石能源的短缺和环境污染的加剧使

得光伏等可再生能源受到了各国政府的重视, 光伏发电系统在电网中的渗透率不断提高<sup>[1-3]</sup>。光伏发电系统的功率随日照强度波动而不断变化, 对电力系统的安全稳定运行造成了较大风险<sup>[4-6]</sup>。特别是光伏发电系统的运行原理与同步发电机存在根本性差异, 在扰动冲击等条件下, 光伏发电系统使得电力系统的运行控制面临根本性挑战<sup>[7-8]</sup>。

电力系统的功率平衡是电网稳定运行的基础。

**基金项目:** 国家电网公司科技项目资助(SGSW0000DKJS1900097)

“藏中-川藏联网的气象风险辨识与西南电网降风险调度辅助决策研究”; 国家自然科学基金委员会-国网电网公司智能电网联合基金项目资助(U1866603)

然而, 电源和负荷的投切、输电线路的中断均会导致电网功率不平衡。电网不平衡时, 电压和频率出现波动, 可能导致电网频率和节点电压越限, 甚至会造成电网振荡、解列等严重事故<sup>[9-10]</sup>。当功率冗余时, 切机是控制电力系统恢复稳定运行的最行之有效的方法<sup>[11]</sup>。在光伏高渗透率的电力系统中, 切光伏也逐渐被应用于维持电力系统功率平衡<sup>[12-13]</sup>。当功率不足时, 由于同步发电机短时的功率提升能力有限, 因此常常采用切负荷的方式来平衡功率<sup>[14-16]</sup>。但是, 切机不利于电网的恢复, 发电机再并网还可能造成冲击; 切负荷则存在经济性和可靠性的问题, 增大同步发电机备用容量可降低切负荷量, 但是成本较高, 特别是在高比例新能源的电力系统中同步发电机装机容量难以满足备用的需求。

储能是解决新能源电力系统紧急控制能力不足最直接的方法, 但是由于建设和运行成本问题, 储能的规模化应用仍然受限<sup>[17]</sup>。随着新能源占比不断提高, 新能源参与电网的运行控制受到关注<sup>[18-19]</sup>。为了最大化发电效率, 光伏发电系统一般工作在最大功率跟踪(MPPT)模式。因此, 在任意光照条件下, 光伏发电系统输出功率已到达上限, 无法为电网提供有效的紧急功率支撑<sup>[20-21]</sup>。通过为光伏发电系统配备储能, 可以使得光伏发电系统具有对电网的紧急支撑能力。但是, 储能的安装维护成本较高, 规模化应用受到极大限制。部分研究人员提出控制光伏运行于非 MPPT 点实现减载运行, 可使得光伏具有一定备用功率。文献[22]比较了光伏-储能联合发电系统的运行成本与光伏减载运行的成本, 指出光伏减载运行具有更好的经济性。

文献[23]结合 2016 年西北电网频率特性试验, 进行了光伏快速频率响应能力实测分析, 证明了光伏对电网提供紧急功率支撑的可行性。文献[24]提出了通过修改逆变器原有控制结构, 实现了光伏发电主动参与电网的频率调节。文献[25]对光伏单独参与系统调频和光伏与传统发电机组共同参与系统调频这两种情境下的光伏减载运行特性进行了研究。文献[26]为了增强光伏参与系统调频的能力, 研究了考虑动态频率变化和光伏减载容量约束的机组组合模型。文献[27]以电网频率作为参照, 改变光伏减载运行水平来参与电网的频率调节。但是, 现有方法主要聚焦于光伏发电系统并网调频, 关于大扰动下光伏参与电力系统紧急控制的研究还鲜见报道。特别是现有研究主要着力于确定一定光伏减载量下电力系统的运行方式, 关于光伏减载量的确定还未形成成熟的方法<sup>[28]</sup>。由于光伏减载量不仅决定于电力系统的需求, 还与电力系统的运行成本息

息相关, 合理的光伏减载量对于电力系统的稳定和经济运行具有重大意义。

本文利用功率不足引发的安全风险来平衡减载运行的经济性与安全性矛盾, 提出了一种基于光伏减载的电力系统降风险控制方法。首先分析了光伏发电系统的功率特性, 提出了基于光伏减载的电网紧急控制原理, 进而建立了两阶段降风险发电调度优化模型, 提出了考虑光伏减载运行的电力系统降风险优化调度方法, 最后在 IEEE RTS 24 节点系统上验证了方法的正确性。该方法利用风险成本优化光伏减载量和传统发电机组备用容量, 从而能够有效平衡电网运行风险和同步发电机、光伏电源的发电成本。

## 1 光伏发电系统的功率特性

光伏发电系统以光生伏特效应为基础。在光照下, 光伏阵列的 PN 结产生电子-空穴对和势垒电场, 电子和空穴对在势垒电场的作用下分别向 N 区、P 区移动, 产生光生电动势。光生电动势在抵消势垒电场后所剩余电动势使得 P 区带正电, N 区带负电, 从而实现太阳能到电能的转换。光伏阵列的等效电路如图 1 所示, 其中,  $I_{ph}$  为光生电流,  $I_d$  为二极管的正向导通电流,  $R_{sh}$  为等效并联电阻,  $R_s$  为等效串联电阻。

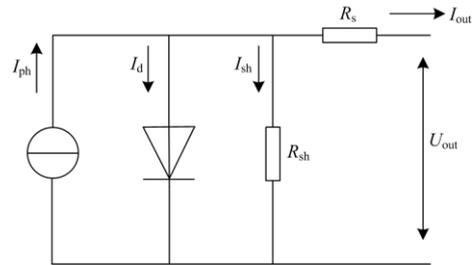


图 1 光伏阵列基本模型

Fig. 1 Basic model of photovoltaic array

由基尔霍夫电流定律可得光伏阵列的输出电流为

$$I_{out} = I_{ph} - \frac{U_{out} + I_{out}R_s}{R_{sh}} - I_0 \left\{ \exp\left[\frac{q(U_{out} + I_{out}R_s)}{nKT}\right] - 1 \right\} \quad (1)$$

式中:  $U_{out}$  为输出电压;  $I_{out}$  为输出电流;  $I_0$  为二极管的反向饱和电流;  $q$  为单位电荷量, 其值为  $1.6 \times 10^{-19} \text{C}$ ;  $n$  为二极管理想系数;  $K$  为玻尔兹曼常数, 其值为  $1.38 \times 10^{-23} \text{J/K}$ ;  $T$  为绝对温度。在工程计算精度下,  $I_{ph}$  的数值与光伏阵列的短路电流  $I_{sc}$  相等, 且  $I_{sh}$  可以忽略。

光伏阵列所产生的直流电需通过逆变器变为交流电, 才能接入电网。双级式光伏发电并网结构主要包含光伏阵列、Boost 变换器、DC/AC 逆变器与 LC 滤波电路 4 部分。直流电动势经过 Boost 变换器时被其增大, 再进入后级逆变器中被转换为交流电, 经过后续滤波电路滤波后并入电网。图 2 为光伏阵列的 PV 特性曲线。当光伏阵列输出电压低于  $V_{mp}$  时, 输出功率随电压增加而增加; 当光伏阵列输出电压高于  $V_{mp}$  时, 输出功率随电压增加而减少, 即光伏发电系统存在最大功率点  $O(V_{mp}, P_{max})$ ,  $V_{mp}$  是光伏阵列工作在最大功率点的电压值。

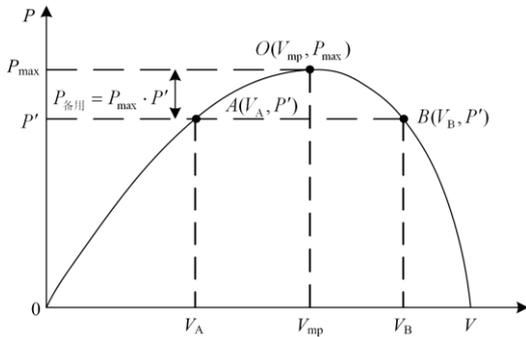


图 2 光伏阵列 PV 特性曲线

Fig. 2 PV characteristic curve of photovoltaic array

为了最大限度地将太阳能转化为电能, 应将光伏发电系统控制在最大功率点处运行, 即实现最大功率点跟踪 (Maximum Power Point Tracking, MPPT)。光伏发电系统常常采用电导增量法实现 MPPT<sup>[29]</sup>。其基本原理是通过检测 PV 特性曲线上当前光伏运行点切线上的斜率正负来判断最大功率点, 当 PV 特性曲线的斜率为 0 时, 系统的输出功率最大。通过改变斜率的检测条件, 电导增量法不仅能够对最大功率点进行跟踪, 也能控制光伏发电系统运行于 PV 曲线上的任意稳定运行点。

## 2 基于光伏减载的电网紧急控制原理

电力系统属于供需平衡的系统, 当电源突然退出、负荷突然增加或发生输电通道  $N-k$  故障造成功率输送受阻时, 将产生电网功率不足的问题, 导致电网节点电压越限、电网频率偏差等问题。节点电压越限可能导致电压崩溃; 电压频率异常会导致发电机转速增高; 功率不足会造成电网暂态失稳、电压频率失稳, 严重威胁电网安全运行。

光伏发电系统工作在最大功率跟踪模式时, 没有可用的备用功率, 无法在电网功率不足时提供支持。但是, 如图 2 所示, 通过控制光伏发电系统工作电压不同于最大功率跟踪点处电压, 可以控制光

伏输出功率, 使其减载运行, 从而预留一定的功率备用。图 2 中点  $O(V_{mp}, P_{max})$  是光伏发电系统有功出力最大时的工作点; 将光伏发电系统工作点控制于  $A(V_A, P')$  或点  $B(V_B, P')$ , 即可留出功率备用, 其数值为

$$P_{备用} = P_{max} - P' \quad (2)$$

当光伏发电系统运行于最大功率运行点两侧曲线时, 均可以实现减载运行, 但是两侧的运行点可能不均为稳定运行点。光伏阵列输出功率等于光伏逆变器输出有功和流入电容功率之和, 由此可得功率状态方程为

$$P_{pv} = P_{inv} + P_C \quad (3)$$

式中:  $P_{pv}$  为光伏阵列输出功率;  $P_{inv}$  为光伏逆变器输出有功;  $P_C$  为光伏直流侧电容功率, 可表示为

$$P_C = u_{pv} + C \frac{du_{pv}}{dt} \quad (4)$$

式中:  $u_{pv}$  为光伏的直流侧电容电压;  $C$  为直流电容。

对光伏发电系统电压施加微小增量, 可得光伏阵列输出功率的增量为

$$\Delta P_{pv} = U_0 C \frac{d\Delta u_{pv}}{dt} \quad (5)$$

式中,  $U_0$  和  $P_0$  分别为光伏发电系统处于静态工作点时的电压和功率。

当小扰动下增量  $\Delta P_{pv}$  为线性化增量时, 可将式 (5) 变形为

$$dP_{pv} = \frac{dP_{pv}}{du_{pv}} \Delta u_{pv} = U_0 C \frac{d\Delta u_{pv}}{dt} \quad (6)$$

从而可以得到系统特征方程:

$$U_0 C s - \frac{dP_{pv}}{du_{pv}} = 0 \quad (7)$$

可求得特征根为

$$s = \frac{1}{U_0 C} \frac{dP_{pv}}{du_{pv}} \quad (8)$$

光伏发电系统运行稳定的充要条件是其特征根为负, 进而可得光伏发电系统的稳定运行条件为

$$\frac{dP_{pv}}{du_{pv}} < 0 \quad (9)$$

光伏发电系统 P-V 特性曲线中斜率为负的工作点为稳定运行工作点。图 3 中, A 点处的系统特征根不为负, 当出现扰动使得直流侧电压增加时, 光伏阵列的工作点跟随 P-V 特性曲线右移, 其有功出力增大, 但光伏逆变器输出功率不能跳变, 仍在 A 点运行, 此时光伏发电系统送出功率小于光伏阵列

出力, 多余功率将注入直流侧电容, 造成直流侧电压进一步增大, 导致光伏发电系统不能稳定运行于 A 点。同理, 当出现扰动使得直流侧电压减少时, 直流侧电压会不断下降, 导致光伏发电系统不能稳定运行于 A 点。B 点处的系统特征根为负, 若直流侧电压产生的扰动电压增大, 光伏阵列的工作点右移, 有功出力下降, 光伏逆变器送出功率大于光伏发电系统出力, 该状态下的功率缺额由直流侧电容放电提供, 进一步使得直流侧电压减小, 从而让光伏发电系统稳定运行于 B 点; 同样地, 当直流侧电压下降时, 直流侧电容将会充电, 抑制电压下降, 使得光伏发电系统能够稳定运行于 B 点。因此, B 点是光伏发电系统可减载的稳定运行工作点。根据控制需求, 光伏发电系统工作电压取值为  $[V_{mp}, V_{oc}]$ , 其中  $V_{oc}$  是光伏发电系统存在输出功率时的直流电压上限值。从光伏的 PV 特性曲线可以看出, 通过控制逆变器电压调整输出功率, 理论上最高可以使光伏电站留出 80%~90% 的有功功率作为备用, 在紧急时刻对电网进行功率支撑。在光伏高渗透率电网中, 光伏整体装机容量大, 其调节范围同时增大, 能够对电网进行强力的紧急功率支撑, 降低电网运行风险。

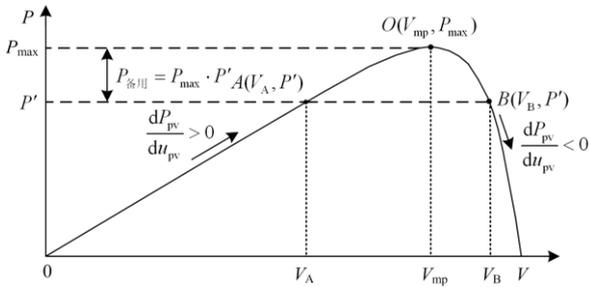


图 3 光伏发电系统减载模式下稳定运行点分析

Fig. 3 Stable work point analysis of photovoltaic system worked on power reserve mode

减载工作模式下的光伏发电系统会损失部分在 MPPT 工作模式下本应获取的功率, 其发电成本相比运行在 MPPT 工作模式下的光伏发电系统也会有所增加。要在最小化发电成本的同时, 选出能够在电网运行风险发生后提供有效功率储备的光伏减载量, 就需将电力系统经济调度和风险调度结合起来。因此, 可在日前调度阶段下安排传统电机的开停机计划, 在实时运行阶段的具体情境下结合电网发生功率不足问题的风险, 对光伏减载量和传统发电机组备用容量进行优化调度, 得到兼顾经济成本和风险指标的火电机组的机组出力组合与出力数值、光伏减载量, 如图 4 所示。

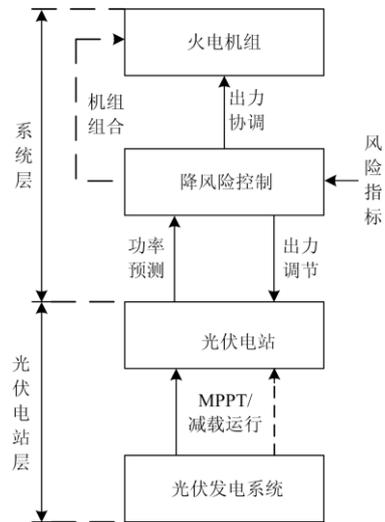


图 4 基于光伏减载的电网紧急控制框图

Fig. 4 Block diagram of power grid emergency control based on photovoltaic power reserve

### 3 两阶段降风险发电调度优化模型

#### 3.1 目标函数

图 5 为两阶段降风险调度模型的流程图。两阶段降风险发电调度模型以协议发电成本和风险成本为目标。在日前调度阶段, 电力系统调度人员对电网中传统同步机组的启停机计划和出力以及光伏等可再生能源系统的出力进行安排, 在实时运行阶段调度决策对应日前调度开停机计划下的潜在功率不足风险, 此阶段的决策变量和约束条件与风险相关。

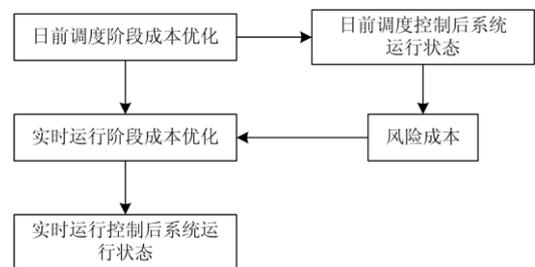


图 5 两阶段降风险优化调度

Fig. 5 Two-stage optimization dispatch of risk reduction

考虑到电力系统运行风险的随机性, 电力系统调度人员所做出的包含同步发电机的启停机计划、光伏出力等在内的日前调度计划, 在实时运行时可能会无法满足电网供需平衡, 因此电力系统实时运行阶段需要采取调节传统发电机备用容量和光伏减载量, 来应对实时运行阶段中所含的不确定因素。

所建立的日前调度阶段降风险发电调度模型的目标函数为

Min.  $C^{DA}$

$$C^{DA} = \sum_{t \in T} \sum_{g \in G} (C_{gt}^{SU} + C_{gt}^{SD} + C_g P_{gt}^{DA}) + \sum_{t \in T} \sum_{s \in S} (C_s P_{st}^{DA}) \quad (10)$$

式中:  $C^{DA}$  为日前发电调度成本; 第 1 项为确定性出力调度成本;  $C_{gt}^{SU}$ 、 $C_{gt}^{SD}$  分别为第  $g$  台发电机在  $t$  时刻的启动成本和停机成本;  $C_g$  为第  $g$  台发电机的边际发电成本报价;  $P_{gt}^{DA}$  为第  $g$  台发电机在时间段  $t$  内调度的有功功率; 第 2 项为随机性出力调度成本;  $C_s$  为光伏  $s$  的边际发电成本报价;  $P_{st}^{DA}$  为光伏  $s$  在时间段  $t$  内调度的有功功率。

所建立的实时运行阶段降风险发电调度模型的目标函数为

$$\text{Min. } C^{ERT} + C^R$$

$$C^{ERT} = \sum_{w \in \Omega} p(w) \left[ \sum_{t \in T} \sum_{g \in G} C_g R_{gtw} + \sum_{t \in T} \sum_{s \in S} C_s (P_{stw} - P_{stw}^{curtail}) \right] \quad (11)$$

式中:  $C^{ERT}$  为实时运行期望成本;  $C^R$  为风险成本。实时运行期望成本  $C^{ERT}$  中: 第 1 项为实时运行中发电机的备用容量成本,  $R_{gtw}$  表示第  $g$  台发电机在场景  $w$  和时间段  $t$  内的备用容量; 第 2 项为增加的随机出力成本,  $P_{stw}$  为光伏  $s$  在场景  $w$  和时间段  $t$  内的出力,  $P_{stw}^{curtail}$  为光伏  $s$  在场景  $w$  和时间段  $t$  内可削减的出力。电网运行风险指标对电力系统运行所面临的不确定因素, 给出了可能性和严重性的综合度量。其定义为概率和后果的乘积, 概率指事故发生的概率, 风险指事故产生的影响。本文的风险指标定义为事故发生的概率与事故后果所造成功率损失的乘积。

风险成本  $C^R$  的具体计算方法为

$$C^R = \sum_{w \in \Omega} p(w) (\beta \cdot I_{Risk} - k \cdot P_{stw}^{curtail}) \quad (12)$$

式中:  $I_{Risk}$  为电力系统运行风险指标;  $\beta$  为风险成本系数,  $\beta \geq 0$ , 其代表调度人员对电力系统运行风险的关心程度。当  $\beta = 0$  时, 代表调度人员对电力系统运行风险不关心; 当  $\beta$  取值较小时, 代表调度人员在追求发电成本最小化的同时开始考虑电力系统运行风险; 当  $\beta$  取值较大时, 代表调度人员在追求极力规避电力系统运行风险的同时, 尽可能地将发电成本最小化。风险成本系数和电力系统风险指标二者的乘积  $\beta \cdot I_{Risk}$  为风险成本。  $k$  为光伏的功率支撑成本系数。调度人员可以通过改变对风险的偏好程度来选取不同的光伏减载量值。

风险指标  $I_{Risk}$  的具体计算方法为

$$I_{Risk} = \sum_{i=1}^K P(X_i) \cdot S(X_i) \quad (13)$$

式中:  $K$  为所考虑的电网不确定因素的总数目;  $X_i$  为第  $i$  个所考虑的电网不确定因素;  $P(X_i)$  为第  $i$  个所考虑的电网不确定因素发生的概率;  $S(X_i)$  为第  $i$  个所考虑的电网不确定因素造成的后果。

当电网支路退运, 发生  $N-1$  故障时, 可能产生的后果有节点电压越限、电网频率偏差、电机功角不稳定和负荷电压不稳定。这四种不确定因素的后果详细的计算方法如下。

1) 电压越限后果

$$S(X_3) = \begin{cases} a - 1.05 & a > 1.05 \\ 0.95 - a & a < 0.95 \\ 0 & 0.95 \leq a \leq 1.05 \end{cases} \quad (14)$$

式中,  $a = V_a / V_{aN}$ ,  $V_a$  为节点电压幅值,  $V_{aN}$  为节点电压的额定值。

2) 频率偏差后果

$$S(X_4) = \begin{cases} b - 1.05 & b > 1.01 \\ 0.95 - b & b < 0.99 \\ 0 & 0.99 \leq b \leq 1.01 \end{cases} \quad (15)$$

式中,  $b = f / f_N$ ,  $f$  为电网频率,  $f_N = 50 \text{ Hz}$ 。

3) 电压稳定裕度

电压稳定裕度指从当前运行点出发, 按给定方向增长负荷, 直至电压崩溃点所增加的负荷总量可由负荷裕度表征。设计算步数为  $M$  时, 达到电压崩溃点, 则负荷裕度为

$$\Delta P_i = (P_i)_0 \sum_{K=1}^M \Delta T_k \quad (16)$$

式中:  $(P_i)_0$  为负荷节点的有功初始值;  $K = 1, \dots, M$  为计算步数;  $\Delta T_k$  为步长。

4) 功角稳定裕度

$$K_p = - \frac{\Delta P_e}{\Delta \alpha} \quad (17)$$

式中:  $\Delta P_e$  为小扰动后每台发电机的有功增量;  $\Delta \alpha$  为机端电压相位变化。

## 3.2 约束条件

### 3.2.1 日前调度约束

针对上述目标函数, 相应的基于光伏减载的降风险调度模型应满足以下约束条件。

1) 潮流平衡约束

$$\sum_{g \in \phi_n^G} P_{gt}^{DA} + \sum_{s \in \phi_n^S} P_{st}^{DA} - \sum_{m \in \mathcal{N}_n} P_{nm}^{DA} - \sum_{d \in \phi_n^D} P_{dt}^{EDA} = 0 \quad (18)$$

$$P_{nm}^{DA} = \mathbf{B}_{nm} (\delta_{nt} - \delta_{mt}) \quad (19)$$

式中： $m$ 、 $n$ 表示系统节点； $\delta_{nt}$ 和 $\delta_{mt}$ 分别为日前调度阶段节点 $n$ 和 $m$ 在时间段 $t$ 内的电压相角； $B_{nm}$ 为节点电纳矩阵； $P_{nmt}^{DA}$ 为日前调度阶段线路 $m-n$ 在时间段 $t$ 内的潮流； $P_{dt}^{EDA}$ 为日前调度阶段预测的负荷节点 $d$ 在时间段 $t$ 内的有功功率； $g \in \phi_n^G$ 、 $s \in \phi_n^S$ 、 $d \in \phi_n^D$ 分别表示位于节点 $n$ 的传统发电机组、光伏发电机组和负荷； $m \in \psi_n$ 表示和节点 $n$ 相连的节点。

### 2) 机组出力约束

$$P_{g \min} u_{gt} \leq P_{gt}^{DA} \leq P_{g \max} u_{gt} \quad (20)$$

$$0 \leq P_{st}^{DA} \leq P_{MPPT} \quad 0 \leq P_{st}^{DA} \leq P_{MPPT} \quad (21)$$

式中： $P_{g \max}$ 、 $P_{g \min}$ 分别为传统发电机组的出力上、下限； $P_{MPPT}$ 为光伏发电机组 $s$ 在日前调度阶段时间段 $t$ 内的最大输出有功功率； $u_{gt}$ 为一整数变量，当 $u_{gt}=1$ 时，表示在时间段 $t$ 内调度第 $g$ 台发电机，反之，则不被调度。

### 3) 爬坡率约束

$$-RD_g \leq P_{gt}^{DA} - P_{g(t-1)}^{DA} \leq RU_g \quad (22)$$

式中： $RU_g$ 和 $RD_g$ 分别为第 $g$ 台发电机最大向上和向下的爬坡速率； $P_{g(t-1)}^{DA}$ 为第 $g$ 台发电机在日前调度阶段时间段 $t-1$ 内调度的有功功率。

### 4) 线路启停机成本约束

$$C_{g(t=1)}^{SU} \geq \lambda_g^{SU} (u_{g(t=1)} - u_g^0) \quad (23)$$

$$C_{gt}^{SU} \geq \lambda_g^{SU} (u_{gt} - u_{g(t-1)}) \quad (24)$$

$$C_{gt}^{SU} \geq 0 \quad (25)$$

$$C_{g(t=1)}^{SD} \geq \lambda_g^{SD} (u_g^0 - u_{g(t=1)}) \quad (26)$$

$$C_{gt}^{SD} \geq \lambda_g^{SD} (u_{g(t-1)} - u_{gt}) \quad (27)$$

$$C_{gt}^{SD} \geq 0 \quad (28)$$

式中： $\lambda_g^{SU}$ 、 $\lambda_g^{SD}$ 分别为第 $g$ 台发电机的启动成本和停运成本； $u_{g(t-1)}$ 为第 $g$ 台发电机在时间段 $t-1$ 内的状态； $u_g^0$ 表示第 $g$ 台发电机的初始状态(开/停)。

## 3.2.2 实时运行约束

### 1) 潮流平衡约束

$$\sum_{g \in \phi_n^G} (P_{gt}^{DA} + R_{gtw}) + \sum_{s \in \phi_n^S} (P_{stw} - P_{stw}^{curtail}) - \sum_{m \in \psi_n} P_{mntw}^{RT} - \sum_{d \in \phi_n^D} (P_{dtw} - P_{dtw}^{shed}) = 0 \quad (29)$$

$$P_{mntw}^{RT} = B_{nm} (\delta_{ntw} - \delta_{mtw}) \quad (30)$$

式中： $\delta_{ntw}$ 和 $\delta_{mtw}$ 分别是实时运行阶段节点 $n$ 和 $m$ 在场景 $w$ 和时间段 $t$ 内的电压相角； $P_{mntw}^{RT}$ 为实时运

行阶段线路 $m-n$ 在场景 $w$ 和时间段 $t$ 内的潮流； $P_{dtw}$ 为负荷节点 $d$ 在场景 $w$ 和时间段 $t$ 内的有功功率。

### 2) 光伏减载约束

$$0 \leq P_{stw}^{curtail} \leq P_{stw} \leq P_{MPPT} \quad (31)$$

式中， $P_{stw}^{curtail}$ 为光伏减载量。

### 3) 备用容量约束

$$-Rd_g \leq R_{gtw} \leq Ru_g \quad (32)$$

式中， $Rd_g$ 、 $Ru_g$ 分别为第 $g$ 台发电机最大的向下和向上的备用容量。

### 4) 机组出力约束

在实时运行阶段中，发电机增加的备用容量也应考虑进机组出力约束中，其约束关系为

$$P_g^{\min} u_{gt} \leq P_{gt}^{DA} + R_{gtw} \leq P_g^{\max} u_{gt} \quad (33)$$

### 5) 爬坡率约束

发电机增加的备用容量也应考虑进实时运行阶段的爬坡率约束中，可以描述为

$$-RD_g \leq P_{gt}^{DA} + R_{gtw} - P_{g(t-1)}^{DA} - R_{g(t-1)w} \leq RU_g \quad (34)$$

式中， $R_{g(t-1)w}$ 为第 $g$ 台发电机在场景 $w$ 和时间段 $t-1$ 内的备用容量。

## 4 算例

### 4.1 系统参数

为了验证上述模型的有效性和实用性，本文采用如图6所示的IEEE RTS 24节点系统。其中，系统内有34条输电线路、12台发电机，10号机组为水力发电，其余机组为火力发电；将其北部和南部

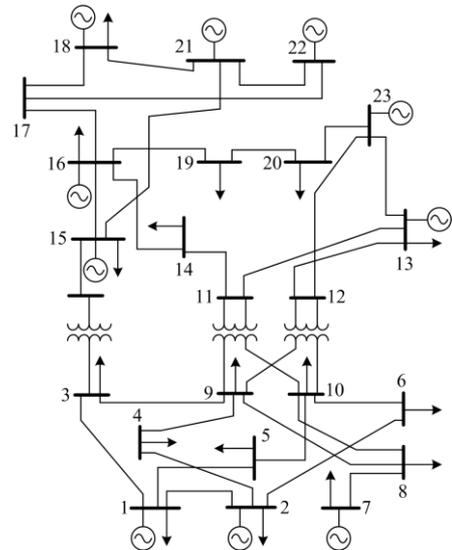


图6 IEEE RTS 24节点系统

Fig. 6 IEEE RTS 24 bus system

系统线路的额定功率分别降至原系统的 75% 和 50%。节点 21 处接入一装机容量为 200 MW 的光伏发电系统。发电机的技术参数、经济参数、初始状

态如表 1 所示。输电线路参数如表 2 所示。线路负荷节点位置及负荷所占系统总负荷量的百分比如表 3 所示。

表 1 发电机参数

Table 1 Generator parameters

机组编号	接入节点	出力上限/MW	出力下限/MW	备用容量/MW	向上/向下爬坡率/MWh	启动成本/\$	边际成本/(\$/MWh)	初始状态
1	1	152	30.4	40	120	1 430.4	11.96	1
2	2	152	30.4	40	120	1 430.4	11.96	1
3	7	300	75	70	350	1 725	20.03	0
4	13	591	206.85	180	240	3 056.7	20.32	0
5	15	60	12	60	60	437	23.78	0
6	15	155	54.25	30	155	312	10.25	0
7	16	155	54.25	30	155	312	10.25	1
8	18	400	100	0	280	0	5.38	1
9	21	400	100	0	280	0	5.38	1
10	22	300	300	0	300	0	0	1
11	23	310	108.5	60	180	624	10.25	1
12	23	350	140	40	240	2 298	10.66	1

表 2 输电线路参数

Table 2 Transmission line parameters

起点	终点	电抗/p.u.	容量/MW	起点	终点	电抗/p.u.	容量/MW
1	2	0.014 6	175	11	13	0.048 8	500
1	3	0.225 3	175	11	14	0.042 6	500
1	5	0.090 7	350	12	13	0.048 8	500
2	4	0.135 6	175	12	23	0.098 5	500
2	6	0.205	175	13	23	0.088 4	500
3	9	0.127 1	175	14	16	0.059 4	500
3	24	0.084	400	15	16	0.017 2	500
4	9	0.111	175	15	21	0.024 9	1 000
5	10	0.094	350	15	24	0.052 9	500
6	10	0.064 2	175	16	17	0.026 3	500
7	8	0.065 2	350	16	19	0.023 4	500
8	9	0.176 2	175	17	18	0.014 3	500
8	10	0.176 2	175	17	22	0.106 9	500
9	11	0.084	400	18	21	0.013 2	1 000
9	12	0.084	400	19	20	0.020 3	1 000
10	11	0.084	400	20	23	0.011 2	1 000
10	12	0.084	400	21	22	0.069 2	500

表 3 负荷节点位置及分布

Table 3 Location and distribution of buses

负荷	节点	系统负荷百分比/%	负荷	节点	系统负荷百分比/%
1	1	3.8	10	10	6.8
2	2	3.4	11	13	9.3
3	3	6.3	12	14	6.8
4	4	2.6	13	15	11.1
5	5	2.5	14	16	3.5
6	6	4.8	15	18	11.7
7	7	4.4	16	19	6.4
8	8	6	17	20	4.5
9	9	6.1			

日前调度阶段所采用的 24 h 实时负荷数据曲线如图 7 所示。光伏模拟出力数据来自美国国家可再生能源实验室(NREL)开发的 SAM(System Advisor Model)软件, 其 24 h 出力数据曲线如图 8 所示。实时运行阶段的光伏出力与实时负荷数据为在日前调度阶段数据基础上利用高斯噪声生成。风险故障集

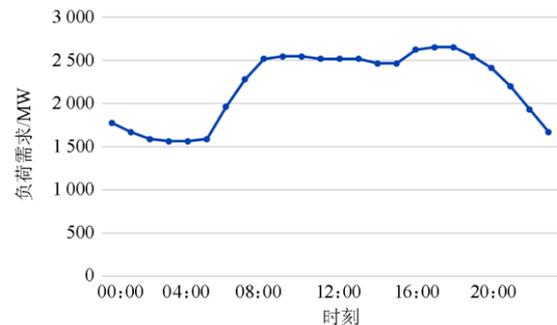


图 7 24 h 负荷数据

Fig. 7 24-hour load data

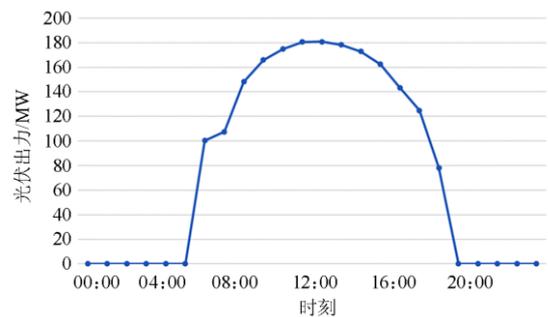


图 8 24 h 光伏出力数据

Fig. 8 24-hour PV data

设定为支路 3-24 退运, 其发生概率为  $1 \times 10^{-2}/h$ 。

#### 4.2 求解方法

式(111)一式(34)构成了计及光伏减载量和电网运行风险的两阶段降风险发电调度优化模型, 该优化问题的优化变量包括:  $\{P_{gt}^{DA}, C_{gt}^{SU}, C_{gt}^{SD}, P_{st}^{DA}, R_{gtw}, P_{stw}^{curtail}, \delta_m, \delta_{nvw}\}$ 。

因该模型内包含整数变量, 且目标函数和约束条件均可线性化, 所以该优化问题属于混合整数线性规划问题。分支定界法可用于求解 MILP 问题, 其通过对原问题的松弛问题进行求解, 巧妙“枚举”问题的可行解, 不断修正原问题目标函数的下界, 最终搜索得到问题的解。本文借助 Matlab 规划问题工具包 Yalmip 求解该优化模型。

#### 4.3 结果与分析

为了比较不同风险重视程度下对调度成本和光伏减载量的影响, 根据前述两阶段优化调度模型计算不同风险系数下的发电调度成本和光伏减载量。算例中光伏边际成本  $C_s = 0$ , 实时运行中的备用容量成本报价和日前调度的传统发电机组边际发电成本报价相同。光伏功率支撑成本系数  $k = 25$ 。算例所得到的日前调度成本优化值为  $3.85 \times 10^5$  \$, 10:00—14:00 时段的同步机开停机计划如图 9 所示。光伏被调度情况如图 10 所示。由图 10 可以看出, 光伏被调度的时段为 06:00—18:00, 此时传统发电机组调度结果小于负荷需求, 负荷光伏发电成本低, 为了降低发电成本而优先调度传统发电机组的实际情况。

表 4 为未考虑减载时不同风险成本系数下 10:00—14:00 时段的实时运行期望成本、风险成本和实时运行调度总成本。表 5 为考虑减载时不同风险成本系数下 10:00—14:00 时段的实时运行期望成本、风险成本和实时运行调度总成本。由表 4 可见, 当风险成本系数为 0 时, 风险成本也为 0, 此时实时运行调度总成本与实时运行期望成本相同; 当风险成本系数逐渐增加时, 实时运行期望成本不变, 但风险成本逐渐增加, 导致实时运行调度总成本增加。

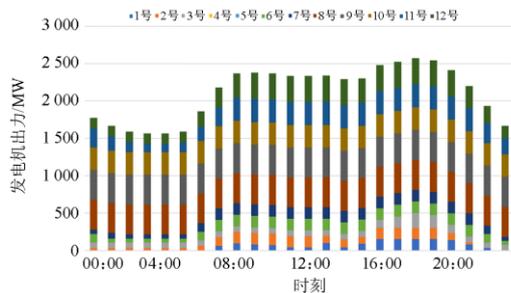


图 9 日前调度阶段发电调度结果

Fig. 9 Result of day-ahead dispatch stage

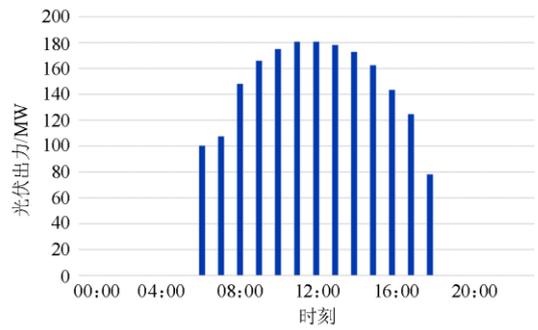


图 10 日前调度阶段光伏被调度结果

Fig. 10 Result of dispatched PV during day-ahead dispatch stage

表 4 无减载时不同风险成本系数下实时运行阶段调度成本  
Table 4 Real-time dispatching cost under different risk-cost parameters (without consider photovoltaic power reserve)

风险成本系数	实时运行期望成本/\$	风险成本/\$	实时运行调度总成本/\$
0	957.1	0	957.1
1 000	957.1	1 522.7	2 479.8
2 000	957.1	3 045.4	4 002.5
3 500	957.1	5 329.5	6 286.6

表 5 减载时不同风险成本系数下实时运行阶段调度成本  
Table 5 Real-time dispatching cost under different risk-cost parameters (considered photovoltaic power reserve)

风险成本系数	实时运行期望成本/\$	风险成本/\$	实时运行调度总成本/\$
0	957.1	0	957.1
1 000	2 256.4	139.9	2 396.3
2 000	2 970.0	917.2	3 886.8
3 500	3 348.8	2 804.9	6 153.7

由表 5 可见, 在考虑光伏减载的情况下, 当风险成本系数为 0 ( $\beta = 0$ ) 时, 风险成本也为 0, 此时实时运行阶段的优化目标为最大限度地减小传统发电机组的备用容量成本, 光伏发电系统无需进行减载。当风险成本系数处于较低水平 ( $\beta = 1 000$ ) 时, 实时运行阶段的优化目标为考虑减小风险成本的同时, 尽可能减小传统发电机组的备用容量成本。此时光伏发电系统进行轻度减载提供功率支撑, 降低潜在功率不足风险。当风险成本系数处于中等水平 ( $\beta = 2 000$ ) 时, 实时运行阶段的优化目标为减小风险成本的同时压低传统发电机组的备用容量成本, 此时光伏发电系统适度进行减载, 在对潜在的功率不足风险进行功率支撑和传统发电机组备用容量成本之间取得平衡。当风险成本系数处于高水平 ( $\beta = 3 500$ ) 时, 实时运行阶段的优化目标为尽可能

减小传统发电机组备用容量成本的同时, 优先减小风险成本。此时光伏发电系统减载幅度较大, 尽可能地预防潜在的功率不足风险。

由表 4、表 5 可见, 当风险成本系数为 0 时, 风险成本也为 0, 无论是否考虑减载, 实时运行调度总成本不变。当风险成本系数逐渐增大时, 考虑减载时的实时运行期望成本增大, 但其风险成本显著减小, 且实时运行调度总成本仍低于不考虑减载时的实时运行调度总成本, 说明考虑光伏减载的降风险调度模型在降低了电网功率不足风险的同时尽可能地降低了实时运行阶段的调度总成本。

图 11 为考虑减载与否时不同风险成本系数下 10:00—14:00 时段的风险指标。由图可见, 所建立的降风险调度模型能够在满足潮流平衡约束的前提下, 有效降低电网潜在功率不足风险。当风险成本系数较低时, 光伏发电系统减载程度较轻, 降风险程度也较轻; 当风险成本系数较高时, 光伏发电系统减载幅度较大, 降风险幅度也较大。

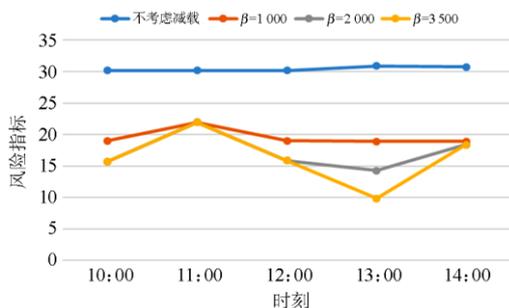


图 11 不同风险成本系数下实时运行阶段(10:00—14:00 时段)风险指标

Fig. 11 Risk index of real-time operation stage (10:00—14:00) under different risk coefficients

不同风险成本系数下 10:00—14:00 时段的光伏减载量值如图 12 所示, 传统发电机组备用容量调度结果如图 13 所示, 其中 3 号—12 号传统发电机组均未调度备用容量。

由图 12、图 13 可以看出, 在 13:00 时刻, 负荷需求相对较低, 光伏出力也较高, 可以明显看到光伏发电系统减载幅度在满足潮流平衡约束的前提下, 随着风险成本系数的提高而提高; 而在 11:00 时刻, 负荷需求较高, 由于在实施日前调度阶段所设置的开停机计划时需要满足潮流平衡约束, 光伏发电系统的减载幅度较小, 随风险成本系数提高而提高的趋势也不明显。

通过上述算例可以看出, 随着风险成本系数  $\beta$  的增加, 风险成本随之增大, 光伏发电系统的减载

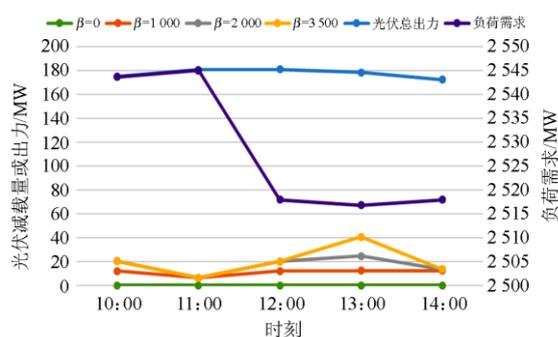


图 12 不同风险成本系数下实时运行阶段(10:00—14:00 时段)光伏减载量值与负荷需求

Fig. 12 PV power reserve value and load demand of real-time operation stage (10:00—14:00) under different risk coefficients

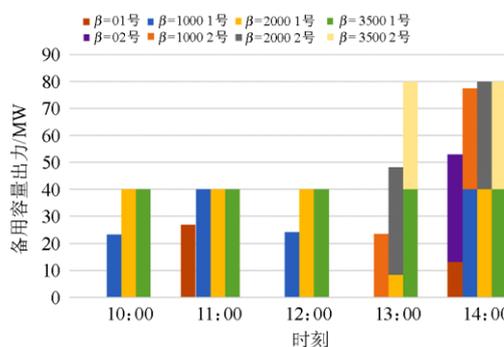


图 13 不同风险成本系数下实时运行阶段(10:00—14:00 时段)传统发电机组备用容量调度结果

Fig. 13 Result of dispatched reserve capacity of real-time operation stage (10:00—14:00) under different risk coefficients

量值在满足潮流平衡约束的前提下也不断增加, 进而导致传统发电机组在实时运行阶段被调度的备用容量值变多, 最终导致实时运行期望成本的增长。对实时运行阶段调度总成本进行优化, 可以在所设定风险成本系数的基础上, 考虑风险的同时尽可能地减小调用传统发电机组的备用容量, 量化光伏减载。

## 5 结论

光伏发电系统通常工作在最大功率跟踪模式, 其缺乏多余裕度对电网进行功率支撑, 在电网出现功率不足问题时, 不能参加电网的紧急控制。通过减载留出有功备用可以有效解决这一问题。本文提出了基于光伏发电减载运行的电网紧急控制原理, 构建了两阶段降风险调度优化模型, 在尽可能对电网进行紧急支撑, 降低功率不平衡风险的前提下追求总的发电费用最小, 从而对光伏减载值进行量化。本文通过不同风险成本系数情境下的算例仿真, 给

出了具体的发电调度结果和光伏减载量值,验证了所提模型的正确性和有效性。

### 参考文献

- [1] ERDIWANSYAH, MAHIDIN, HUSIN H, et al. A critical review of the integration of renewable energy sources with various technologies[J]. *Protection and Control of Modern Power Systems*, 2021, 6(1): 37-54. DOI: 10.1186/s41601-021-00181-3.
- [2] REMON D, CANTARELLAS A M, MAURICIO J M, et al. Power system stability analysis under increasing penetration of photovoltaic power plants with synchronous power controllers[J]. *IET Renewable Power Generation*, 2017, 11(6): 733-741.
- [3] 王君亮, 李君. 风光并网对河南电网系统稳态影响[J]. *电网与清洁能源*, 2019, 35(9): 81-87.  
WANG Junliang, LI Jun. Effect of integration of wind and photovoltaic power on Henan power grid steady-state[J]. *Power System and Clean Energy*, 2019, 35(9): 81-87.
- [4] KAWABE K, TANAKA K. Impact of dynamic behavior of photovoltaic power generation systems on short-term voltage stability[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2015, 30(6): 3416-3424.
- [5] 陈新, 张旻, 王赟程. 基于阻抗分析法研究光伏并网逆变器与电网的动态交互影响[J]. *中国电机工程学报*, 2014, 34(27): 4559-4567.  
CHEN Xin, ZHANG Yang, WANG Yuncheng. A study of dynamic interaction between PV grid-connected inverters and grid based on the impedance analysis method[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2014, 34(27): 4559-4567.
- [6] WANG Yibo, WU Chunsheng, LIAO Hua, et al. Steady-state model and power flow analysis of grid-connected photovoltaic power system[C] // 2008 IEEE International Conference on Industrial Technology, April 21-24, 2008, Chengdu, China: 1-6.
- [7] RAHMANN C, CASTILLO A. Fast frequency response capability of photovoltaic power plants: the necessity of new grid requirements and definitions[J]. *Energies*, 2014, 7(10): 6306-6322.
- [8] 李国武, 许健, 吉小鹏. 计及光伏的配电网多级无功联动协调优化[J]. *电网与清洁能源*, 2020, 36(8): 103-111.  
LI Guowu, XU Jian, JI Xiaopeng. Coordinated optimization of multi-level reactive power in the distribution network considering photovoltaic[J]. *Power System and Clean Energy*, 2020, 36(8): 103-111.
- [9] 吴军. 基于功率平衡保护原理的电力系统紧急控制研究[D]. 武汉: 华中科技大学, 2006.  
WU Jun. Study on power system emergency control based on principle of power balance protection[D]. Wuhan: Huazhong University of Science and Technology, 2006.
- [10] 李欣悦, 李凤婷, 尹纯亚, 等. 直流双极闭锁故障下送端系统暂态过电压计算方法[J]. *电力系统保护与控制*, 2021, 49(1): 1-8.  
LI Xinyue, LI Fengting, YIN Chunya, et al. Transient overvoltage calculation method of HVDC sending-end system under DC bipolar blocking[J]. *Power System Protection and Control*, 2021, 49(1): 1-8.
- [11] 张瑞琪, 闵勇, 侯凯元. 电力系统切机/切负荷紧急控制方案的研究[J]. *电力系统自动化*, 2003, 27(18): 6-12.  
ZHANG Ruiqi, MIN Yong, HOU Kaiyuan. A new method for generation shedding and load shedding in power system emergency control[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2003, 27(18): 6-12.
- [12] 王宗杰. 高比例可再生能源电网优化调度研究[D]. 哈尔滨: 哈尔滨工业大学, 2018.  
WANG Zongjie. Research on the optimal dispatch in power systems with high proportional renewable power sources[D]. Harbin: Harbin Institute of Technology, 2018.
- [13] 于童, 张萍. 基于全寿命周期理论的储能降低光伏电站弃光率的经济性分析[J]. *山西电力*, 2019(4): 1-6.  
YU Tong, ZHANG Ping. Economic analysis of reducing photovoltaic power plant abandoned electricity by energy storage based on life cycle theory[J]. *Shanxi Electric Power*, 2019(4): 1-6.
- [14] TANG J, LIU J, PONCI F, et al. Adaptive load shedding based on combined frequency and voltage stability assessment using synchrophasor measurements[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2013, 28(2): 2035-2047.
- [15] XU Y, LIU W, GONG J. Stable multi-agent-based load shedding algorithm for power systems[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2011, 26(4): 2006-2014.
- [16] 杜雅昕, 张婷婷, 张文. 极端天气下计及电-气互联影响的配电网弹性评估[J]. *供用电*, 2019, 36(5): 8-13.  
DU Yaxin, ZHANG Tingting, ZHANG Wen. Resilience assessment for distribution systems considering interconnections with gas systems under extreme weather[J]. *Distribution & Utilization*, 2019, 36(5): 8-13.
- [17] 孙立明, 杨博. 蓄电池/超导混合储能系统非线性鲁棒分数阶控制[J]. *电力系统保护与控制*, 2020, 48(22): 76-83.  
SUN Liming, YANG Bo. Nonlinear robust fractional-order control of battery/SMES hybrid energy storage systems[J]. *Power System Protection and Control*, 2020, 48(22): 76-83.

- [18] OUYANG Jinxin, PANG Mingyu, LI Mengyang, et al. Frequency control method based on the dynamic deloading of DFIGs for power systems with high-proportion wind energy[J]. International Journal of Electrical Power and Energy Systems, 2021, 128: 1-11.
- [19] 何正友, 向悦萍, 杨健维, 等. 电力与交通系统协同运行控制的研究综述及展望[J]. 全球能源互联网, 2020, 3(6): 569-581.
- HE Zhengyou, XIANG Yueping, YANG Jianwei, et al. Review on cooperative operation and control of transportation and power systems[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2020, 3(6): 569-581.
- [20] MATSUI M, KITANO T, XU D, et al. A new maximum photovoltaic power tracking control scheme based on power equilibrium at DC link[C] // Conference Record of the 1999 IEEE Industry Applications Conference. Thirty-Forth IAS Annual Meeting (Cat. No.99CH36370), October 3-7, 1999, Phoenix, AZ, USA: 804-809.
- [21] KITANO T, MATSUI M, XU D. Power sensor-less MPPT control scheme utilizing power balance at DC link-system design to ensure stability and response[C] // IECON'01. 27th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society (Cat. No.37243), November 29-December 2, 2001, Denver, CO, USA: 1309-1314.
- [22] OMRAN W A, KAZERANI M, SALAMA M M A. Investigation of methods for reduction of power fluctuations generated from large grid-connected photovoltaic systems[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2011, 26(1): 318-327.
- [23] 孙晓强, 刘鑫, 程松, 等. 光伏逆变器参与西北送端大电网快速频率响应能力实测分析[J]. 电网技术, 2017, 41(9): 2792-2798.
- SUN Xiaoqiang, LIU Xin, CHENG Song, et al. Actual measurement and analysis of fast frequency response capability of PV-inverters in Northwest Power Grid[J]. Power System Technology, 2017, 41(9): 2792-2798.
- [24] 李旭涛, 贾祺, 项丽, 等. 双级式光伏发电主动参与电网频率调节[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(12): 100-110.
- LI Xutao, JIA Qi, XIANG Li, et al. Double-stage grid-connected photovoltaic generation taking part in grid frequency regulation actively[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(12): 100-110.
- [25] ZARINA P P, MISHRA S, SEKHAR P C. Exploring frequency control capability of a PV system in a hybrid PV-rotating machine-without storage system[J]. International Journal of Electrical Power and Energy Systems, 2014, 60: 258-267.
- [26] 叶婧, 林涛, 张磊, 等. 考虑动态频率约束的含高渗透率光伏电源的孤立电网机组组合[J]. 电工技术学报, 2017, 32(13): 194-202.
- YE Jing, LIN Tao, ZHANG Lei, et al. Isolated grid unit commitment with dynamic frequency constraint considering photovoltaic power plants participating in frequency regulation[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2017, 32(13): 194-202.
- [27] 钟诚, 周顺康, 严干贵, 等. 基于变减载率的光伏发电参与电网调频控制策略[J]. 电工技术学报, 2019, 34(5): 1013-1024.
- ZHONG Cheng, ZHOU Shunkang, YAN Gangui, et al. A new frequency regulation control strategy for photovoltaic power plant based on variable power reserve level control[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2019, 34(5): 1013-1024.
- [28] 张金平, 汪宁渤, 黄蓉, 等. 高渗透率光伏参与电力系统调频研究综述[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(15): 179-186.
- ZHANG Jinping, WANG Ningbo, HUANG Rong, et al. Survey on frequency regulation technology of power grid by high-penetration photovoltaic[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(15): 179-186.
- [29] SHANG L, GUO H, ZHU W. An improved MPPT control strategy based on incremental conductance algorithm[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2020, 5(2): 176-163. DOI: 10.1186/s41601-020-00161-z.

收稿日期: 2020-10-11; 修回日期: 2021-03-30

作者简介:

钟璐(1987—), 女, 通信作者, 硕士, 工程师, 研究方向为电力系统继电保护; E-mail: 371588773@qq.com

熊俊(1978—), 男, 硕士, 高级工程师, 研究方向为电力系统安全稳定控制; E-mail: 105754852@qq.com

张茜(1988—), 女, 硕士, 高级工程师, 研究方向为电力系统继电保护。 E-mail: 467237691@qq.com

(编辑 许威)