第 52 卷 第 7 期：3208-3222 高电压技术 Vol.52, No.7: 3208-3222
2026 年 7 月 31 日 High Voltage Engineering July 31, 2026
DOI: 10.13336/j.1003-6520.hve.20251117

含高比例分布式电源配电网线路电流保护场景自适应整定方法

张欣雨[1]，陈　羽[1]，宋旭东[2]，李家琪[1]，徐丙垠[1,3]
（1. 山东理工大学电气与电子工程学院，淄博 255000；2. 广东电网有限责任公司电力科学研究院，广州 510080；3. 山东科汇电力自动化股份有限公司，淄博 255000）

摘　要：在分布式电源(distributed generator，DG)规模化发展的推动下，DG 在配电网络中的部署范围持续扩展，逐步成为多源供电体系的关键组成部分。高比例 DG 的接入提高了系统的灵活性和可靠性，但传统电流保护因 DG 出力波动与负荷需求大范围变化而面临保护失配、误动及拒动等问题。为此，提出利用 K-means++聚类算法，根据负荷需求、DG 出力状态以及配电网网络拓扑结构将配电网运行状态聚类成多个典型场景集。在各场景内结合 DG 拓扑与出力范围，离线计算精细化保护定值，并通过状态感知技术监测 DG 出力与网络拓扑，动态匹配运行场景并切换定值，实现保护配置的自适应优化。PSCAD/EMTDC 的仿真结果表明，所提方案可提升保护可靠性，解决高比例 DG 接入下的保护失配问题。该方法通过“场景聚类—离线整定—动态切换”的协同机制，为有源配电网保护配置提供了系统化的解决思路。

关键词：高比例分布式电源；K-means++；场景自适应；定值切换；电流保护

Adaptive Coordination Method for Line Current Protection in Distribution Networks with High-penetration Distributed Generation

ZHANG Xinyu[1], CHEN Yu[1], SONG Xudong[2], LI Jiaqi[1], XU Bingyin[1,3]
(1. College of Electrical and Electronic Engineering, Shandong University of Technology, Zibo 255000, China;
2. Electric Power Research Institute of Guangdong Power Grid Co., Ltd., Guangzhou 510080, China;
3. Shandong Kehui Electric Automation Co., Ltd., Zibo 255000, China)

Abstract: Under the impetus of large-scale distributed generator (DG) development, the deployment scope of DGs in distribution networks continues to expand, gradually establishing them as critical components of multi-source power supply systems. Meanwhile, high DG penetration enhances system flexibility and reliability; however, traditional current protection schemes encounter challenges such as protection miscoordination, maloperation, and failure-to-operate, due to DG output fluctuations and wide-range load variations. To address these issues, this study proposes a K-means++ clustering algorithm that categorizes the operating states of the distribution network into multiple typical scenario sets based on load demands, DG output status, and network topology. For each identified scenario, refined protection settings are calculated offline, taking into account DG topological connections and output ranges. Moreover, the state perception technology is employed to monitor the real-time DG output and network topology, enabling dynamic matching of operating scenarios and switching of setting groups, thereby achieving adaptive optimization of protection configurations. Simulation results by using PSCAD/EMTDC demonstrate that the proposed scheme enhances protection reliability and effectively resolves protection miscoordination issues under high DG penetration. Through the coordinated mechanism of “scenario clustering-offline setting-dynamic switching”, this method provides a systematic solution for protection configuration in active distribution networks.

Key words: high proportion distributed power supply; K-means++; scene self-adaptation; fixed value switching; current protection

基金资助项目：国家自然科学基金(52077221)。
Project supported by National Natural Science Foundation of China(52077221).

0　引言

在“双碳”战略驱动下，以安全高效、绿色低碳的可再生能源为主导的新型电力系统快速发展，该新型系统的核心价值在于通过对新能源的高效消纳机制，支撑能源体系低碳化转型目标的实现[1-3]。配电网保护是保障电力供应安全可靠的一道防线，其功能在于快速、精准地识别并切除故障，避免设备损毁、人员伤亡及大面积停电事故。随着分布式电源的高比例接入，其出力波动与系统负荷需求变化导致配电网运行场景呈现高度复杂性和不确定性，使得传统基于固定运行方式的保护定值难以兼顾灵敏性与选择性[4-6]。

目前，已有许多学者对分布式电源高比例并网后对保护造成的影响进行了研究。配电网当前主要采用 2 类方法提升分布式电源高渗透率场景下的保护可靠性：一是应用多端电气量信息融合的差动保护技术，利用线路多点电气量差异特征增强故障判别能力[7]。二是基于分布式电源(distributed generator, DG)出力波动特性设计的自适应继电保护系统，通过动态调整保护参数匹配运行状态变化。然而，现有自适应保护策略的自适应调整往往仅基于 DG 出力波动、负荷变化、特定故障特征或有限的感知维度等单一条件进行定值优化。文献[8-10]通过提取电流序分量实现故障类型辨识与定值动态切换。针对考虑 DG 接入的影响，文献[11]结合智能算法进行在线整定计算，并基于 DG 出力预测数据实时修正保护定值；文献[12-13]通过迭代计算 DG 参数对故障电流的影响，动态优化阶段式保护II/III段整定值；文献[14]则借助通信技术获取 DG 支路故障电流，优化反时限保护的时间-电流配合特性。上述文献中的方法本质上是在感知配电网运行状态信息受限的条件下，对某一特定保护方法的保护定值进行局部的基于单一驱动因素的自适应调整，其不足在于场景感知较片面，未能充分考虑负荷需求大范围波动、DG 出力随机多样性以及网络拓扑结构复杂多变等多维场景特征[15]。同时单一条件下的自适应定值难以覆盖实际运行中由 DG 出力与负荷需求动态耦合引发的多种复杂工况，导致在非设计场景下仍可能出现保护失配、误动或拒动等问题。此外，目前对电流保护的改进思路大多为故障后对保护进行自适应整定与动态调整，这种通过在线计算判断保护是否动作的方法在数据传送方面需要一定的通信速度，且保护逻辑判断时间不可避免地会对保护的速动性造成影响。

针对上述问题，本文提出了一种基于多维度场景感知与场景自适应的电流保护整定方案，其核心在于能够在相对充分、完善地感知配电网运行场景的基础上，对保护策略进行更深层次、更系统化的自适应优化。首先，获取 DG 出力以及负荷需求的年变化曲线，利用 K-means++聚类算法，综合考虑负荷需求、DG 出力状态及网络拓扑结构，将配电网运行状态聚类成 L 个典型场景集；然后，在每个典型场景集内，结合 DG 拓扑连接关系及其出力范围边界值离线对保护进行整定计算，得到 L 组整定值，并依托状态感知技术实时监测 DG 出力与负荷波动，动态匹配当前运行场景，并在满足切换判据时切换至对应的最优定值组，实现保护配置的自适应优化；最后，利用 PSCAD/EMTDC 仿真得到不同工况运行场景内保护的动作情况，并与现有阶段式电流保护动作特性进行对比，验证所提方法的有效性。

1　DG 出力波动以及负荷大范围变化对配电网保护的影响

我国目前多采用三段式电流保护作为配电网中的主保护，因此本文主要针对 DG 接入配网后 DG 出力及负荷需求大范围变化对阶段式电流保护的影响进行分析，为后续保护策略提供支撑。

1.1　配电网阶段式电流保护配置

图 1 为含 DG 接入 10 kV 配电网系统示意图，其中，DG1、DG2 作为主干线路接入的逆变型电源，DG3 作为分支线接入的逆变型电源，3 个 DG 的接入容量均为 6 MW；k1、k2 为发生在主线路分布式电源上游和下游的故障点，k3 为分界保护 QF21 所在用户线路上的故障点。图 1 中，配电网典型阶段

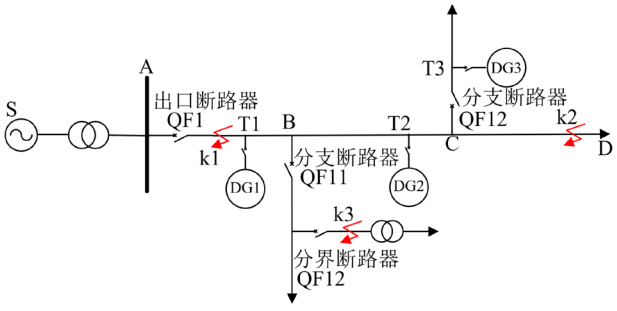


图 1　含 DG 接入的简单 10 kV 配电网模型

Fig.1　Simple 10 kV distribution grid model with DG integration

式电流保护的配置为出口断路器配置I、II、III段保护，分支断路器配置II、III段保护，分界断路器配置I、III段保护，各点保护的各个阶段受 DG 出力及负荷波动范围影响大小不同，具体分析如下文所述。

1.1.1 受 DG 出力及负荷波动影响较小的阶段

变电站出口保护作为线路的主保护，其应确保线路出口近端发生故障时保护能可靠切除。出口I段保护应与主变II段保护相配合，灵敏度系数取1.5。考虑保护配合系数以及动作灵敏系数双重约束条件，则出口I段电流整定值 $I_{\text{set0}}^{\text{I}}$ 为：

$$I_{\text{set0}}^{\text{I}} = K_{\text{rel}} \frac{0.866 I_{\text{k.s.N}}}{1.5} = 0.53 I_{\text{k.s.N}} \tag{1}$$

式中：$I_{\text{k.s.N}}$ 为线路出口发生三相短路故障的短路电流；K_{rel} 为可靠系数，为保证保护的选择性，取 1.1。

由式(1)可知，出口断路器的I段整定值与线路出口发生三相短路时的故障电流有关，且电流幅值可达到 6~8 kA[16]，相比来说 DG 输出的故障电流对出口I段整定值影响较小，可忽略不计。

1.1.2 受 DG 出力波动影响较大的阶段

1）出口断路器II段

出口过流II段要保证保护线路全长，II段保护定值取以下 2 种整定策略计算情况的较大值[16]：

(1)在保护线路末端出现最小短路电流时灵敏度系数 K_{sen} 不低于 1.3。

(2)依据躲过配电线路冷起动电流的整定原则，线路出口II段在考虑一定安全裕度情况下选为 6 倍的最大负荷电流值，以确保保护装置可靠动作。

2）分支断路器II段

当配电网分支线路发生故障时，应优先通过本线路的保护装置动作切除故障，以维持主干线路的持续供电。对于分支线路过流II段保护可采取以下 2 种整定策略：

(1)按本分支线末端发生故障时灵敏度系数满足 1.5 来整定。

(2)按躲过所接最大容量配电变压器低压侧三相短路电流整定。

3）分界断路器I段

分界断路器过流I段为确保选择性，其I段整定值为上级分支II段整定值的 0.9 倍。

DG 的接入会改变配电网故障短路电流的分布特性，当线路末端发生短路故障时，DG 的接入会对上游保护安装处所检测的短路电流起外汲作用，导致保护装置实测电流值小于实际故障电流水平，若 DG 按接入容量过大且由停运情况转为出力满发情况考虑，则出口保护流过的短路电流可能会小于原有II段整定值，造成保护拒动。对于安装在 DG 下游的保护装置，多 DG 并联运行时，短路电流的叠加会使保护出现越级跳闸的风险。

1.1.3 受负荷需求变化以及 DG 出力耦合影响较大的阶段

出口断路器III段、分支断路器III段、分界断路器III段保护均按躲过所在线路流过的最大负荷电流进行计算。其中出口侧过流III段保护按躲过线路冷起动电流整定，整定值宜选为 2.5~4 倍的最大负荷电流[17]。本文选取 3 倍的最大负荷电流进行计算。

从整定规则来说，III段保护整定直接依赖线路的最大负荷电流。当夏季用电负荷容量增加时，若III段未重新整定，则可能导致正常负荷电流接近于保护定值，保护会有误动风险；当负荷容量减少时，线路最大负荷电流减小，故障时保护灵敏度下降，保护拒动。同时，考虑 DG 出力的耦合影响，DG 出力波动会改变线路的净负荷电流，DG 出力较小时，负荷需求的变化对其占主导影响。DG 出力较大时，净负荷电流值减小，III段检测电流低于实际负荷需求，保护失效。

如图 1 所示，主变压器容量为 50 MVA，基准电压为 10.5 kV，主干线路设置为 6 km，线路单位长度阻抗为 $Z = (0.27 + \text{j}0.347)\ \Omega/\text{km}$，线路上总负荷容量为 8 MW，分支断路器 QF11 所在分支线负荷容量为 2 MW，分支断路器 QF12 所在分支线负荷容量为 1.5 MW，负荷功率因数为 0.85；为更好地体现 DG 接入对配电网传统电流保护带来的拒动误动问题，现给出不计及 DG 接入 10 kV 配电线路的保护配置与整定方案，如表 1 所示，与下文进行对比分析。

表 1 三级保护配置与整定方案

Table 1 Three-level protection configuration and tuning scheme

保护配置		电流定值/kA	动作时限/s
出口 QF1	I段	6.18	0
	II段	1.98	0.4
	III段	0.97	0.6
分支 QF11	II段	1.83	0.2
	III段	0.20	0.4
分支 QF12	II段	1.61	0.2
	III段	0.10	0.4
分支 QF21	I段	1.64	0
	III段	0.15	0.2

1.2　高比例 DG 接入配电网电流保护适应性分析

随着逆变型 DG 在配电网中渗透率的不断提升，为维持系统安全稳定运行，接入的 DG 需满足低电压穿越要求，在电网电压跌落时保持并网运行的能力，即在电网电压异常时采用以无功输出优先的定电流控制，将输出电流维持在最大允许电流值，以支撑并网点电压，确保故障期间电力系统的持续供电能力。在该运行方式下，DG 呈现恒流源的性质，其最大输出电流一般介于额定电流的 1.2~1.5 倍之间[18-19]，本文中取 1.5 倍额定电流进行分析。

如图 1 中简单配电线路为例，分析逆变型 DG 接入对电流保护的影响。按照 1.1 节所介绍的整定规程进行保护配置与整定计算，负荷容量固定、改变 3 个 DG 出力水平分析各保护装置所测得的故障电流如表 2 所示，DG 出力固定、改变负荷容量需求各保护装置所测得的故障电流如表 3 所示。

表 2　负荷容量 8 MW 时 DG 出力波动影响分析

Table 2　Influence analysis of DG output fluctuation when the load capacity is 8 MW

故障位置	保护位置	故障电流/kA		
		DG 出力 30%	DG 出力 70%	DG 出力 100%
k2	QF1	2.75	2.20	1.79
	QF12	0.23	0.54	0.78
k3	QF1	3.32	2.74	2.36
	QF11	3.83	4.10	4.27
	QF21	3.83	4.10	4.27

表 3　DG 出力 60%时负荷容量变化影响分析

Table 3　Influence analysis of load capacity change when DG output is 60%

故障位置	保护位置	保护电流/kA		
		负荷容量 4 MW	负荷容量 8 MW	负荷容量 10 MW
正常运行	分支 QF11	0.065 0	0.130	0.26
	分支 QF12	0.065 0	0.130	0.26
	分界 QF21	0.032 5	0.065	0.13
k2 故障	出口 QF1	2.570 0	2.570	2.57
	分支 QF12	0.470 0	0.470	0.47

由表 1、表 2 数据可得，当配电系统负荷需求保持恒定、在 k2 点发生三相金属性短路故障时，随着 DG 出力水平的逐步提升，其外汲作用使出口保护 QF1 测得的短路电流逐渐减小，但 DG 出力在 0~70%之间时电流幅值仍能达到 QF1 保护II段整定值，保护能正常动作。但当 DG 满发时，QF1 处检测到的短路电流值为 1.79 kA，小于II段整定值 1.98 kA，导致保护装置失效，保护拒动。同时，k3 处故障时，分支保护 QF12 检测到由 DG3 提供的反向电流，若保护 QF12 未安装方向元件，则当 DG3 出力达到 30%时，其输出的故障电流为 0.23 kA，达到保护 QF12 的III段整定值，保护误动。本文默认 DG 接入上游保护装置均安装方向元件。由表 1 数据可得，若各保护装置III段整定按线路总负荷容量为 8 MW 时躲线路流过的最大负荷电流来整定，则由表 3 可知，当负荷容量增加到 10 MW 时，流过 QF11 的正常负荷电流为 0.26 kA，已经大于 8 MW 负荷容量下的III段整定值 0.2 kA，导致保护在正常运行情况下误动作。

综上所述，分布式电源出力的波动性与负荷需求容量的宽范围变化，显著增加了配电网运行状态的复杂性和不确定性，使得传统阶段式电流保护固定整定值难以适应多场景运行需求，可能导致保护误动、拒动或选择性失效，进而威胁电网安全稳定运行。为确保保护的选择性、灵敏性和可靠性，必须综合考虑负荷容量与 DG 出力之间的动态耦合关系，实现保护定值的自适应调整。亟需发展基于状态感知信息的场景自适应保护整定策略，以应对高比例 DG 接入背景下配电网保护的新需求。

2　适应多 DG 接入配电网保护策略

针对传统保护单一整定值难以适应分布式电源出力大范围波动以及负荷宽范围变化导致配电网形成的复杂多场景问题，本文提出了一种基于场景自适应的保护配置方法：首先，通过聚类分析对配电网运行场景进行多维度特征空间的精细化划分，建立典型场景集；其次，基于细分场景，结合 DG 出力与负荷容量的数值特征，离线计算更精确的保护定值；最后，利用状态感知信息技术实时监测 DG 出力范围，动态定位当前运行场景并切换对应的定值，实现保护的自适应优化，从而在复杂多变的运行环境下确保保护动作的可靠性与选择性。

2.1　适应多 DG 接入配电网保护策略

2.1.1　运行场景特征分析与数据基础

配电网的运行状态受多种因素的综合影响，其中包括分布式电源的出力状况、负载的规模与类型以及网络的拓扑结构等。DG 的发电功率会随着光照强度、风速等自然条件以及其自身的运行特性而随机波动，这种不确定性对配电网的潮流分布等方面产生显著影响。同时，负载大小和类型同样不容忽视，不同地

区、不同用户群体的负载各有特点。因此，在进行场景聚类数据选取时必须综合考虑 DG 出力的随机变化、负荷需求的时序波动及其耦合特性，二者之间的耦合关系体现为电流矢量的代数差。采集多维度运行数据，以全面反映系统的真实状态，为后续保护场景的划分与定值整定提供数据基础。

本文在配电网负荷与分布式电源出力数据能够被准确量测的基础上，选择年度时间尺度的负荷曲线与 DG 总出力曲线作为聚类输入数据，通过长周期数据表征实现场景划分的时间粒度优化，从而避免因短时波动导致保护定值频繁切换。传统保护定值切换需经历“整体退出—整定更新—重新投入”过程，频繁操作将引发保护盲区风险。年度数据聚类能够提取典型运行场景的稳态特征，在保证场景覆盖度的前提下，通过时间尺度平滑抑制日内/季节内波动干扰，使定值切换频次与保护装置操作耐受能力相匹配。该方法考虑了文献[20]中对保护系统可靠性的要求，即在场景自适应与操作安全性之间实现平衡。如图 2 所示，展示了我国北方某区域居民年度综合负荷特性曲线，光伏电源的季节性出力曲线见附录 A 图 A1。

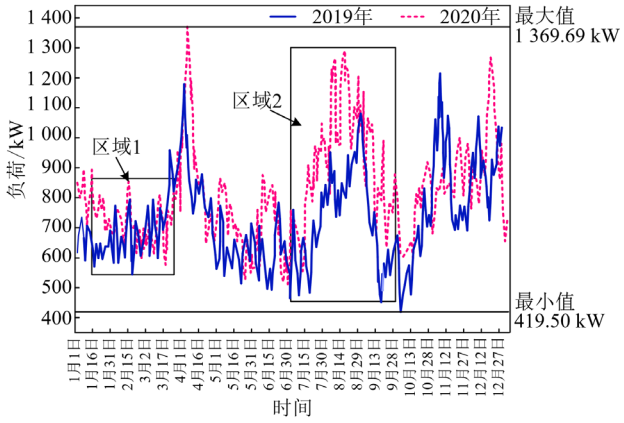


图 2 中国北方某居民区年负荷变化曲线

Fig.2 Annual load change curve of a residential area in Northern China

负载变化范围以超过北方居民年负荷所需容量最低限值的 30%、60%、80%、100%、140%进行讨论。负荷变化曲线可根据变化趋势分为变化幅度较小的区域 1 以及变化幅度较大的区域 2。

值得注意的是，高比例 DG 配电网的典型运行场景由“源-荷”双侧随机性共同决定。如图 3 所示，可清晰识别出多个由源荷耦合形成的典型场景，例如：场景 A 为“低负荷-低 DG”、场景 B 为“中负荷-高 DG”、场景 C 为“极高负荷-低 DG”、场景 D 为“高负荷-低 DG”。这些场景在电气特性上具有显著差异，是导致传统固定定值保护失效的关键原因。本文聚类分析不再局限于单一的负荷变化范围，而是着眼于源荷耦合下的系统整体运行状态，依据其电气特征的相似性进行场景划分。

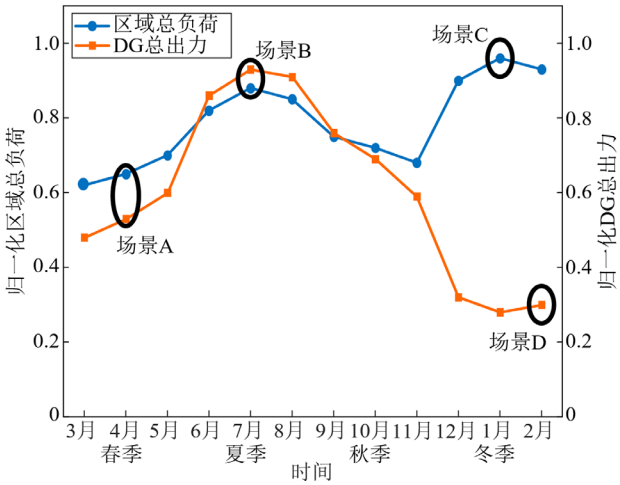


图 3 负荷与 DG 出力的联合时序特性

Fig.3 Joint time-series characteristics of load and DG output

DG 出力状态与气象参数之间时序相关性较强，可获取的监测数据包括有功功率输出、环境温度、光辐射强度等[21]，本文基于全年历史数据，以关键保护安装处测量电流的差异性与相似性作为聚类判据，对 DG 出力状态进行聚类划分，从而反映不同出力水平组合对故障电流的影响。针对每一聚类所得的代表性场景，结合 DG 的助增或外汲效应，分别计算相应的优化保护定值，实现定值组与运行场景的自适应匹配。

2.1.2 场景聚类

本文利用 K-means++算法对配电网复杂场景进行聚类分析，K-means++通过概率权重的最远点优先策略优化初始聚类中心的选择过程，有效避免了传统 K-means 对初始值敏感的问题，显著提升了聚类结果的稳定性和收敛效率[22]。相较于层次聚类，K-means++具有更高的计算效率，尤其适用于大规模数据集，能够快速处理配电网中海量的运行数据[23]；此外，相比于基于密度的带噪声应用空间聚类(density-based spatial clustering of applications with noise，DBSCAN)，K-means++无需预设密度参数，更适合处理配电网中 DG 出力与负荷变化的非均匀分布特性。文献[24]进一步指出，K-means++在电力系统场景划分中表现出优异的聚类精度和鲁

棒性，能够准确捕捉 DG 出力波动与负荷变化的典型特征，为保护定值的精细化整定提供可靠依据，具体步骤如下文所述。

1）通过肘部准则法确定最佳聚类数目。其核心评价指标是误差平方和(sum of squared error，SSE)[21]。该指标定义为所有数据样本点到其所属聚类中心的欧氏距离平方和，其值随聚类数 L 的增加呈现单调递减趋势。当 L 小于真实聚类数时，SSE 的下降速率较快；当 L 达到真实聚类数后，新增聚类对 SSE 的边际贡献显著降低，曲线斜率骤减形成“肘部”特征点，该点对应的 L 值即为最佳聚类数目。具体计算式为：

$$n_{\mathrm{SSE}}=\sum_{a=1}^{L}\sum_{g\in C_a}\left|g-y_a\right|^2 \tag{2}$$

式中：n_{SSE} 为误差平方和；g 为所划分各类集群中的点；C_a 为所划分各类集群中所有点的集合；y_a 为各类的聚类中心。

2）选取初始聚类中心，随机设置 1 个聚类中心。

3）计算各数据样本与其最近初始聚类中心之间的欧氏距离：

$$d_j=\sum_{a=1}^{L}\left\|x_j-u_a\right\|_2 \tag{3}$$

式中：x_j 为第 j 个样本数据；u_a 为第 a 个聚类中心；d_j 为第 j 个样本数据与前 L 个聚类中心的距离和。

4）根据数据点与现有聚类中心的欧氏距离构建概率分布，增加距离最远的点作为下一个聚类中心的概率。

5）重复 2）至 4）选出 L 个初始聚类中心。

同时，引入聚类效果评估指标综合反映聚类质量的优劣，其中轮廓系数可以综合衡量样本的簇内紧密度与簇间分离度，其值越接近于 1 表明聚类效果越好；Calinski-Harabasz 指数可以衡量簇间、簇内的离散度，其值越大表明簇间差异大、簇内差异小，其值越小说明簇间数据重叠或簇内松散、聚类效果差；Davies-Bouldin 指数用来度量簇内离散度与簇间距离的均衡性，其值越小表明簇内紧密且簇间分离，聚类效果较好。为消除不同指标因数值范围差异导致评价的偏差，本文将上述指标进行正向指标归一化处理，将优化方向矛盾转化为统一的最大化问题，利于分析。

2.1.3　状态实时感知

针对多分布式电源接入配电网典型运行模式，采用基于配电终端间信息快速交互的馈线分布式电源状态辨识技术[25-27]，实现分布式电源动态运行特性与调节能力的感知。通过实时量测系统采集电网运行数据，建立分布式电源实际出力能力的评估模型，同步考虑间歇性电源的功率波动特征，构建出力预测区间。在此基础上，基于网络拓扑识别和分布式电源、配网当前运行状态辨识，实现基于多终端的多形态配电网场景感知。现有状态实时感知技术已能为配电网运行状态监测提供较好支撑。

针对年度时间尺度的 DG 出力场景聚类需求，本文采用分层动态窗口阈值调整方法，以解决长周期场景特征与短时数据监测的协同问题。首先，基于年度聚类提取的季节性稳态特征，如夏季高负荷、冬季低出力场景，将顶层窗口阈值扩展至天级，确保定值切换与场景持续周期匹配，抑制日内随机波动干扰；其次，在底层保留分钟级短时窗口，用于实时监测出力瞬时异常并触发预警，但不直接切换定值，从而兼顾故障响应灵敏性；进一步引入场景波动强度自适应的窗口耦合机制，根据聚类结果的波动标准差 σ 动态调整阈值，高波动场景缩短窗口以提升响应速度，低波动场景延长窗口以增强鲁棒性。工程应用表明，该方法通过“长周期场景匹配+短时波动过滤”的分层策略，减少年均定值切换次数，考虑了文献[28]中关于保护装置操作频次与可靠性的双重约束。

2.2　考虑场景自适应的保护整定策略

2.2.1　保护定值计算

由 1.1 节分析，出口断路器I段受 DG 出力波动影响较小，故不需要对出口I段重新整定，重点分析受 DG 出力波动较大的保护II、III段。如图 4 所示，对于在某场景下对 DG 出力大小的选取遵循以下原

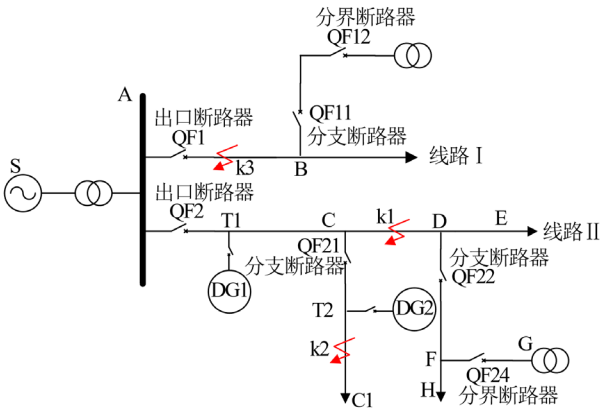


图 4　含 DG 接入 10 kV 仿真模型

Fig.4　The 10 kV simulation model containing DG access

则：对保护安装处起助增作用的 DG 取该聚类状态下的出力最大值，对保护安装处起外汲作用的 DG 取该聚类状态下的出力最小值。

以断路器 QF2、QF21、QF24 为例进行整定计算，如下文所述。

1）出口保护 QF2 整定

对于出口保护 QF2 来说，DG1 和 DG2 对其起外汲作用，故整定计算时二者均要取场景集内的出力最小值，其II段整定公式为：

$$I_{\text{set,QF2}}^{\text{II}}=\frac{I_{\text{kmin}}-\Delta I_{\text{min,DG1}}-\Delta I_{\text{min,DG2}}}{1.3} \tag{4}$$

式中：$I_{\text{set,QF2}}^{\text{II}}$为保护 QF2 的II段整定值；$I_{\text{kmin}}$为保护装置所在线路末端发生两相短路故障时的短路电流；$\Delta I_{\text{min,DG1}}$、$\Delta I_{\text{min,DG2}}$分别为 DG1、DG2 流向保护 QF2 的最小故障电流。

出口III段考虑调整为基于净负荷电流整定，当某场景下 DG 出力最小值总和大于负荷时，电流为负(DG 向电网倒送功率)，考虑保护均安装了方向保护元件可以闭锁反向电流，因此III段整定值仍基于正向最大负荷电流计算。当该场景下 DG 出力最小值总和小于负荷时，电流为正(电源向负荷供电)，此时保护按照最大正向电流发生的情况进行整定，即 DG 均取该场景内的出力最小值：

$$I_{\text{set,QF2}}^{\text{III}}=3(I_{\text{Lmax}}-I_{\text{min,DG1}}-I_{\text{min,DG2}}) \tag{5}$$

式中：$I_{\text{set,QF2}}^{\text{III}}$为保护 QF2 的III段整定值；$I_{\text{Lmax}}$为本线路流过的最大负荷电流；$I_{\text{min,DG1}}$、$I_{\text{min,DG2}}$分别为 DG1、DG2 在某场景下正常运行时流向该保护所在线路负荷方向的出力范围的最小电流。

2）分支保护 QF21 整定

对于分支保护 QF21 来说，DG1 对其起助增作用，DG2 对其起外汲作用，故整定计算时 DG1、DG2 分别取场景集内的出力最大值和最小值，其II段整定公式为：

$$I_{\text{set,QF21}}^{\text{II}}=\frac{I_{\text{kmin}}+\Delta I_{\text{max,DG1}}-\Delta I_{\text{min,DG2}}}{1.5} \tag{6}$$

式中：$I_{\text{set,QF21}}^{\text{II}}$为保护 QF21 的II段整定值；$\Delta I_{\text{max,DG1}}$为 DG1 流向保护 QF21 的最大故障电流。

同理，分支保护III段整定公式为：

$$I_{\text{set,QF21}}^{\text{III}}=\frac{K_{\text{rel}}^{\text{III}}K_{\text{ss}}}{K_{\text{re}}}(I_{\text{Lmax}}-I_{\text{min,DG1}}-I_{\text{min,DG2}}) \tag{7}$$

式中：$I_{\text{set,QF21}}^{\text{III}}$为分支线路III段保护整定值；$K_{\text{rel}}^{\text{III}}$为III段保护可靠系数，取 1.15；$K_{\text{ss}}$为自启动系数，取 1.3；$K_{\text{re}}$为返回系数，取 0.95。

3）分界保护 QF24 整定

同理，分界保护III段整定公式为：

$$I_{\text{set,QF24}}^{\text{III}}=\frac{K_{\text{rel}}^{\text{III}}K_{\text{ss}}}{K_{\text{re}}}(I_{\text{Lmax}}-I_{\text{min,DG1}}-I_{\text{min,DG2}}) \tag{8}$$

式中：$I_{\text{set,QF24}}^{\text{III}}$为分界保护 QF24 的III段保护整定值。

图 5 所示各级保护配合时序图中，t 为对应保护阶段动作延时；A 为母线侧，E 为负荷侧；$L_{\text{QF2}}^{\text{I}}$、$L_{\text{QF2}}^{\text{II}}$、$L_{\text{QF2}}^{\text{III}}$分别为保护 QF2 的I、II、III段保护范围；$L_{\text{QF21}}^{\text{II}}$、$L_{\text{QF21}}^{\text{III}}$分别为保护 QF21 的II、III段保护范围；$L_{\text{QF24}}^{\text{I}}$、$L_{\text{QF24}}^{\text{III}}$分别为保护 QF24 的I、III段保护范围；$I_{\text{QF2}}^{\text{I}}$、$I_{\text{QF2}}^{\text{II}}$、$I_{\text{QF2}}^{\text{III}}$分别为保护 QF2 的I、II、III段整定电流；$I_{\text{QF21}}^{\text{II}}$、$I_{\text{QF21}}^{\text{III}}$分别为保护 QF21 的II、III段整定电流；$I_{\text{QF22}}^{\text{II}}$、$I_{\text{QF22}}^{\text{III}}$分别为保护 QF22 的II、III段整定电流；$I_{\text{QF24}}^{\text{I}}$、$I_{\text{QF24}}^{\text{III}}$分别为保护 QF24 的I、III段整定电流。

本文综合考虑断路器开断时间、整套保护动作返回时间、计时误差等因素，电流II段保护时间整定级差取 0.2 s，III段保护时间整定级差取 0.3 s。出口侧保护的I段与分支线保护的II段在空间维度上实现保护区域的完全解耦，分支线保护的II段与出口保护的I段在定值参数上不存在关联性约束，其保护配合仅通过时间级差实现。

2.2.2 保护定值切换

由于 DG 出力和负荷需求的大范围波动以及网络拓扑的动态变化，有源配电网运行状态呈现显著不确定性。当网络拓扑发生结构性改变(故障隔离后的网络重构或分布式电源集群投退等)时，此时保护装置需立即触发定值组切换，无需时间迟滞；当由于 DG 出力和负荷需求大范围变化而引起配电网运行状态改变时，为避免因光伏云层遮挡等随机性波动以及负荷昼夜变化的周期性波动而导致保护定值频繁切换问题，其切换策略应要进行一段时间迟滞来判断是否为瞬时波动。同时传统保护定值切换需经历“整体退出—整定更新—重新投入”过程，也应尽量减少因频繁操作而增发的保护盲区的风险。

因此，本文在保证场景覆盖度的前提下，通过时间尺度平滑抑制日内/季节内波动干扰，采用基于长周期场景特征提取稳态运行模式，结合短时数据监测动态匹配当前场景，实现定值切换的鲁棒性与

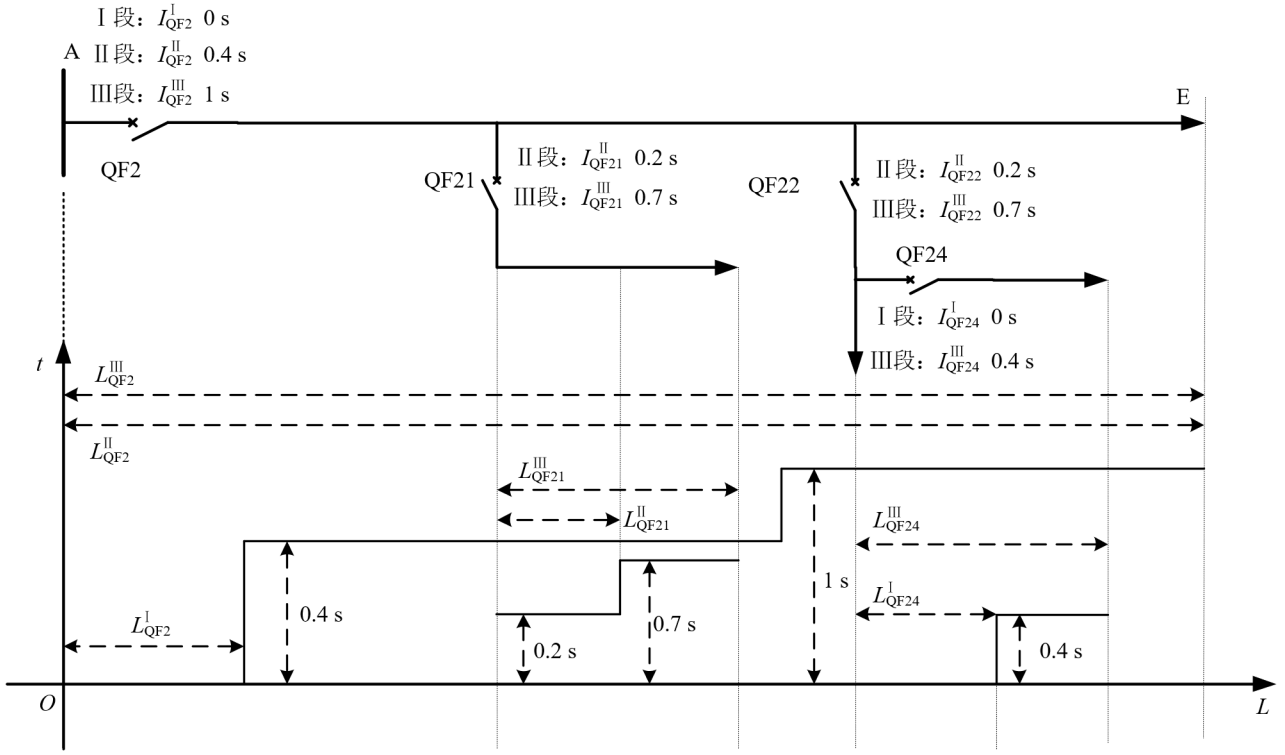


图 5　各级保护配合时序图

Fig.5　Time sequence diagram of all levels of protection

实时性平衡。为避免 DG 随机性的短时波动干扰造成的定值频繁切换，将数据采样时间间隔 Δt 设置为 24 h，采集当天 DG 出力以及负荷容量最大、最小情况下流过保护安装处的电流值，采样次数为 3 次以降低误切率。同时，为确保场景切换的时效性，限制总判定时间不得超过 $3\Delta t$ 。引入概率覆盖因子 K_{prob} 来确定保护定值的边界范围，定值切换判据表达式为：

$$\begin{cases} |\ I_m(t_k) - I_{\mathrm{sc}}| > K_{\mathrm{th}}\sigma_{\mathrm{sc}} + \Delta I_{\mathrm{DG}} \\ t_3 - t_1 \le T \\ \Delta I_{\mathrm{DG}} = K_{\mathrm{prob}}\sqrt{\sigma_{\mathrm{sc}}^2 + \sigma_{\mathrm{DG}}^2} \end{cases} \tag{9}$$

式中：$I_m(t_k)$ 为在时间点 t_k (k=1、2、3)测得的保护安装处电流，t_1 、t_2 、t_3 为连续 3 次采样时间点，间隔 24 h 取 1 次数值；T 为保护装置所设置的采样时间间隔；I_{sc} 为该保护装置在当前场景聚类中心对应的电流基准值；σ_{sc} 为当前场景内电流波动标准差；K_{th} 为阈值系数，取 2；ΔI_{DG} 为 DG 出力随机性修正项；σ_{DG} 为该场景下 DG 出力波动标准差；K_{prob} 为概率覆盖因子，取 2.5。

当同时满足上述式(9)的条件时，触发保护定值切换。针对定值切换过程中保护配合失配等风险，本文提出全域同步整体切换机制，基于高精度时钟同步技术，确保全网保护装置在同一瞬间接收切换指令；对于定值组，采用动态双区存储架构[29]，其中工作区运行当前生效定值组，影子区按当前状态感知到的配电网运行状态预载待切换的目标，收到切换指令后采用硬件级切换机制[30]，实现新旧定值瞬时无缝替换，保护功能不中断；考虑上下级保护装置对时同步误差的影响，对整定值进行误差补偿，维持保护动作的精准协调。

3　基于场景自适应的电流保护配置方案

基于上述分析，本文方法主要由保护整定值计算以及定值切换 2 部分组成，保护流程如图 6 所示。

具体流程为：

1）数据获取。采集配电网的线路参数(包括阻抗矩阵、拓扑连接关系、线路长度)、负荷参数(历史负荷曲线、功率因数、季节/时段特性)、分布式电源 DG 装机容量，2 类 DG 的组合出力数据(出力范围、故障电流特性等)。

2）多 DG 组合出力状态聚类。基于配电网中各类 DG 的历史出力数据，以保护安装处电流的相似性与差异性为聚类指标，采用 K-means++算法对运

行状态进行场景分类。通过手肘法确定最优聚类数 L，生成典型场景集，如“高负荷-低 DG 出力”“低负荷-多 DG 满发”。

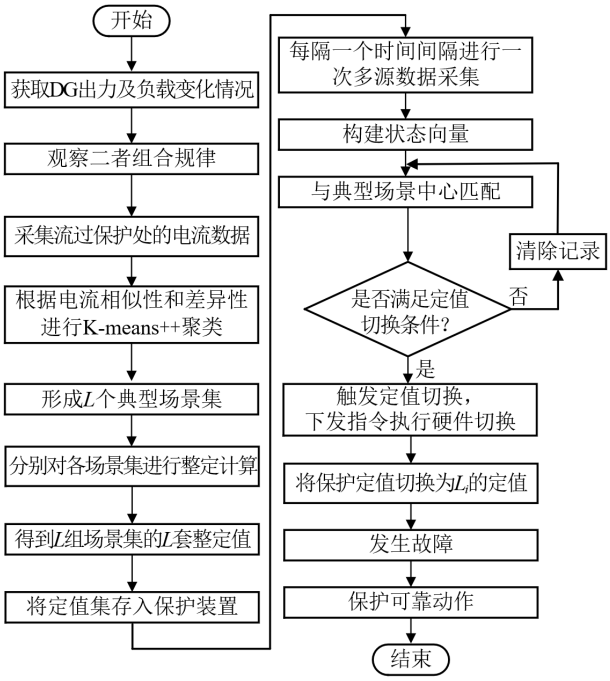


图 6 考虑场景自适应的电流保护配置流程图

Fig.6 Flowchart of current protection configuration considering scene adaptability

3）保护整定值计算。在生成的典型场景集内，根据 DG 对短路电流的助增或外汲作用，分别选取出力范围极值。助增场景取 DG 出力最大值，外汲场景取 DG 出力最小值避免灵敏度下降，离线计算以获得故障电流和保护整定值，形成保护定值集。

4）实时判断配电网运行状态并进行定值切换。通过配电终端获取保护安装处所测电流、DG 出力、开关状态，构建状态向量并计算当前运行状态与各典型场景聚类中心的欧氏距离，进而利用该运行状态下的保护安装所测电流与欧氏距离计算所得的典型场景中对应的电流基准值进行定值判据比较，若超过定值判据，则触发定值切换并进行定值切换决策，决策完成后利用动态双区存储和硬件级切换技术更新保护参数。

4 算例分析

在 PSCAD/EMTDC 中搭建如 2.2.1 节图 4 所示配电网仿真模型，主干线路I长度为 4 km，线路II长度为 6 km，保护 QF21 所在分支线路距离出口侧 2.5 km，系统 2 条馈线所需年负荷容量最低限值均为 5 MW，其余负荷沿线分布，后续为体现配电网运行状态的复杂多变性，负荷容量按超出最低限制的 60%、100%进行讨论。

线路阻抗与变压器参数同第 1 章，DG1 和 DG2 的渗透率分别为 70%和 40%。首先运用 2.1.2 节场景聚类方法，考虑 DG1、DG2 的出力以及负荷变化范围等组合关系，以保护 QF21 处检测到的电流幅值为聚类指标进行场景聚类分析；进而利用聚类结果验证在不同场景运行工况下保护需自适应地进行保护定值的切换才能满足保护动作特性要求；最后，与现有阶段式电流保护方法中一套保护定值的形式进行对比分析，验证本文方法策略的有效性。

4.1 考虑 DG 出力以及负荷变化的场景聚类分析

由上述 2.1.2 节分析可知，本文基于肘部准则法对 SSE 随聚类数变化的曲线进行分析，同时根据 Calinski-Harabasz 指数、轮廓系数、Davies-Bouldin 指数等指标综合衡量场景聚类质量的优劣，如图 7 所示。当聚类数 L=5 时，SSE 下降曲线的斜率变化最大，此时新增聚类中心带来的误差平方和降幅出现显著衰减，表明继续增加聚类数对于提升数据聚合效果的边际效益显著降低。根据肘部准则法的判定标准，该拐点对应的 L=5 即为最优聚类数目，同时综合判断 3 类评估指标，此时聚类结果在类内紧凑性与类间分离性之间取得最佳平衡。DG 组合出力场景聚类结果如图 8 所示。

图 8 为经三维可视化的聚类结果，可以看出有 5 种类别的聚合集群，实心圆标记各集群对应的聚

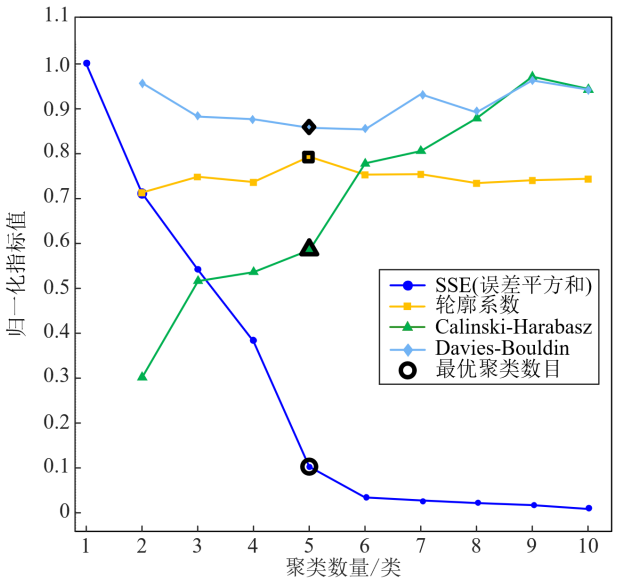


图 7 聚类评估指标归一化曲线

Fig.7 Normalized curves of clustering evaluation metrics

合中心。DG 出力聚类范围结果如表 4 所示。

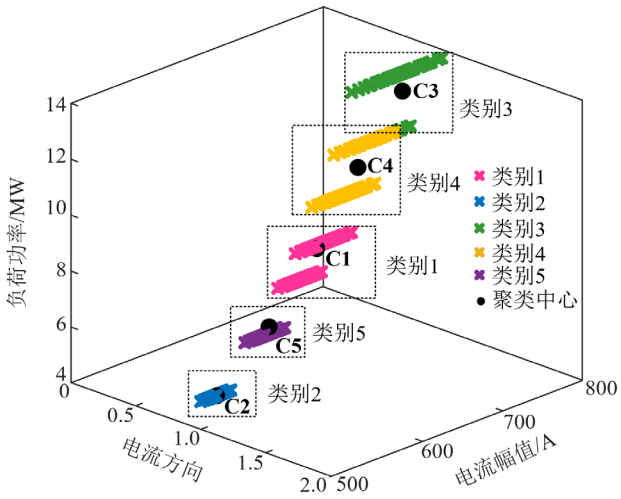


图 8　DG 出力聚类结果

Fig.8　DG output clustering results

表 4　DG 出力聚类结果

Table 4　DG output clustering results

聚类类别	DG1 出力范围/%	DG2 出力范围/%	DG1/DG2 最大出力容量/MW	DG1/DG2 最小出力容量/MW
类 1	70~80	90~100	4.8/6.0	4.2/5.4
类 2	0~30	50~90	1.8/5.4	0/3.0
类 3	80~100	20~40	6.0/2.4	4.8/1.2
类 4	50~70	20~40	4.2/2.4	3.0/1.2
类 5	20~50	40~70	3.0/4.2	1.2/2.4

后续利用聚类所得 5 种场景类别中 2 种典型场景(高负荷低出力、低负荷高出力)的出力边界对后续根据场景自适应的保护整定方法以及定值切换进行分析，验证方法的有效性。

4.2　不同场景下保护动作特性仿真分析

本文以线路II以及分支线路 C1 末端发生两相短路故障和三相短路故障为例，分析出口保护 QF2 以及分支保护 QF21 的动作特性，来说明当运行工况改变时保护定值应进行的定值切换。为保证实验的可靠性，本文选取表 4 中的类 1 和类 2，设置了 3 种典型场景来说明整体方法框架的有效性。3 种场景的区别在于分布式电源的出力范围和负荷容量的不同，场景 1 为低负荷需求、DG 零出力情况，代表传统配电网；场景 2 为高负荷需求、DG 较低出力情况；场景 3 为较低负荷需求、DG 高出力情况，具体如表 5 所示。

实际工程中阶段式电流保护方法采用的保护整定值如表 6 所示。采用本文整定计算方法计算 3 种场景下的保护整定值，如表 7 所示。

表 5　不同场景运行参数设置

Table 5　Set running parameters in different scenarios

场景	DG1 出力范围/%	DG2 出力范围/%	线路总负荷容量/MW
1	0	0	5
2	0~30	50~90	10
3	70~80	90~100	8

表 6　现有配电网阶段式电流保护整定值

Table 6　Setting values of the stage-type current protection in the existing distribution network

场景	保护装置	保护整定值/kA		
		I段	II段	III段
1	出口 QF2	8.0	3.0	1.2
	分支 QF21		2.7	0.4

表 7　不同场景保护装置的整定值

Table 7　Setting values of protection devices in different scenarios

场景	保护装置	保护整定值/kA		
		I段	II段	III段
1	出口 QF2	6.18	1.98	0.78
	分支 QF21		1.83	0.11
2	出口 QF2	6.18	1.96	0.90
	分支 QF21		1.27	0.23
3	出口 QF2		1.39	0.93
	分支 QF21		1.28	0.16

在上述 3 种场景下，模拟线路 AE 末端 0.2 s 时发生 BC 两相短路故障，故障持续时间为 0.3 s，记录配电网运行场景 1 和场景 3 下出口保护 QF2 所测得的故障电流，如图 9 所示。场景 1 和场景 2 中正常运行时 QF21 所测得的负荷电流如图 10 所示。

图 9 中，$I^{\mathrm{II}}_{\mathrm{set(1)},\mathrm{QF2}}$、$I^{\mathrm{II}}_{\mathrm{set(3)},\mathrm{QF2}}$ 分别为保护 QF2 在场景 1 和场景 3 中的II段整定值；$I_{\mathrm{f(1)}}$、$I_{\mathrm{f(3)}}$ 分别为在场景 1 和场景 3 中线路 AE 末端发生两相短路故障保护所测得的故障电流稳态有效值；K_{sen} 为灵敏度系数。由图 9 可知，假设配电网初始运行在场景 1 中，随着 DG 出力的大范围变化运行状态切换到场景 3，此时由于 DG 对保护的外汲作用影响，故障电流显著减小为 1.69 kA 且小于场景 1 中的保护 QF2 的II段整定值，若此时保护装置未进行定值切换，则保护 QF2 无法准确动作。运用本文 2.2.1 节计及 DG 出力的整定方法对保护进行重新整定，得

到场景 3 中保护整定值并进行相应的定值切换后，可见保护能可靠动作，且满足灵敏度系数大于 1.3。

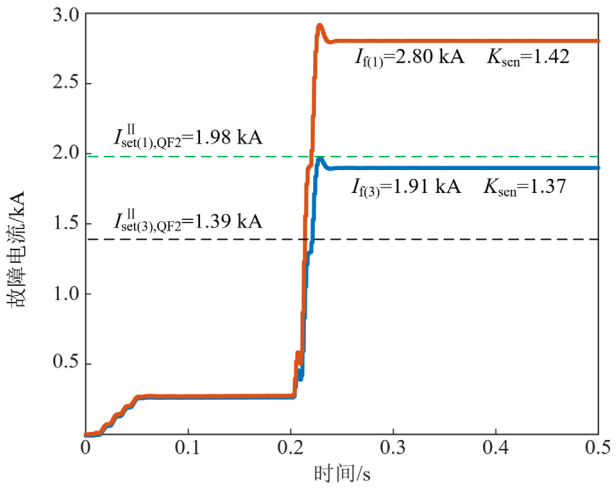


图 9 场景 1 和场景 3 中线路II末端发生故障保护 QF2 所测故障电流

Fig.9 Fault currents measured by QF2 protection for end-of-line-II faults in scenarios 1 and 3

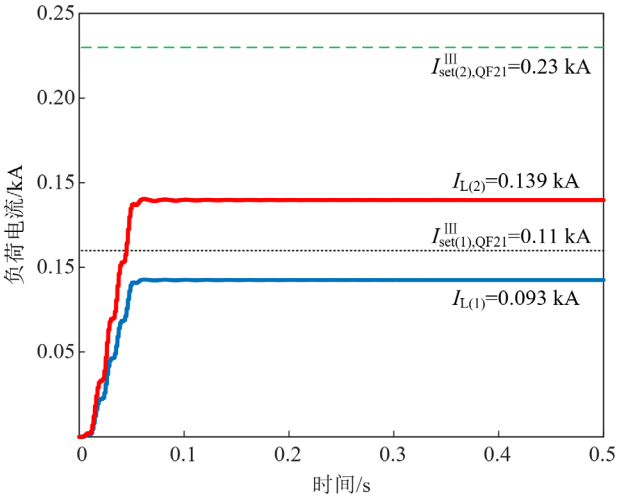


图 10 场景 1 和场景 2 中分支线保护 QF21 所测负荷电流

Fig.10 Load currents measured by QF21 branch line protection for scenarios 1 and 2

图 10 中，$I^{III}_{set(1),QF21}$、$I^{III}_{set(2),QF21}$分别为分支保护 QF21 在场景 1 和场景 2 中的III段整定值；$I_{L(1)}$、$I_{L(2)}$分别为保护 QF21 在场景 1 和场景 2 中正常运行时所测得的电流稳态有效值。配电网负荷运行状态由场景 1 的 5 MW 大幅变化为场景 2 的 10 MW，即在场景 2 正常运行时负荷电流已超过原场景 1 中的III段整定值，若不进行定值更新，则保护 QF21 会误动作。同理，由图 10 可知，本文考虑场景 2 中 DG 出力与负荷耦合影响对保护进行重新整定并进行相应的定值切换后，满足保护配置要求，灵敏度以及保护动作特性得到提升。

4.3 与现有保护方法对比分析

本文依据表 6 进一步分析在场景 3 和场景 2 中现有阶段式电流保护与本文方法在不同位置发生两相短路故障以及三相短路故障时，各保护安装处电气测量值及保护的动作情况，如表 8、表 9 所示。现有阶段式电流保护的基本原理与整定计算式见附录 A。

表 8 运行场景 3 中不同位置处发生短路故障时保护动作情况

Table 8 Protection operation status during short-circuit faults at different locations in operating scenario 3

故障类型	故障位置	保护配置		原有保护定值/kA	本文方法定值/kA	测量电流/kA	原有保护动作情况	本文方法动作情况
两相短路	k1	QF2	II段	3.0	1.39	1.91	×	√
			III段	1.2	0.93			
		QF21	II段	2.7	1.28		—	—
			III段	0.4	0.16			
	k2	QF2	II段	3.0	1.39	1.52	■	■
			III段	1.2	0.93			
		QF21	II段	2.7	1.28	1.92	×	√
			III段	0.4	0.16			
三相短路	k1	QF2	II段	3.0	1.39	2.27	×	√
			III段	1.2	0.93			
		QF21	II段	2.7	1.28		—	—
			III段	0.4	0.16			
	k2	QF2	II段	3.0	1.39	1.90	■	■
			III段	1.2	0.93			
		QF21	II段	2.7	1.28	2.12	×	√
			III段	0.4	0.16			

注：√表示达到动作条件且正确动作；■表示达到动作定值，但未达到动作时间，未动作；—表示无关断路器；×表示保护拒动。

对比表 8、表 9 保护装置测量电流值与表 6、表 7 整定值可以看出，当 DG 出力范围较大、在不同位置发生两相短路故障以及三相短路故障时，原有保护方案下保护 QF2、QF21 的II段均无法可靠动作，正常运行时，由于 DG 出力以及负荷变化的耦合关系，导致现有保护III段灵敏度下降，保护误动。由此可以看出现有阶段式电流保护方法的一套保护整定值无法较好地适应多场景运行方式变化问题，而本文所提的根据场景自适应对保护整定值进行切换的方法，可以解决现有阶段式电流保护在 DG 出力大范围变化以及负荷宽范围波动时造成的保护拒动、误动问题。

表 9　运行场景 2 中不同位置处发生短路故障时保护动作情况

Table 9　Protection operation status during short-circuit faults at different locations in operating scenario 2

故障类型	故障位置	保护配置		原有保护定值/kA	本文方法定值/kA	测量电流/kA	原有保护动作情况	本文方法动作情况
两相短路	k1	QF2	II段	3.0	1.96	2.21	×	√
			III段	1.2	0.90			
		QF21	II段	2.7	1.27		—	—
			III段	0.4	0.23			
	k2	QF2	II段	3.0	1.96	2.32	■	■
			III段	1.2	0.90			
		QF21	II段	2.7	1.27	2.27	×	√
			III段	0.4	0.23			
三相短路	k1	QF2	II段	3.0	1.96	2.55	×	√
			III段	1.2	0.90			
		QF21	II段	2.7	1.27		—	—
			III段	0.4	0.23			
	k2	QF2	II段	3.0	1.96	2.68	■	■
			III段	1.2	0.90			
		QF21	II段	2.7	1.27	2.61	×	√
			III段	0.4	0.23			

注：√表示达到动作条件且正确动作；■表示达到动作定值，但未达到动作时间，未动作；—表示无关断路器；×表示保护拒动。

5　结论

本文针对高比例分布式电源接入配电网导致的传统电流保护适应性不足问题，提出了一种基于场景聚类与动态定值切换的自适应保护配置方法，主要结论如下：

1）利用 K-means++算法对配电网运行状态进行精细化聚类，将复杂的 DG 出力与负荷波动场景划分为典型稳态模式。

2）本文在不同运行场景下进行仿真，并与现有阶段式电流保护进行对比分析来说明本文方法策略的有效性。仿真结果表明，该方法能够有效避免因 DG 满发或负荷突变导致的保护拒动与误动问题，确保不同场景下的保护动作可靠性。同时在典型场景中，改进后的保护方案可自适应调整定值，故障电流检测灵敏度系数均大于 1.3，满足配电网安全运行需求。

本研究为高比例 DG 接入配电网的保护配置提供了系统化解决思路，当前研究通过电流保护探讨了方法的可行性，该思路可进一步推广至其他保护类型与故障场景的分析中，因受篇幅所限，未逐一展开论证。在后续研究中，还应针对量测信息不全的场景，探究高比例 DG 接入下源荷动态耦合特性对场景聚类的影响，构建能够精确描述 DG 出力与负荷交互关系的动态模型与方法，以全面提升保护自适应策略在有限量测条件下的适用性与鲁棒性。此外，还需进一步结合网络拓扑变化与实时拓扑识别技术，扩展至多类型能源混合接入与复杂网络结构的应用场景，并引入边缘计算技术，增强保护的实时性和适应能力。

附录见本刊网络版(http://hve.epri.sgcc.com.cn)。

参考文献　References

[1] 李庆民，于万水，刘超，等. 双碳目标背景下电力装备碳足迹量化与评价方法研究进展[J]. 高电压技术，2025，51(8)：4146-4162.
LI Qingmin, YU Wanshui, LIU Chao, et al. Research progress of carbon footprint quantification and evaluation methods of electric power equipment for the “carbon peak and neutrality” target[J]. High Voltage Engineering, 2025, 51(8): 4146-4162.

[2] 苏娟，董彦君，赵晶，等. “东数西算”背景下多数据中心联合消纳可再生能源途径研究综述[J]. 高电压技术，2024，50(1)：55-64.
SU Juan, DONG Yanjun, ZHAO Jing, et al. Research of the approach to consuming renewable energy across multiple data centers in the context of “east data, west calculation”[J]. High Voltage Engineering, 2024, 50(1): 55-64.

[3] 李刚，方鸿，刘云鹏，等. 新型电力系统中的大模型驱动技术：现状、机遇与挑战[J]. 高电压技术，2024，50(7)：2864-2878.
LI Gang, FANG Hong, LIU Yunpeng, et al. Large-model drive technology in new power system: status, challenges and prospects[J]. High Voltage Engineering, 2024, 50(7): 2864-2878.

[4] 魏秀燕，邹贵彬，王振华，等. 基于线模故障分量电流积分的柔性直流配电网线路保护方案[J]. 高电压技术，2025，51(12)：6044-6052.
WEI Xiuyan, ZOU Guibin, WANG Zhenhua, et al. Line-mode fault component current integration based line protection for flexible DC distribution grid[J]. High Voltage Engineering, 2025, 51(12): 6044-6052.

[5] 吴鸣，张楠春，梁英，等. 新型电力系统背景下微电网技术研究与发展[J]. 新型电力系统，2024，2(3)：251-271.
WU Ming, ZHANG Nanchun, LIANG Ying, et al. Research and development of microgrid technology in the context of new type power system[J]. New Type Power Systems, 2024, 2(3): 251-271.

[6] 曹金铭，范开俊，徐丙垠，等. 基于容量边界值的高比例逆变型分布式电源配电网三级保护适用性分析[J]. 电网技术，2024，48(8)：3438-3448.
CAO Jinming, FAN Kaijun, XU Bingyin, et al. Applicability analysis of capacity boundary value based three-level protection in distribution networks containing high percentage of inverter interfaced distributed energy resources[J]. Power System Technology, 2024, 48(8): 3438-3448.

[7] 于溯，周泽昕，柳焕章，等. 利用差动电流及支路序电流特征的母线 CT 断线识别及保护闭锁策略研究[J]. 电网技术，2022，46(12)：4598-4606.
YU Su, ZHOU Zexin, LIU Huanzhang, et al. Busbar CT disconnection identification and protection blocking strategy using differential current and branch sequence current characteristics[J]. Power System Technology, 2022, 46(12): 4598-4606.

[8] 王钢，冯婧桐，李杰. 含逆变型分布式电源和分支负荷的配电网自适应电流差动保护[J]. 电网技术，2024，48(6)：2593-2602.
WANG Gang, FENG Jingtong, LI Jie. Adaptive current differential protection for distribution networks with inverter-interfaced distributed generators and branch loads[J]. Power System Technology, 2024, 48(6): 2593-2602.

[9] 高生凯，曹炜，张旭航，等. 一种改进型配网自适应过流保护方法[J]. 电力系统保护与控制，2021，49(7)：110-119.
GAO Shengkai, CAO Wei, ZHANG Xuhang, et al. A novel adaptive overcurrent protection method for a distribution network[J]. Power

System Protection and Control, 2021, 49(7): 110-119.
[10] 全蕾，詹红霞，张勇，等. 考虑多 DG 接入的配电网自适应电流主保护方案[J]. 智慧电力，2021，49(8)：63-69.
QUAN Lei, ZHAN Hongxia, ZHANG Yong, et al. Adaptive current main protection scheme of distribution network accessed with multiple distributed generations[J]. Smart Power, 2021, 49(8): 63-69.
[11] WU D Q, KALATHIL D, BEGOVIC M M, et al. Deep reinforcement learning-based robust protection in DER-rich distribution grids[J]. IEEE Open Access Journal of Power and Energy, 2022, 9: 537-548.
[12] 袁智勇，徐全，徐刚，等. 含大容量分布式电源接入的配电网电流保护优化方案[J]. 电网技术，2021，45(5)：1862-1868.
YUAN Zhiyong, XU Quan, XU Gang, et al. Current protection optimization scheme in distribution network with large capacity distributed generators[J]. Power System Technology, 2021, 45(5): 1862-1868.
[13] 张天翊，梁志坚，刘斌. 含多分布式电源配电网自适应保护研究[J]. 广西大学学报(自然科学版)，2023，48(1)：122-131.
ZHANG Tianyi, LIANG Zhijian, LIU Bin. Adaptive protection improvement of multi-distributed power supply access and distribution network based on positive sequence current[J]. Journal of Guangxi University (Natural Science Edition), 2023, 48(1): 122-131.
[14] 方宇辰，王斌，张良力. 计及分布式电源发电出力的自适应反时限保护[J]. 电力系统及其自动化学报，2023，35(10)：9-17.
FANG Yuchen, WANG Bin, ZHANG Liangli. Adaptive inverse-time protection based on output from distributed generation[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2019, 35(10): 9-17.
[15] 史方芳，李聪聪，李玉敦，等. 基于模糊匹配的继电保护定值比对研究及应用[J]. 山东电力技术，2022，49(6)：51-55.
SHI Fangfang, LI Congcong, LI Yudun, et al. Research and application on the comparison system for relay protection settings based on fuzzy matching[J]. Shandong Electric Power, 2022, 49(6): 51-55.
[16] 韦明杰，王聪博，余越，等. 适用高比例分布式光伏接入的配电网多级保护优化配置方案[J]. 电力系统自动化，2023，47(22)：55-65.
WEI Mingjie, WANG Congbo, YU Yue, et al. Optimal configuration scheme of multi-staged protection in distribution network for integration of high proportion of distributed photovoltaic[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(22): 55-65.
[17] 韩笑，孙杰，王凡，等. 10 kV 馈线继电保护实用整定方案[J]. 电工电气，2021(2)：24-28.
HAN Xiao, SUN Jie, WANG Fan, et al. Practical relay protection setting scheme of 10 kV feeder lines[J]. Electrotechnics Electric, 2021(2): 24-28.
[18] 徐丙垠. 配电网继电保护与自动化[M]. 北京：中国电力出版社，2017.
XU Bingyin. Relay protection and automation of distribution network[M]. Beijing, China: China Power Press, 2017.
[19] 中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局，中国国家标准化管理委员会. 分布式电源并网技术要求：GB/T 33593—2017[S]. 北京：中国标准出版社，2017.
General Administration of Quality Supervision, Inspection and Quarantine of the People's Republic of China, Standardization Administration of China. Technical requirements for grid connection of distributed resources: GB/T 33593—2017[S]. Beijing, China: Standards Press of China, 2017.
[20] 国家市场监督管理总局，国家标准化管理委员会. 机动车安全技术检验项目和方法：GB/T 38900—2020[S]. 北京：中国标准出版社，2020.
State Administration for Market Regulation, Standardization Administration of China. Items and methods for safety technology inspection of motor vehicles: GB/T 38900—2020[S]. Beijing, China: Standards Press of China, 2020.
[21] 罗国敏，赵祎薇，吴梦宇，等. 适应高比例新能源接入的配电网改进型自适应电流保护方法[J]. 供用电，2024，41(9)：12-23.
LUO Guomin, ZHAO Yiwei, WU Mengyu, et al. Improved adaptive current protection method suitable for distribution network adapted to high proportion of new energy source accessed[J]. Distribution & Utilization, 2024, 41(9): 12-23.
[22] LI H Z, WANG J. Collaborative annealing power *k*-means++ clustering[J]. Knowledge-Based Systems, 2022, 255: 109593.
[23] LU X Y. Day-ahead photovoltaic power forecasting using hybrid K-means++ and improved deep neural network[J]. Measurement, 2023, 220: 113208.
[24] LIU L J, ZHANG Y, DA C, et al. Optimal allocation of distributed generation and electric vehicle charging stations based on intelligent algorithm and bi-level programming[J]. International Transactions on Electrical Energy Systems, 2020, 30(6): e12366.
[25] 王玥，于越，郭嘉辉，等. 基于改进 Crossformer 伪量测构建的主动配电网预测辅助状态估计方法[J]. 高电压技术，2025，51(6)：2999-3009.
WANG Yue, YU Yue, GUO Jiahui, et al. Forecasting-aided state estimation method of active distribution network based on improved Crossformer pseudo-measurements modeling[J]. High Voltage Engineering, 2025, 51(6): 2999-3009.
[26] 李鹏，祖文静，刘一欣，等. 基于不完全量测数据的配电网状态估计方法[J]. 中国电力，2025，58(5)：1-10.
LI Peng, ZU Wenjing, LIU Yixin, et al. State estimation method for distribution network based on incomplete measurement data[J]. Electric Power, 2025, 58(5): 1-10.
[27] 于越，丁磊，金朝阳. 考虑小样本不平衡的主动配电网预测辅助鲁棒状态估计[J]. 高电压技术，2024，50(10)：4550-4560.
YU Yue, DING Lei, JIN Chaoyang. Robust forecasting-aided state estimation method of active distribution network considering small sample imbalance[J]. High Voltage Engineering, 2024, 50(10): 4550-4560.
[28] 国家市场监督管理总局，国家标准化管理委员会. 无线充电设备的电磁兼容性通用要求和测试方法：GB/T 37132—2018[S]. 北京：中国标准出版社，2019.
State Administration for Market Regulation, Standardization Administration of China. General requirements and test methods of electromagnetic compatibility for wireless power transmission equipment: GB/T 37132—2018[S]. Beijing, China: Standards Press of China, 2019.
[29] IRFAN M, ULLAH Z, CHEUNG R C C. D-TCAM: a high-performance distributed RAM based TCAM architecture on FPGAs[J]. IEEE Access, 2019, 7: 96060-96069.
[30] 张钰儿，席宇浩，刘鹏. 基于多操作数的 RISC-V 指令集设计与功能优化方法[J]. 计算机工程与科学，2025，47(6)：968-975.
ZHANG Yuer, XI Yuhao, LIU Peng. Designing and optimizing RISC-V instruction set functionality based on multi-operand acceleration[J]. Computer Engineering & Science, 2025, 47(6): 968-975.



张欣雨
2000—，女，硕士生
主要从事配电网保护与控制方面的研究
E-mail: zxinyu0824@163.com
ZHANG Xinyu



陈　羽(通信作者)
1974—，男，博士，教授，博导
主要从事配电网保护及其自动化方面的研究
E-mail: chenyukh@163.com
CHEN Yu
Ph.D., Professor
Corresponding author

收稿日期　2025-07-24　在线出版日期　2025-10-17　　编辑　程子丰

附录 A

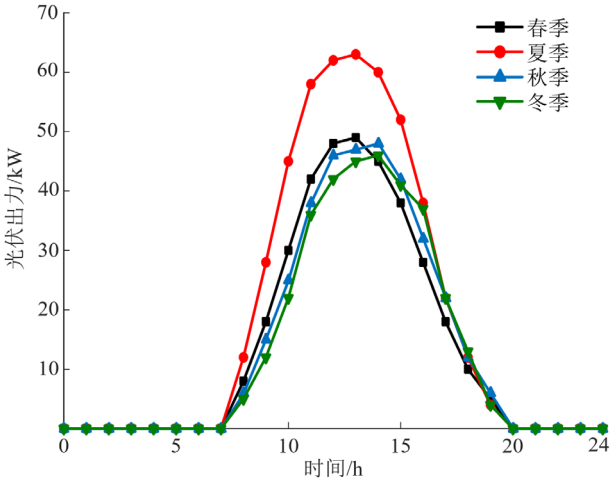


图 A1　四季光伏发电出力预测结果

Fig.A1　Forecast results for seasonal PV power output

现有阶段式电流保护基本原理与整定计算公式内容如下：

一、出口断路器保护整定

变电站出口保护是本线路最重要的保护，其应保证出口近处发生故障保护能成功切除。出口I段保护应与主变II段保护相配合。假设线路出口发生三相短路与两相短路的短路电流分别为 $I_{\mathrm{k.s.N}}$ 和 $0.866I_{\mathrm{k.s.N}}$，将主变压器二次侧电流II段保护的动作灵敏系数选为 1.5，得主变II段保护定值为：

$$I_{\mathrm{set.m}}^{\mathrm{II}}=\frac{0.866I_{\mathrm{k.s.N}}}{1.5}=0.58I_{\mathrm{k.s.N}} \tag{A1}$$

式中：$I_{\mathrm{set.m}}^{\mathrm{II}}$ 为主变压器二次侧电流II段保护整定值；$I_{\mathrm{k.s.N}}$ 为出口处发生三相短路时电流值。

为保证保护的选择性，主变II段电流定值为出口I段电流保护整定值的 1.1 倍，动作时限为 0 s，则出口I段电流整定值 I_{set0} 为：

$$I_{\mathrm{set0}}^{\mathrm{I}}=0.53I_{\mathrm{k.s.N}} \tag{A2}$$

出口过流II段保护要保证保护线路全长，动作时限为 0.4 s，II段保护定值取以下三种整定策略计算情况的较大值：

1）II段保护整定策略①

在保护线路末端出现最小短路电流时灵敏度系数 K_{sen} 不低于 1.3。

$$I_{\mathrm{set0}}^{\mathrm{II}}=\frac{I_{\mathrm{k\,min}}}{K_{\mathrm{sen}}} \tag{A3}$$

2）II段保护整定策略②

配电线路冷起动电流峰值最大会达到线路 5 倍的最大负荷电流，按照躲过配电线路冷起动电流的原则，线路出口II段应选为 6 倍的最大负荷电流。其中最大负荷电流是计及主干线路II上的总负荷容量所计算的电流值。

$$I_{\mathrm{set0}}^{\mathrm{II}}=6I_{\mathrm{Lmax}} \tag{A4}$$

3）II段保护整定策略③

躲过下级线路中容量最大配电变压器二次侧的短路电流，即配变低压侧发生三相短路时，流过高压侧的电流值(实际工程中，配电变压器一般不超过 2 MVA，额定电流 145 A)，不应低于线路中容量最大的配电变压器额定电流的 20 倍。

出口侧过流III段保护按躲过线路冷起动电流整定，电流III段保护的动作时限一般不低于 1.5 s，而线路的冷起动电流 1.5 s 后降为2~3 倍的最大负荷电流，故整定值宜选为 2.5~4 倍的最大负荷电流。本文选取 2.5 倍的最大负荷电流进行计算。

$$I_{\mathrm{set0}}^{\mathrm{III}}=2.5I_{\mathrm{Lmax}} \tag{A5}$$

二、分支断路器保护整定

分支线路发生故障时应首先由本线路保护切除，避免影响主干线路的正常运行。分支线路配置两段保护，对于过流II段保护可采取以下两种整定策略。

1）II段整定策略①：

按本分支线末端发生故障时有灵敏度 1.5 来整定：

$$I_{\mathrm{set1}}^{\mathrm{II}}=\frac{I_{\mathrm{kmin}}}{1.5} \tag{A6}$$

式中：$I_{\mathrm{set1}}^{\mathrm{II}}$ 为分支断路器保护的II段整定值；I_{kmin} 为本分支线路末端发生两相短路故障时的电流。

2）II段整定策略②：

按躲过所接最大容量配电变压器低压侧三相短路电流整定：

$$I_{\mathrm{set1}}^{\mathrm{II}}=K_{\mathrm{rel}}^{\mathrm{II}}I_{\mathrm{max,DT}}^{(3)} \tag{A7}$$

式中：$K_{\mathrm{rel}}^{\mathrm{II}}$ 为II段保护可靠系数，取值 1.3；$I_{\mathrm{max,DT}}^{(3)}$ 为配变低压侧发生三相短路故障时，流过高压侧的最大短路电流值。

对于上述两种整定策略计算值取较大值，但注意该电流定值不得超过出口保护II段整定值。

过流III段按躲过该分支线路流过的最大负荷电流进行计算：

$$I_{\mathrm{set1}}^{\mathrm{III}}=\frac{K_{\mathrm{rel}}^{\mathrm{III}}K_{\mathrm{ss}}}{K_{\mathrm{re}}}I_{\mathrm{Lmax}} \tag{A8}$$

式中：$I_{\mathrm{set1}}^{\mathrm{III}}$ 为分支线路III段保护整定值；I_{Lmax} 为本

线路流过的最大负荷电流；K_{rel}^{III}为III段保护可靠系数，取值 1.15；K_{ss}为自启动系数，取值 1.3；K_{re}为返回系数，取值 0.95。

三、分界断路器保护

分界断路器过流I段为确保选择性，保护能够可靠跳闸，其I段整定值为上级分支II段定值的 0.9 倍，动作时限为 0 s。过流III段保护按躲过最大负荷电流，可统一选为 300 A。