引用格式:苏韵掣,刘阳,王潇笛,等.考虑脱网风险的新能源集群接入与区域电网协调扩展规划模型[J].电力科学与技术学报,2025,40(4):12-23.
Citation: SU Yunche, LIU Yang, WANG Xiaodi, et al. Coordinated expansion planning model of new energy cluster integration system and regional transmission network considering off-grid risks[J]. Journal of Electric Power Science and Technology,2025,40(4):12-23.

考虑脱网风险的新能源集群接入与区域电网协调扩展规划模型

苏韵掣[1],刘　阳[1],王潇笛[1],甄玉萌[2],胡　涛[2],陈大为[2]
(1.国网四川省电力公司经济技术研究院,四川 成都 610041;2.湖南大学电气与信息工程学院,湖南 长沙 410082)

摘　要:在大型新能源集群与基地建设背景下,新能源汇集站并网线路故障可能造成较大的功率扰动,存在诱发新能源连锁脱网、恶化系统频率稳定性的风险。针对该问题,构建一种考虑脱网风险的新能源集群接入与区域电网协调扩展规划模型。先分析新能源集群接入下区域网架扩展规划存在的主要问题;再构建新能源集群接入与区域电网网架扩展的协调规划模型;然后,在新能源站群优化中,考虑汇集站并网线路利用率的约束,在区域网架规划模型中,考虑汇集站并网线路故障情况下大规模新能源脱网风险相关约束(系统频率变化率、频率偏差和故障后线路潮流约束);最后,基于改进的 IEEE RTS-79 系统开展算例分析,验证所提模型和规划方案的有效性。

关　键　词:网架规划;新能源接入;协调规划;风电集群;脱网风险
DOI:10.19781/j.issn.1673-9140.2025.04.002　　**中图分类号**:TM715　　**文章编号**:1673-9140(2025)04-0012-12

Coordinated expansion planning model of new energy cluster integration and regional power grids considering off-grid risks

SU Yunche[1], LIU Yang[1], WANG Xiaodi[1], ZHEN Yumeng[2], HU Tao[2], CHEN Dawei[2]
(1.Electric Power Research Institute, State Grid Sichuan Electric Power Co., Ltd., Chengdu 610041, China;
2.College of Electrical and Information Engineering, Hunan University, Changsha 410082, China)

Abstract: Against the backdrop of large-scale new energy clusters and base construction, faults in the grid-connection lines of new energy collection stations may cause significant power disturbances, posing risks of inducing the cascading off-grid occurrence of new energy sources and deteriorating system frequency stability. To this end, this paper builds a coordinated expansion planning model for new energy cluster integration and regional power grids, with off-grid risks considered. Firstly, the main problems in the regional grid expansion planning under the integration of new energy clusters are analyzed. Subsequently, a coordinated planning model of new energy cluster integration and the expansion of regional power grid structures is built. Then, in the optimization of new energy station clusters, by considering the constraints of the utilization rate of grid-connected lines at the collection stations, the regional grid planning model takes constraints related to large-scale new energy off-grid risks under faults of grid-connected lines at collection stations into account, including the system frequency rate of change, frequency deviation, and post-fault line flow constraints. Finally, a case analysis based on the improved IEEE RTS-79 system is conducted to validate the effectiveness of the proposed model and planning scheme.

Key words: grid planning; new energy access; coordinated planning; wind power cluster; off-grid risk

在“双碳”目标驱动下,中国正大力推动构建以新能源为主体的新型电力系统。新能源具有随机性、间歇性和弱支撑性,其不同接入方案对电网的安全稳定和投资经济性均会产生显著影响[1-4]。近

收稿日期:2024-04-20;**修回日期**:2024-05-28
基金项目:国网四川省电力公司科技项目(521996230006)
通信作者:胡　涛(2000—),男,硕士研究生,主要从事电力系统规划等方面的研究;E-mail:htao@hnu.edu.cn

年来，中国大型新能源基地的发展十分迅速，但配套输电网架的规划和建设相对滞后，导致部分输电通道重与过载可能威胁系统频率安全，且某些新能源高占比区域的电网弃电问题较为突出[5-6]。这些问题表明，新能源集群接入系统的规划与并网区域网架规划是相互影响的，规划配置大规模新能源时也应协调考虑区域网架的扩展规划[7-10]。

在新能源接入系统规划方面，国内外学者已开展大量研究。文献[11]综合考虑潮流波动、电压偏移和经济性等因素，构建了新能源接入电网的评估指标体系，并在此基础上建立了新能源分层分区并网规划模型，从而确定了最优接入方案。文献[12-14]考虑风电并网的经济性及电压稳定性等因素，构建了风电接入的综合决策指标体系，减少了接入系统方案的主观性影响。这些研究均是在已有或备选新能源接入方案的基础上进行技术经济评估的，难以保证决策方案的最优性。文献[15]提出了一种用于新能源集群划分的聚类方法，并对新能源消纳量进行量化，构建了新能源集群经汇集站接入和直流并网的规划模型。文献[16]针对风电集群接入系统的规划问题，利用等效重构和栅格地图等方法，将风电集群划分、并网线路容量配置和并网站点选择进行综合协调优化。文献[17]针对风光电站并网引入电力系统的静态电压稳定问题，基于静态电压调节灵敏度指标，建立了风光电站选址定容协同规划模型。这些新能源接入系统规划的研究均缺乏与区域电网规划相协调的考虑，而这两者分开进行或只进行其一都难以使整体的投资效益达到最优。

在并网区域网架扩展规划方面，文献[18-19]在规划模型中考虑了负荷和风电不确定性对网架扩展的影响；文献[20]综合考虑了特高压交(直)流故障与新能源出力不确定性场景，建立了交直流协调的特高压骨干网架优化规划模型，构建了适应大规模可再生能源集群并网和巨量直流送出的交直流骨干网架。这些工作都是在已知新能源集群装机容量和并网点的前提下进行的输电网规划研究，但新能源接入方式的不同，会对并网区域电网潮流分布带来很大影响，区域电网结构又制约了新能源消纳能力，进而影响新能源接入容量和接入方式。因此，将二者分开考虑无法保证总体规划方案最优。

在新能源集群接入和并网区域网架协调规划方面，文献[21]考虑了机组启停机状态约束和风电场汇聚效应；文献[22]考虑了静态电压稳定约束。但鲜有研究将新能源脱网风险考虑在内。这些研究为大规模新能源接入下并网区域网架规划提供了借鉴和参考，但其依然存在考虑因素不充分和源-网协调考虑不足等问题。

新能源站群划分不合理，可能导致汇集站并网线路输送功率明显的时段性差异，进而拉低资产利用率。而汇集站并网线路故障，则可能造成该汇集站的新能源站群脱网。当功率扰动造成系统频率变化超出阈值时，其会触发保护装置动作造成大规模新能源机组连锁脱网，进一步恶化系统频率稳定，扩大故障范围。针对这些问题，本文先建立了考虑大规模脱网风险的新能源集群接入与区域电网协调扩展规划模型。再在新能源集群接入系统规划中考虑汇集站并网线路利用率约束，对新能源站群进行划分；在并网区域网架规划中，则考虑并网线路故障情况下大规模新能源集群脱网风险，耦合频率变化率、最大频率偏差和线路潮流约束。最后，基于改进的 IEEE RTS-79 系统开展仿真分析，验证了所构建模型和规划方案的有效性。

1　基本概念与问题描述

新能源出力存在强不确定性，可能导致一些重载的输电通道出现过载现象，原有交流网架不能完全满足新能源送出需求[23-28]，应合理规划建设新的外送通道满足大规模新能源集群汇集、接入和送出需要，使区域电网的网架结构与之相适配。

将连接到同一个汇集站的所有新能源电站定义为 1 个新能源站群，整个新能源集群划分为多个新能源站群，接入系统包括新能源电站-汇集站、汇集站-并网区域变电站两级结构，新能源集群接入系统外送局部示意如图 1 所示[29]。

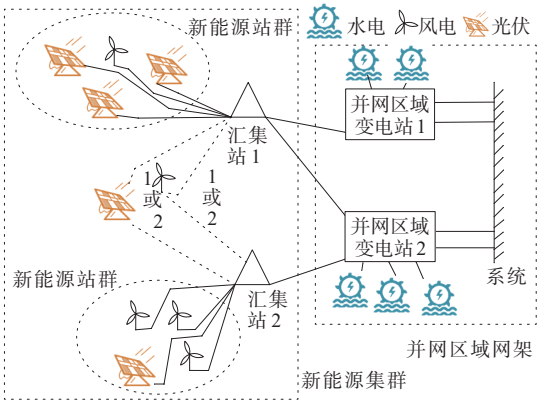


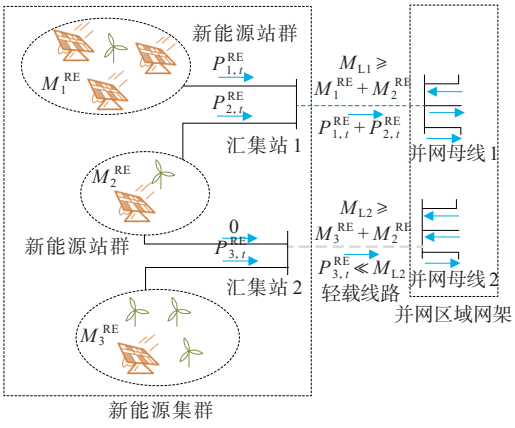
图 1　新能源集群接入系统外送局部示意

Figure 1　External transmission of new energy cluster access system

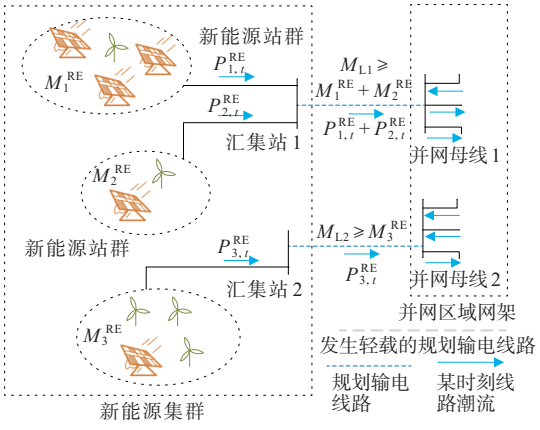
在图 1 中，接入系统包括新能源电站与汇集站相连接的线路，汇集站与并网区域变电站相连接的线路。在新能源电站、汇集站和并网区域变电站位置确定的条件下，新能源基地接入系统进行外送规划主要面临 3 个问题。

1.1 新能源站群的划分

新能源电站可根据其与各个汇集站的距离来就近选择汇集站，而当某个新能源电站与 2 个及其以上的汇集站距离均相近时，该电站应接入哪一个汇集站成为规划中面临的问题。新能源电站并入多个、单个汇集站线路示意如图 2 所示。在图 2 中，$P_{1,t}^{RE}$、$P_{2,t}^{RE}$、$P_{3,t}^{RE}$ 均为 3 个新能源站群在 t 时段的出力，M_1^{RE}、M_2^{RE}、M_3^{RE} 为 3 个新能源机组装机容量，M_{L1}、M_{L2} 为 2 个汇集站输电线路容量。



(a) 并入多个汇集站



(b) 并入单个汇集站

图 2 新能源电站并入汇集站线路示意

Figure 2 Integration of new energy power stations into collection stations

从图 1 中可以看出，处于中部的新能源电站，既可以选择连接到汇集站 1，也可以选择连接到汇集站 2。从图 2 中可以看出，如果新能源电站同时并入多个汇集站，当某些时段出现该新能源电站大部分出力集中流向某一个或者几个汇集站的情况时，可能出现其他汇集站为保证新能源电站最大传输容量需求导致规划的新增输电线路轻载的情况。因此，在一般情况下，为避免输电线路频繁轻载，每个新能源电站仅考虑连接到一个汇集站中。在此情况下，一方面只须考虑新能源电站到汇集站的线路投建成本；另一方面，同一电场内风电和光伏的出力峰谷时段存在互补关系，且距离较远不同电厂的同类新能源机组出力时序也有一定差异，故新能源电站在时空上具有一定互补性，合理地划分其容量组合及不同集群内电站连接到哪一个汇集站可以更好地改善该新能源站群的出力特性，平滑该汇集站外送功率，提升汇集站与并网区域连接线路的利用率也是在规划中应考虑的因素。

1.2 汇集站并网线路的规划

对汇集站并网线路，首先，为避免因传输容量限制造成大量弃风与弃光，应保证汇集站与并网区域变电站相连接线路的输电容量不小于汇集至该站的新能源站群出力之和。其次，还应考虑当某汇集站的并网线路发生故障后，是否会因为传输受限对系统造成过大的功率扰动(功率扰动过大致使系统频率变化率超过允许阈值时，将触发保护装置动作引发大规模新能源机组连锁脱网，进一步恶化系统频率稳定，且所需采取的紧急切负荷量可能超出事故规程所容许的范围[30])。因此，在网架扩展规划中，应考虑汇集站并网线路故障可能造成的大规模新能源脱网风险，在保证系统频率安全的情况下，协调汇集站的并网输电线路容量与故障条件下因传输受限造成的弃风弃光损失。

1.3 并网区域网架外送通道容量规划

当新能源集群通过汇集站接入系统后，若通道外送能力不足，则可能发生通道过载。应根据实际送出需求，对原有外送通道进行扩容，或规划新的外送通道。同时，新能源站群划分和汇集站并网线路的规划结果也将对外送通道规划容量产生影响。因此，应将新能源接入系统并网点规划和并网区域输电网规划协同考虑，在技术经济效益最优的目标下实现新能源集群功率送出。

为简化分析，本文所研究协调规划问题需满足以下假设条件：

1) 新能源集群内每个新能源电站必需通过汇集站进行并网，孤岛运行和直接并网的新能源场站不在研究范围内；

2) 为提升新能源站群运行可靠性，不考虑 2 个

汇集站相连的情况，每个汇集站都与并网区域网架单独连接。

2　考虑大规模脱网风险的新能源集群接入与区域电网协调扩展规划模型

2.1　模型框架

图 3 给出了考虑大规模脱网风险的新能源集群接入与区域电网协调扩展规划的建模框架。将各类型机组容量及位置、负荷数据和候选输电线路信息，输入到协调规划模型中，即可得到最优解。该协调规划模型包括网架规划模块和运行模拟模块。其中，网架规划模块以线路投建、维护成本最小为优化目标，考虑走廊通道线路数量约束、序列建设回路约束等约束条件，得到初步的新能源集群接入与区域电网协调扩展规划方案。运行模拟模块则对网架规划模块得到的方案进行运行校验，包括正常态运行约束和新能源基地外送通道故障下安全约束校验（耦合故障后频率变化率、最大频率偏差和线路潮流约束，抑制大规模新能源连锁脱网导致的安全风险）。

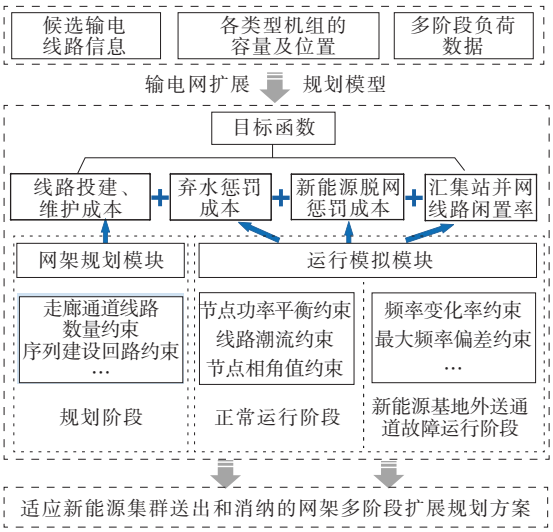


图 3　协调规划建模框架

Figure 3　Modeling framework of coordinated planning

2.2　目标函数

该协调规划模型以最小化输电线路投资成本、线路维护成本、弃水惩罚成本、新能源脱网惩罚成本和汇集站并网线路闲置率为目标，即

$$\min f_{\text{total}} = f_{\text{inv}} + f_{\text{op}} + f_{\text{hg}} + f_{\text{reg}} - \lambda_{\text{ea}} f_{\text{ea}} \tag{1}$$

式中，f_{total} 为目标函数；f_{inv}、f_{op} 分别为输电线路的投资成本和维护成本；f_{hg} 为弃水惩罚成本；f_{reg} 为故障场景下新能源脱网造成的弃电惩罚成本；f_{ea} 为汇集站并网线路利用率；λ_{ea} 为该项指标的权重因子，为使汇集站并网线路利用率最大化，λ_{ea} 为负值。

所提协调规划是一个多阶段规划。应利用现值系数，将不同阶段的成本折算至规划初始阶段的等效现值[31-33]。输电线路的投资成本 f_{inv} 为

$$f_{\text{inv}} = \sum_{y\in Y}\delta^{y}\left[\sum_{l\in\Omega_{\text{line}}}\sum_{m\in\Omega_l} c_{l,m}^{\text{inv}}\left(X_{y,l,m} - X_{y-1,l,m}\right)\right] \tag{2}$$

式中，Ω_{line} 为输电通道的集合；Ω_l 为输电通道 l 的线路集合；$c_{l,m}^{\text{inv}}$ 为输电通道 l 的第 m 回线路投资建设费用；$X_{y,l,m}$ 为输电通道 l 的第 m 回线路在第 y 阶段的投建决策 0-1 变量；δ^{y} 为输电线路等值年系数。

输电线路的维护成本为

$$f_{\text{op}} = \sum_{y\in Y}\delta^{y}\left[\sum_{l\in\Omega_{\text{line}}}\sum_{m\in\Omega_l} c_{l,m}^{\text{mc}} X_{y,l,m}\right] \tag{3}$$

式中，$c_{l,m}^{\text{mc}}$ 为输电通道 l 的第 m 回线路的运行维护成本。

弃水惩罚成本 f_{hg} 为

$$f_{\text{hg}} = \sum_{y\in Y}\zeta_{y}\left[\sum_{i\in\Omega_{\text{H}}^{\text{G}}}\sum_{t\in y\{t\}}\eta_i^{\text{H}} A_{i,t}\right] \tag{4}$$

式中，η_i^{H} 为水电机组 i 的水电转换系数；$A_{i,t}$ 为水电机组 i 在负荷时段 t 的弃水流量；ζ_y 为第 y 年的弃水年度惩罚成本；Y 为规划期阶段集合；$\Omega_{\text{H}}^{\text{G}}$ 为水电机组集合；$y\{t\}$ 为规划阶段 y 的运行周期集合。

在故障场景下，新能源脱网造成的新能源弃电惩罚成本 f_{reg} 为

$$f_{\text{reg}} = \left[\sum_{k\in N_2}\rho^{k}\sum_{t\in y\{t\}} i_{\text{VOLL}}\Delta P_{\text{X2}}^{k}\right] \tag{5}$$

式中，N_2 为线路 N-2 预想故障集合；ρ^{k} 为第 k 个预想故障的概率；i_{VOLL} 为新能源脱网弃电惩罚系数；ΔP_{X2}^{k} 为第 k 个预想故障下新能源脱网损失的发电功率。

汇集站并网线路利用率 f_{ea} 为

$$f_{\text{ea}} = \sum_{m\in\Omega_l^{\text{cv}}}\frac{\left(1-\eta_{l,m}\right)\eta_{l,m}}{\sum_{m\in\Omega_l^{\text{cv}}}\left(1-\eta_{l,m}\right)} \tag{6}$$

式中，Ω_l^{cv} 为汇集站 cv 的待选并网输电通道 l 的线路集合；$\eta_{l,m}$ 为汇集站并网输电通道 l 的线路 m 的利用率。

2.3　约束条件

2.3.1　投资决策约束

投建线路时，每个输电通道上的线路总数不应超过其允许的线路数上限，即

$$0 \leqslant \sum_{y\in Y}\sum_{m\in\Omega_l} X_{y,l,m} \leqslant X_l^{\max},\ \forall l\in\Omega_{\text{line}} \tag{7}$$

式中，$X_l^{\max}$ 为输电通道 l 所允许的线路数上限。

投建的线路还应满足建设时序约束，输电通道 l 上第 m 回线路投建后，不允许拆除，即

$$X_{y-1,l,m} \leqslant X_{y,l,m}, \forall l \in \Omega_{\text{line}}, \forall m \in \Omega_l \tag{8}$$

此外，每个阶段的线路投建费用应当在规划期每阶段输电线路投资预算限制之内，即

$$\sum_{l \in \Omega_{\text{line}}} \sum_{m \in \Omega_l} c_{l,m}^{\text{inv}} \left(X_{y,l,m} - X_{y-1,l,m} \right) \leqslant C_y^{\text{inv-line}}, \forall y \in Y \tag{9}$$

式中，$C_y^{\text{inv-line}}$ 为规划期内第 y 阶段所允许的最大输电线路投资费用。

为保证每个新能源电站都能够接入到系统内，且一个新能源电站有且只能划分到一个汇集站里，则应有

$$\sum_{c \in \Omega_{\text{CV}}} b_{i,c} = 1, \forall i \in \Omega_{\text{Re}} \tag{10}$$

式中，$b_{i,c}$ 为新能源电站 i 是否划分到汇集站 c 的 0-1 变量；Ω_{CV} 为汇集站的集合；Ω_{Re} 为新能源电站集合。

同时，为保证汇集站的电力能够全部输送到系统中，汇集站并网输电线路容量应不小于所有汇集至该站的新能源电站的容量总和，即

$$\sum_{m \in \Omega_l^{\text{cv}}} X_{y,l,m} P_{l,m,\max}^{\text{line}} \geqslant \sum_{i \in \Omega_{\text{Re}}} b_{i,c} \overline{P}_{i,t}^{\text{r}}, \forall c \in \Omega_{\text{CV}} \tag{11}$$

式中，$P_{l,m,\max}^{\text{line}}$ 为输电通道 l 中第 m 回线路允许的最大传输功率；$\overline{P}_{i,t}^{\text{r}}$ 为新能源电站 i 的装机容量。

2.3.2 正常态运行约束

在正常运行情况下，为保证系统运行安全性，该模型应满足功率平衡约束、线路潮流约束、线路传输容量约束、节点电压相角值约束。

1）功率平衡约束。

$$\begin{aligned} \sum_{l \in \Omega_{\text{line}}} P_{t,l,m}^{\text{line}} = & \sum_{i \in \Omega_{\text{coal}}^{\text{G}}} P_{i,t}^{\text{coal}} + \sum_{i \in \Omega_H^{\text{G}}} P_{i,t}^{\text{H}} + \sum_{i \in \Omega_{\text{gas}}^{\text{G}}} P_{i,t}^{\text{gas}} + \\ & \sum_{i \in \Omega_{\text{Re}}^{\text{G}}} \left(P_{i,t}^{\text{r}} - P_{i,t}^{\text{rq}} \right) + \sum_{i \in \Omega_{hx}^{\text{G}}} \left(P_{i,\text{g},t}^{\text{hx}} - P_{i,\text{p},t}^{\text{hx}} \right) - \\ & R_{\text{d},y,t} - P_{hl,t} \end{aligned} \tag{12}$$

式中，$P_{t,l,m}^{\text{line}}$ 为正常运行情况下输电通道 l 中第 m 回线路在 t 时段的传输功率；$\Omega_{\text{coal}}^{\text{G}}$ 为煤电机组的集合；$P_{i,t}^{\text{coal}}$ 为煤电机组 i 在 t 时段的实际出力；$P_{i,t}^{\text{H}}$ 为水电机组 i 在 t 时段的实际出力；$P_{i,t}^{\text{gas}}$ 为气电机组 i 在 t 时段的实际出力；$P_{i,t}^{\text{r}}$ 为风光机组 i 在 t 时段的预测出力；$P_{i,t}^{\text{rq}}$ 为风光机组 i 在 t 时段的弃电功率；$P_{i,g,t}^{\text{hx}}$ 为抽水蓄能机组 i 在 t 时段的发电功率；$P_{i,p,t}^{\text{hx}}$ 为抽水蓄能机组 i 在 t 时段的抽水功率；$R_{\text{d},y,t}$ 为规划第 y 年 t 时段的系统负荷值；$P_{hl,t}$ 为直流外送线路 hl 在 t 时段的实际外送功率。

2）线路潮流约束[34]。

$$P_{t,l,m}^{\text{line}} = X_{y,l,m} b_{ij,m} \left(\theta_{i,t} - \theta_{j,t} \right), \forall l \in \Omega_{\text{line}}, \forall m \in \Omega_l \tag{13}$$

$$X_{y,l,m} P_{l,m,\min}^{\text{line}} \leqslant P_{t,l,m}^{\text{line}} \leqslant X_{y,l,m} P_{l,m,\max}^{\text{line}} \tag{14}$$

式(13)、(14)中，$\theta_{i,t}$ 为 t 时段节点 i 的电压相角值；$b_{ij,m}$ 为输电通道 ij 中第 m 回线路的电纳；$P_{l,m,\min}^{\text{line}}$、$P_{l,m,\max}^{\text{line}}$ 分别为输电通道 l 中第 m 回线路允许的最小、最大传输功率。

3）节点电压相角值约束。

$$\theta_{\min} \leqslant \theta_{i,t} \leqslant \theta_{\max} \tag{15}$$

式中，$\theta_{\max}$、$\theta_{\min}$ 分别为节点 i 在 t 时段的电压相角值 $\theta_{i,t}$ 的上、下限。

4）汇集站并网输电线路利用率约束。

$$\eta_{l,m} = \frac{E\left(P_{t,l,m}^{\text{line}} \right)}{P_{l,\text{m},\max}^{\text{line}}} \geqslant \eta_{l,m,\min}, m \in \Omega_l^{\text{cv}} \tag{16}$$

式中，$E\left(P_{t,l,m}^{\text{line}} \right)$ 为汇集站并网线路 m 传输功率 $P_{t,l,m}^{\text{line}}$ 的期望值；$\eta_{l,m,\min}$ 为最小利用率限值。

2.3.3 故障态安全约束

1）发生汇集站并网输电线路 N-1 故障后，并非外送通道输送能力不足而导致划分到该汇集站的新能源电站群脱网产生弃电。因此，模型应满足

$$\begin{aligned} \Delta P_{\text{X1}}^k = & \sum_{i \in \Omega_{\text{Re}}} b_{i,c} \cdot P_{i,t}^{\text{r}} - \sum_{m \in \Omega_l^{\text{cv}}} X'_{y,l,m} \cdot \\ & P_{l,m,\max}^{\text{line}} \leqslant 0, k \in N_1 \end{aligned} \tag{17}$$

式中，N_1 为汇集站并网输电线路 N-1 故障集合；ΔP_{X1}^k 为第 k 个预想故障下因新能源脱网损失的功率；$X'_{y,l,m}$ 为故障情况下 t 时刻汇集站并网输电通道 l 的第 m 回线路在第 y 阶段的运行状态。

2）频率变化率约束和极值频率偏差约束。

该约束要求区域电网在新能源基地外送通道发生 N-2 故障时，系统频率不得高于频率保护装置的阈值，即

$$\frac{\Delta P_{\text{X2}}^k}{2H_{\text{s}}} \leqslant f_{\text{FRoCo,max}}^{\max} \tag{18}$$

$$\Delta P_{\text{X2}}^k = \sum_{i \in \Omega_{\text{Re}}} b_{i,\text{c}} \cdot P_{i,t}^{\text{r}} - \sum_{m \in \Omega_l^{\text{cv}}} X'_{y,l,m} \cdot P_{l,m,\max}^{\text{line}}, k \in N_2 \tag{19}$$

式(18)、(19)中，N_2 为汇集站并网输电线路 N-2 故障集合；$f_{\text{FRoCo,max}}^{\max}$ 为所允许的最大频率变化率；ΔP_{X2}^k 为发生 N-2 故障时的有功扰动；H_{s} 为系统等效惯量。

3）故障后节点功率平衡约束。

$$\frac{t_{\text{d}} \Delta P_{\text{X2}}^2}{4E_{\text{S}} R} f_0 \leqslant \Delta f_{\text{UFLS}} \tag{20}$$

式中，t_{d}为故障发生时至一次调频结束的时间间隔；Δf_{UFLS}为所允许的最大频率偏差；E_{S}为系统总旋转动能；R为系统一次备用容量；f_0为系统基准频率。

式(20)为极值频率偏差约束，确保故障发生后频率变化率和频率偏差在系统所允许的范围内[35]。

4) 故障后节点功率平衡约束。

$$\sum_{l\in\Omega_{\mathrm{line}}} P_{t,l,m}^{\mathrm{line}'} = \sum_{i\in\Omega_{\mathrm{coal}}^{\mathrm{G}}} P_{i,t}^{\mathrm{coal}'} + \sum_{i\in\Omega_{\mathrm{H}}^{\mathrm{G}}} P_{i,t}^{\mathrm{H}'} + \sum_{i\in\Omega_{\mathrm{gas}}^{\mathrm{G}}} P_{i,t}^{\mathrm{gas}'} + \sum_{i\in\Omega_{\mathrm{Re}}^{\mathrm{G}}} (P_{i,t}^{\mathrm{r}} - P_{i,t}^{\mathrm{rq}}) + \sum_{i\in\Omega_{\mathrm{hx}}^{\mathrm{G}}} (P_{i,\mathrm{g},t}^{\mathrm{hx}'} - P_{i,\mathrm{p},t}^{\mathrm{hx}'}) - R_{\mathrm{d},y,t} - P_{\mathrm{hl},t} - \Delta P_{\mathrm{X2}}^{k} \tag{21}$$

式中，$P_{i,t}^{\mathrm{coal}'}$为煤电机组i调节后在t时段的有功出力；$P_{i,t}^{\mathrm{H}'}$为水电机组i调节后在t时段的有功出力；$P_{i,t}^{\mathrm{gas}'}$为气电机组i调节后在t时段的有功出力；$P_{i,\mathrm{g},t}^{\mathrm{hx}'}$为抽水蓄能机组$i$调节后在$t$时段的发电出力；$P_{i,\mathrm{p},t}^{\mathrm{hx}'}$为抽水蓄能机组$i$调节后在$t$时段的抽水功率；$R_{\mathrm{d},y,t}$为规划第$y$年$t$时段的系统负荷值；$P_{t,l,m}^{\mathrm{line}'}$为故障状态下输电通道$l$中第$m$回线路在$t$时段的传输功率。

5) 故障后线路潮流方程。

$$P_{t,l,m}^{\mathrm{line}'} = T_{l,k} P_{t,l,m}^{\mathrm{line}} \tag{22}$$

式中，$T_{l,k}$为故障状态下的输电通道l中第k回线路的功率转移因子矩阵。

6) 故障后线路潮流约束。

$$X_{y,l,m} P_{l,m,\min}^{\mathrm{line}} \leqslant P_{t,l,m}^{\mathrm{line}'} \leqslant X_{y,l,m} P_{l,m,\max}^{\mathrm{line}} \tag{23}$$

式(23)确保预想故障发生后系统通过调节机组出力可以恢复到功率平衡，且不会出现输电线路潮流过载问题。

3　算例分析

基于改进的IEEE RTS-79系统开展算例分析，其系统拓扑结构如图4所示。在图4中，该系统共包含22台水电机组，10台火电机组，38条已有输电线路，待投建输电线路21条。待投建输电线路参数见表1。由表1可知，待并网风电场集群设置有3处。其中，集群1距离节点18和21较近，集群3距离节点21和22较近，集群2的最近并网节点为节点13，所有集群分别有风电场和光伏场18座，各新能源电站与各集群汇集站距离见表2。在表2中，集群1附近的新能源电场12座，集群2周边新能源电场有9座，与集群3临近的新能源电场15座。每个风电站和光伏电站的总装机容量均为30 MW。通过GAMS平台进行建模和编程，并调用CPLEX MILP求解器进行求解。计算环境：Windows11-64位操作系统、AMD Ryzen 7 5800H with Radeon Graphics (3.20 GHz)处理器、16 GB运行内存。

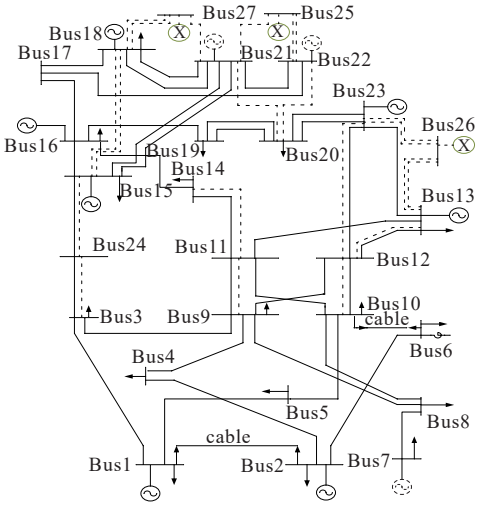


图4　改进的IEEE RTS-79系统

Figure 4　Improved IEEE RTS-79 system

表1　待投建输电线路参数

Table 1　Parameters of transmission lines to be constructed　　km

线路编号	待选线路	长度	线路编号	待选线路	长度
1	3～24	30	9	15～24(双回)	30
2	9～11	30	10	18～27(双回)	10
3	10～12	10	11	20～21	30
4	11～14	100	12	20～22	30
5	12～13	10	13	21～27	10
6	12～23	100	14	21～25	30
7	13～26(双回)	10	15	22～25(双回)	10
8	15－18	30	16	23～26(双回)	100

为验证所提协调规划模型的有效性，设置3个场景进行仿真验证：

场景1。所提协调规划模型。

场景2。不考虑汇集站并网线路利用率的新能源站群划分(仅依据各新能源电站与汇聚站之间的距离进行站群划分)，但在规划模型中考虑新能源脱网风险。

场景3。不考虑新能源脱网风险，仅考虑汇集站并网线路利用率的新能源站群优化划分。

表 2 新能源场站到各汇集站的距离

Table 2 Distance between new energy stations and collection stations km

风电场	各汇集站距离			光伏电站	各汇集站距离		
	1	2	3		1	2	3
1	6	—	39	1	4	—	40
2	15	—	31	2	10	—	32
3	17	—	25	3	7	—	35
4	18	—	24	4	15	—	29
5	16	—	30	5	—	5	—
6	19	—	21	6	—	7	—
7	18	—	22	7	—	10	—
8	18	—	20	8	—	8	—
9	—	10	—	9	—	9	—
10	—	12	—	10	40	—	2
11	—	8	—	11	39	—	5
12	—	9	—	12	38	—	6
13	5	—	40	13	35	—	8
14	15	—	30	14	40	—	4
15	19	—	24	15	32	—	11
16	21	—	19	16	30	—	12
17	22	—	18	17	31	—	10
18	20	—	18	18	27	—	15

3.1 考虑汇集站并网线路利用率的新能源站群优化划分有效性分析

场景 1、2 的求解时间分别为 63.91、42.92 s。由于场景 2 进行新能源站群划分时未考虑汇集站并网线路利用率，仅依据各新能源电站与汇聚站之间的距离进行站群划分，减少了模型中的变量数量，故其求解时间有所缩短。为验证所提模型中新能源站群划分方法提升汇集站并网线路利用率的有效性，对场景 1、2 的网架扩展规划结果进行分析。这 2 种场景下的在规划期内系统输电线路投建情况如图 5 所示。从图 5 中可以看出，同场景 1 相比，场景 2 中网架扩展规划增加一回汇集站并网输电线路和一回并网区域网架外送通道输电线路，其线路投资成本有所增加。

场景 1、2 这 2 种新能源站群划分情况见表 3。在表 3 中，由于汇集站 2 附近没有其他汇集站，所以该站点附近的新能源电站均连接到该站，这 2 种场景下汇集站 2 的新能源站群均一致。而由于汇集站 1 和汇集站 3 相近，位于 2 个汇集站之间的新能源电站既可以连接到汇集站 1，也可以连接到汇集站 3，是否考虑汇集站并网线路的利用率将会影响 2 个新能源站群的划分结果。由表 2 可知，场景 2 中原本距汇集站 1 较近，但被划分至汇集站 1 的 3 个风电场，在考虑并网线路利用率后的场景 1 中反而被划分到了较远的汇集站 3 中。总体上，汇集站 1 和汇集站 3 附近的新能源电站在场景 1 中被分为一大、一小 2 个新能源站群，而在场景 2 中其被划分为 2 个总装机容量相近的新能源站群。场景 1、2 的新能源站群出力曲线对比如图 6 所示。从图 6 中可以看

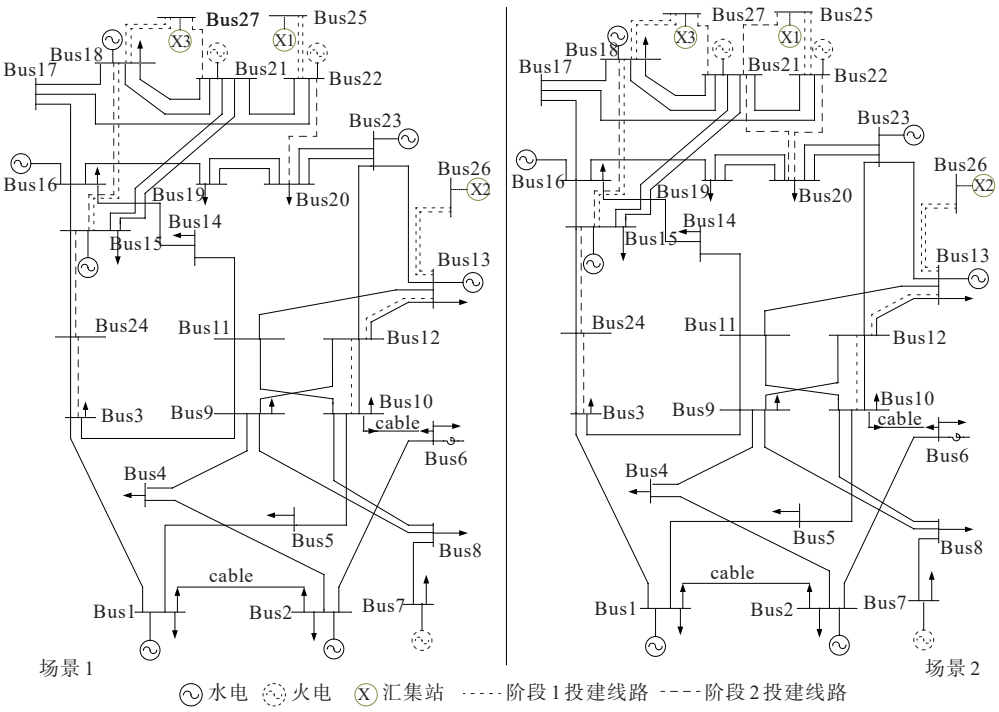


图 5 场景 1、2 输电线路投建情况对比

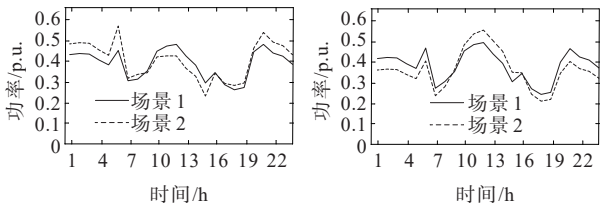
Figure 5 Comparison of transmission line construction between scenario 1 and scenario 2

出,和场景 2 相比,场景 1 中新能源站群 1 和新能源站群 3 由于纳入部分距离较远出力特性不同的新能源电站,各站群的出力波动幅度和峰谷差均有所降低。因此,考虑汇集站并网线路利用率后通过将出力特性互补的新能源机组纳入新能源站群,可以平滑新能源站群的出力,达到降低汇集站并网线路闲置率的目的。

表 3　场景 1、2 的新能源站群划分情况

Table 3　Division of new energy station clusters under scenarios 1 and 2

汇集站点	场景 1		场景 2	
	风电场数量	光伏电站数量	风电场数量	光伏电站数量
1	5	4	8	4
2	4	5	4	5
3	9	9	6	9



(a) 汇集站 1(新能源站群 1)　　(b) 汇集站 3(新能源站群 3)

图 6　场景 1、2 的新能源站群出力曲线对比

Figure 6　Output curves of new energy station clusters under scenarios 1 and 2

场景 1、2 的汇集站并网输电线路利用率对比如图 7 所示。从图 7 中可以看出,总体而言,除汇集站 2 并网输电线路外,场景 1 中其他汇集站的并网输电线路的利用率均高于场景 2 的。其原因可归纳为以下 3 条:

1) 为满足汇集站并网线路故障情况下频率约束,场景 2 就近划分新能源站群的方式各汇集站所规划的输电线路的冗余度设置得较大,以此保证故障后单回线路传输更多新能源电站出力;

2) 尽管汇集站 3 所汇集的新能源电站数量减少,但其并网线路回数不变,这使得并网输电线路利用率仍然有所降低。而对于汇集站 1,虽然所汇集的新能源电站数量增加了,但是多投建了一回并网线路,故其并网输电线路的利用率也有所降低;

3) 相比之下,场景 1 考虑线路利用率,选择在系统已有线路冗余度较高(三回)的并网节点 18 附近的汇集站 3 处划分更多的距离较远新能源机组,而在已有并网线路较少的节点 22(二回)处划分较少的新能源机组,以提高线路利用率、降低新增输电线路的投资成本。

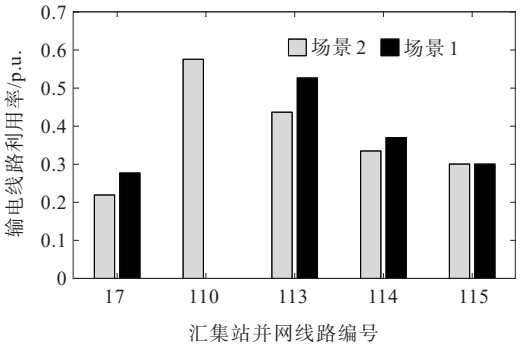


图 7　场景 1、2 的汇集站并网输电线路利用率对比

Figure 7　Utilization rates of grid-connected transmission lines at collection stations under scenarios 1 and 2

总体而言,考虑并网输电线路利用率后通过合理划分新能源站群,一方面可以改善新能源站群出力特性,降低出力峰谷差,平滑新能源站群的出力;另一方面,也可以减少线路投资成本,提高汇集站并网输电线路的利用率。

3.2　考虑新能源脱网风险的网架结构形态规划有效性分析

由于场景 3 中未考虑新能源脱网风险相关约束,其求解时间为 50.64 s,该时间较场景 1 的模型求解时间有所缩短。为验证所提协调规划模型应对汇集站并网线路故障情况下大规模新能源连锁脱网风险的有效性,对场景 1、3 的网架扩展规划结果进行分析,利用 PSD-BPA 软件,分别设置汇集站并网线路故障,分析对比这 2 种场景下的系统频率安全情况。

场景 1、3 的新能源站群划分情况见表 4。由表 4 可知,场景 1 和场景 3 的新能源站群划分没有太大差别,这 2 种场景均是将汇集站 1 和汇集站 3 附近的新能源电站划分为一大、一小 2 个新能源站群。但这 2 种场景的汇集站并网输电线路的投建规划情况确有较大差别,场景 1 和场景 3 输电线路投建情况对比如图 8 所示。从图 8 中可以看出,场景 1 考虑了新能源连锁脱网风险,每个汇集站需要投建两回甚

表 4　场景 1、3 的新能源站群划分情况

Table 4　Division of new energy station clusters under scenarios 1 and 3

汇集站点	场景 1		场景 3	
	风电场数量	光伏电站数量	风电场数量	光伏电站数量
1	5	4	4	4
2	4	5	4	5
3	9	9	10	9

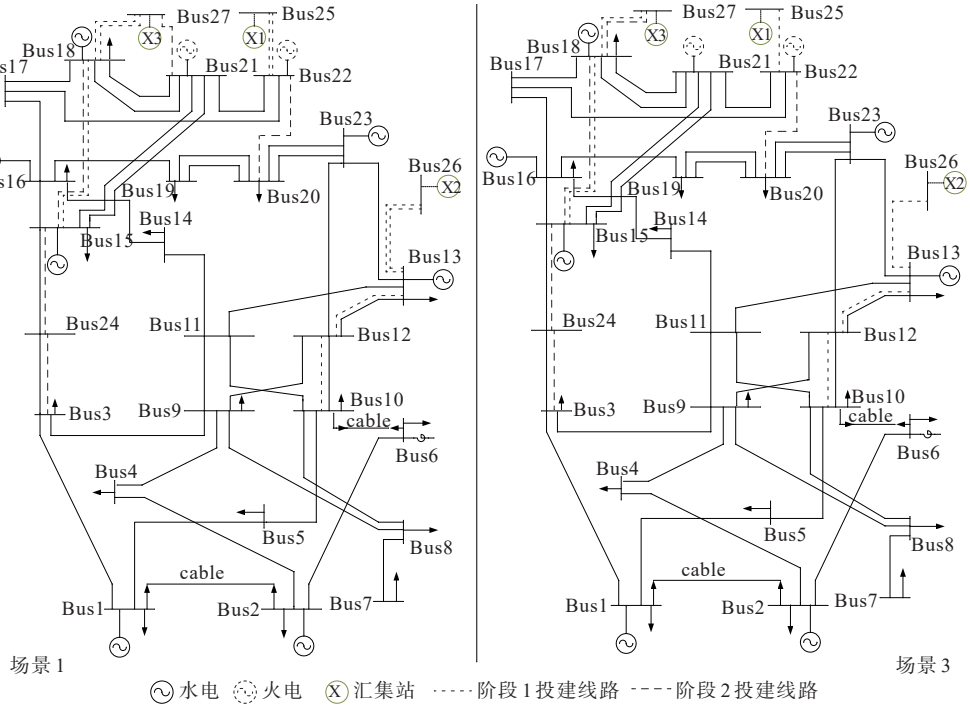


图 8 场景 1、3 输电线路投建情况对比

Figure 8 Transmission line construction under scenarios 1 and 3

至三回并网输电线路以满足汇集站并网线路故障情况下系统频率约束。将场景 1 与不考虑新能源脱网相关约束的场景 3(每个汇集站仅投建一回或两回并网输电线路的规划方案)相比,其线路投资成本有所增加。

从图 8 中还可以看出,场景 3 未考虑汇集站并网线路故障情况下新能源连锁脱网风险,其汇集站并网线路的投建只须考虑满足新能源外送,仅投建了一回或两回线路。因此,其投建线路的利用率较高。相比之下,场景 1 为抑制预想故障下频率跌落过低从而导致更多新能源机组脱网,投建了多回并网线路,降低了线路利用率。因此,在这 2 种场景新能源站群划分相差不大的情况下,场景 3 中各汇集站的并网输电线路利用率均高于场景 1 各汇集站的。

汇集站 1、2 所对应的新能源站群规模相对较小,这二者并网线路发生故障后对系统造成的影响较小。场景 1、3 的汇集站 3 并网输电线路利用率对比如图 9 所示。场景 1、3 汇集站 3 并网线路 N-2 故障情况下系统频率变化情况如图 10 所示。场景 3 中汇集站 3 由于仅投建了 2 回线路,在发生并网线路 N-2 故障后,新能源站群 3 成为孤岛,导致站群 3 全部电力无法外送,对系统造成的瞬时有功扰动较大,系统频率变化率超过 0.5 Hz/s,引起了系统内其

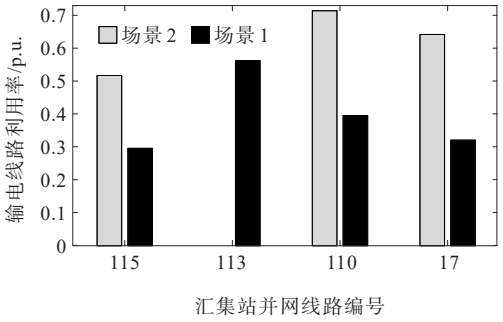
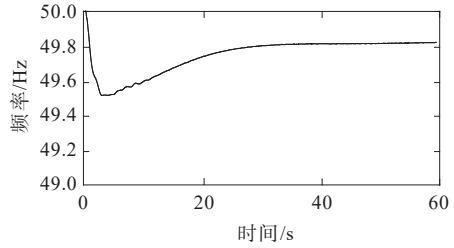


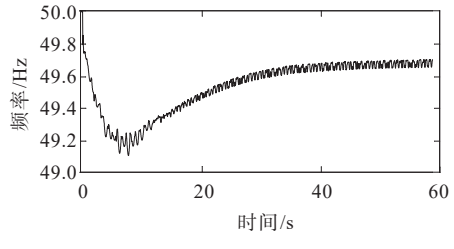
图 9 场景 1、3 的汇集站 3 并网输电线路利用率对比

Figure 9 Utilization rates of grid-connected transmission lines at collection stations under scenarios 1 and 3

它新能源机组连锁脱网,系统的最大频率偏差接近 1.0 Hz,接近低频减载阈值,同时系统存在频率振荡现象。而场景 1 投建了多回线路,汇集站并网线路发生 N-2 故障后,新能源站群 3 仍然可以通过另外一回线路外送部分新能源发电功率,降低了对系统造成的功率扰动,进而抑制系统频率变化速率,故系统最大频率偏差小于 0.5 Hz,不会造成其它新能源机组连锁脱网;同时系统经过一次调频后,其准稳态频率偏差也在 0.2 Hz 以内,低于场景 3 的。总体而言,虽然场景 1 增加了线路投资成本,但其能够应对新能源站群汇集并网线路故障引起的系统频率稳定问题。



（a）场景 1



（b）场景 3

图 10　场景 1、3 的汇集站 3 并网线路 N-2 故障情况下系统频率变化情况

Figure 10　System frequency variation under the N-2 fault at grid-connected lines of collection station 3 under scenarios 1 and 3

4　结语

针对现有网架规划策略未充分考虑各新能源集群并网点的协同规划与并网线路故障后系统频率跌落可能导致的新能源集群脱网问题，本文构建一种考虑脱网风险的新能源集群接入与区域电网协调扩展规划模型，基于汇集站并网点线路利用率约束实现站群划分，并纳入了并网点线路故障引发新能源脱网的系统频率安全及故障后潮流约束，得到以下主要结论：

1）考虑新能源汇集站的并网线路利用率，能够协同各新能源汇集站群划分与其对应的并网线路规划，确定线路传输效率更高的汇集站群划分，减少冗余线路，进而得到更经济的并网线路规划方案；

2）考虑汇集站并网线路故障导致新能源脱网风险的频率安全约束后，输电线路投资成本显著增加，但可减少新能源汇集站并网线路故障导致的站内新能源发电损失，能够有效抑制系统频率变化，降低新能源连锁脱网风险。

参考文献：

[1] 舒印彪，陈国平，贺静波，等．构建以新能源为主体的新型电力系统框架研究[J]．中国工程科学，2021，23(6)：61-69.
SHU Yinbiao，CHEN Guoping，HE Jingbo，et al. Building a new electric power system based on new energy sources[J]. Strategic Study of CAE，2021，23(6)：61-69.

[2] 印欣，张锋，阿地利·巴拉提，等．新型电力系统背景下电热负荷参与实时调度研究[J]．发电技术，2023，44(1)：115-124.
YIN Xin，ZHANG Feng，ADILI Balati，et al. Study on participation of electricity-driven thermal load in real-time scheduling of new power system[J]. Power Generation Technology，2023，44(1)：115-124.

[3] 赵雪珺，刘天琪，何川，等．考虑不确定性和无功需求的风电场群接入系统协调规划方法[J]．电力电容器与无功补偿，2021，42(4)：31-40.
ZHAO Xuejun，LIU Tianqi，HE Chuan，et al. Coordination planning method for wind farm integration system considering uncertainty and reactive power demand[J]. Power Capacitor & Reactive Power Compensation，2021，42(4)：31-40.

[4] 刘沅昆，张维静，张艳，等．面向新型电力系统的新能源与储能联合规划方法[J]．智慧电力，2022，50(10)：1-8.
LIU Yuankun，ZHANG Weijing，ZHANG Yan，et al. Joint planning method of renewable energy and energy storage for new-type power system[J]. Smart Power，2022，50(10)：1-8.

[5] 李婷，叶希，唐权，等．基于交替方向乘子法的源网协同多适应规划[J]．电力建设，2017，38(11)：105-112.
LI Ting，YE Xi，TANG Quan，et al. Synergistic adaptive planning of generation and transmission using ADMM [J]. Electric Power Construction，2017，38(11)：105-112.

[6] 上官甲天，茅云寿．计及新能源不确定性微能源网优化运行研究[J]．供用电，2023，40(8)：92-99.
SHANGGUAN Jiatian，MAO Yunshou. Optimal operation of micro-energy networks considering new energy uncertainty[J]. Distribution & Utilization，2023，40(8)：92-99.

[7] 王建红．“双碳”目标下基于新能源消纳的电网规划方法探究[J]．电工技术，2023(增刊 1)：237-239.
WANG Jianhong. Exploration of power grid planning method based on new energy consumption under the ‘Dual Carborn’ goal[J]. Electric Engineering，2023(Sup 1)：237-239.

[8] 杨毅，易文飞，王晨清，等．基于碳流追踪的电力系统源网荷低碳经济调度[J]．电力建设，2023，44(5)：108-119.
YANG Yi，YI Wenfei，WANG Chenqing，et al. Low-carbon and economic optimal scheduling of power system source-grid-load based on carbon flow tracing method[J]. Electric Power Construction，2023，44(5)：108-119.

[9] 薛静玮，吴晓升，叶荣，等．大规模风电接入输电网的源网联合规划[J]．电网与清洁能源，2019，35(3)：68-74.
XUE Jingwei，WU Xiaosheng，YE Rong，et al. Source-network joint planning for large-scale wind power connected to transmission grid[J]. Power System and

Clean Energy,2019,35(3):68-74.

[10] 王绪利,潘东,施天成,等.新型电力系统背景下源网荷储一体化项目友好性评估方法[J].电网与清洁能源,2024,40(1):72-82.
WANG Xuli, PAN Dong, SHI Tiancheng, et al. A friendliness evaluation method for the source-network-load-storage integration project under the background of new power system[J]. Power System and Clean Energy, 2024,40(1):72-82.

[11] 袁振华,刘晓明,曹永吉,等.风-光可再生能源场站群分层分区并网规划方法[J].现代电力,2023,40(5):660-668.
YUAN Zhenhua, LIU Xiaoming, CAO Yongji, et al. Planning method for layered and partitioned integration of wind-solar renewable energy clusters[J]. Modern Electric Power,2023,40(5):660-668.

[12] 周二雄.基于主成分分析法的风电场接入方案综合决策[J].陕西电力,2015,43(3):35-37+52.
ZHOU Erxiong. Comprehensive decision on wind farm access solution based on PCA[J].Shaanxi Electric Power, 2015,43(3):35-37+52.

[13] 赵欣雨,张云晓,万乐,等.平抑百兆瓦级风电场功率波动的混合储能充放电协同控制策略[J].智慧电力,2023,51(11):23-29+68.
ZHAO Xinyu, ZHANG Yunxiao, WAN Le, et al. Charge-discharge cooperative control strategy for hybrid energy storage system for suppressing power fluctuation of hundred megawatt level wind farm[J].Smart Power,2023, 51(11):23-29+68.

[14] 刘文霞,刘思源,张建华,等.考虑全寿命周期的风电接入方案综合决策[J].电网技术,2012,36(6):207-213.
LIU Wenxia, LIU Siyuan, ZHANG Jianhua, et al. Comprehensive decision-making for grid-connection scheme of wind farm considering life circle[J]. Power System Technology,2012,36(6):207-213.

[15] 李宗翰,李庚银,周明,等.基于费马–韦伯问题的新能源接入系统选址定容综合优化方法[J].电网技术,2020,44(6):2118-2126.
LI Zonghan, LI Gengyin, ZHOU Ming, et al. Comprehensive optimization method for location and capacity of new energy access system based on Fermat-weber problem[J].Power System Technology,2020,44(6): 2118-2126.

[16] 甘磊,吴臻,谷纪亭,等.风电集群接入系统规划的混合整数线性模型[J].电工技术学报,2017,32(5):165-175.
GAN Lei, WU Zhen, GU Jiting, et al. A MILP model for grid-connection transmission system planning of wind farm clusters[J]. Transactions of China Electrotechnical Society,2017,32(5):165-175.

[17] 路亮,魏明奎,张怀远,等.计及静态电压稳定性的风光电站选址定容协同规划方法[J].电力自动化设备,2024,44(1):95-102.
LU Liang, WEI Mingkui, ZHANG Huaiyuan, et al. Coordinated siting and sizing planning method of wind and photovoltaic power stations considering static voltage stability[J]. Electric Power Automation Equipment,2024,44(1):95-102.

[18] WEN J Y, HAN X N, LI J M, et al. Transmission network expansion planning considering uncertainties in loads and renewable energy resources[J]. CSEE Journal of Power and Energy Systems,2015,1(1):78-85.

[19] ORFANOS G A, GEORGILAKIS P S, HATZIARGYRIOU N D. Transmission expansion planning of systems with increasing wind power integration[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013,28(2):1355-1362.

[20] WEN Y F, LU Y D, GOU J, et al. Robust transmission expansion planning of ultrahigh-voltage AC-DC hybrid grids[J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2022,58(3):3294-3302.

[21] 赵雪珺,刘天琪,何川,等.基于汇聚效应的风电集群接入与区域电网协调规划研究[J].电测与仪表,2023,60(12):51-58.
ZHAO Xuejun, LIU Tianqi, HE Chuan, et al. Coordinated planning of wind farm cluster access and regional grid based on convergence effect[J]. Electrical Measurement & Instrumentation,2023,60(12):51-58.

[22] GAN L, LI G Y, ZHOU M. Coordinated planning of large-scale wind farm integration system and regional transmission network considering static voltage stability constraints[J]. Electric Power Systems Research, 2016, 136:298-308.

[23] 康重庆,姚良忠.高比例可再生能源电力系统的关键科学问题与理论研究框架[J].电力系统自动化,2017,41(9):2-11.
KANG Chongqing, YAO Liangzhong. Key scientific issues and theoretical research framework for power systems with high proportion of renewable energy[J]. Automation of Electric Power Systems,2017,41(9):2-11.

[24] 惠慧,李蕊,朱逸镝,等.含高比例分布式光伏的配电网多目标概率规划方法[J].电测与仪表,2023,60(11):2-10.
HUI Hui, LI Rui, ZHU Yidi, et al. Multi-objective probabilistic planning method for distribution network with high proportion of distributed photovoltaic[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2023, 60(11): 2-10.

[25] 李婷,胥威汀,刘向龙,等.含高比例可再生能源的交直流混联电网规划技术研究综述[J].电力系统保护与控制,2019,47(12):177-187.
LI Ting, XU Weiting, LIU Xianglong, et al. Review on planning technology of AC/DC hybrid system with high proportion of renewable energy[J]. Power System

Protection and Control,2019,47(12):177-187.

[26] 卢有飞,邹时容,刘璐豪,等.基于知识共享的高比例可再生能源系统发电控制[J].高压电器,2024,60(10):33-45.
LU Youfei, ZOU Shirong, LIU Luhao, et al. Generation control of high percentage renewable energy systems based on knowledge sharing[J]. High Voltage Apparatus, 2024,60(10):33-45.

[27] 程浩忠,李隽,吴耀武,等.考虑高比例可再生能源的交直流输电网规划挑战与展望[J].电力系统自动化,2017,41(9):19-27.
CHENG Haozhong, LI Jun, WU Yaowu, et al. Challenges and prospects for AC/DC transmission expansion planning considering high proportion of renewable energy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(9):19-27.

[28] 和萍,刘鑫,宫智杰,等.高比例可再生能源电力系统源荷储联合调峰分层优化运行[J].电力系统保护与控制,2024,52(18):112-122.
HE Ping, LIU Xin, GONG Zhijie, et al. Hierarchical optimization operation model for joint peak-load regulation of source-load-storage in a high proportion of renewable energy power system[J]. Power System Protection and Control,2024,52(18):112-122.

[29] 穆永铮,鲁宗相,申洪.汇集站和集群中心站分级协调的风场群接入系统优化规划[J].中国电机工程学报,2014,34(增刊1):1-8.
MU Yongzheng, LU Zongxiang, SHEN Hong. Multiple wind farms integration grid optimal planning considering coordination of collecting stations and cluster stationsJ]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(Sup 1):1-8.

[30] 王鹏,魏招毅,周保荣,等.考虑火电有序退役的源-网-储协同多阶段规划方法[J].中国电机工程学报,2024,44(4):1386-1397.
WANG Peng, WEI Zhaoyi, ZHOU Baorong, et al. Multi-stage planning method for source-grid-storage coordination considering the orderly decommissioning of thermal power[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(4):1386-1397.

[31] 曹严,穆云飞,贾宏杰,等.考虑建设时序的园区综合能源系统多阶段规划[J].中国电机工程学报,2020,40(21):6815-6828.
CAO Yan, MU Yunfei, JIA Hongjie, et al. Multi-stage planning of park-level integrated energy system considering construction time sequence[J]. Proceedings of the CSEE,2020,40(21):6815-6828.

[32] 史昭娣,朱宁,李政,等.计及源-荷匹配的多区域多类型新能源系统优化规划方法[J].电力工程技术,2024,43(4):67-76.
SHI Zhaodi, ZHU Ning, LI Zheng, et al. Optimization planning method of multi-region and multi-type renewable energy generation considering source-load matching[J]. Electric Power Engineering Technology, 2024,43(4):67-76.

[33] 刘岑岑,夏天,李艳,等.基于显式可靠性指标的配电网多阶段扩展规划方法[J].中国电力,2023,56(9):87-95.
LIU Cencen, XIA Tian, LI Yan, et al. A multi-stage expansion planning method for distribution networks based on explicit reliability index[J].Electric Power,2023, 56(9):87-95.

[34] 王明渊,何凯,王木.基于配网规划等值曲线的输配电网协调规划[J].电力科学与技术学报,2022,37(6):46-54.
WANG Mingyuan, HE Kai, WANG Mu. Coordinated transmission & distribution network expansion planning based on project-net revenue curve of distribution network[J]. Journal of Electric Power Science and Technology,2022,37(6):46-54.

[35] 肖友强,邓步青,文云峰.计及送端电网频率稳定的直流联络线极限承载能力评估[J].电力科学与技术学报,2021,36(2):3-12.
XIAO Youqiang, DENG Buqing, WEN Yunfeng. Total transfer capability assessment of HVDC Tie-lines based on frequency stability of the sending-end grid[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2021, 36(2):3-12.