

基于预防-紧急协调控制的大电网连锁故障防御策略

姜盛波¹, 杨军¹, 王建雄², 袁文², 谢培元², 罗超¹, 孙元章¹

(1. 武汉大学 电气与自动化学院, 湖北 武汉 430072; 2. 国网湖南省电力有限公司, 湖南 长沙 410000)

摘要: 电网结构和运行方式的复杂性日益增加, 源发故障引发大停电事件的概率随之加大。基于过载主导型连锁故障的传播机理和时间特性分析, 兼顾调度人员对连锁故障后果的可承受性, 建立了基于预防-紧急协调控制的大电网连锁故障防御模型, 引入协调因子将控制压力分解到连锁故障发生前/后, 以预防控制优化系统的初始运行状态, 在考虑发电机可调度潜力的基础上以紧急控制配合必要的切机/切负荷手段, 实现对连锁故障蔓延的抑制。IEEE 39节点系统的算例分析结果表明, 所提协调控制模型可以充分发挥预防控制和紧急控制的互补特性, 兼顾连锁故障后果可承受度约束和经济性要求, 对连锁故障进行全过程防御。

关键词: 大电网; 连锁故障; 过载主导型连锁故障; 预防控制; 紧急控制; 协调控制

中图分类号: TM 711

文献标志码: A

DOI: 10.16081/j.epae.201910009

0 引言

随着我国经济的高速发展, 电能需求将持续增加, 而能源资源的禀赋特征决定了我国特高压电网、智能电网建设的格局不会改变, 也决定了电网的互联程度、复杂程度不断提高的必然趋势, 这无疑增加了电网发生连锁故障的风险, 对电网的安全运行提出了更高的要求。近年来, 国内外大停电事故时有发生^[1-2], 造成了巨大的社会经济损失。总结大停电事故的经验教训, 研究并制定连锁故障防御策略, 对于抑制连锁故障蔓延、减少事故损失具有重要意义。

现阶段针对电网连锁故障的研究, 在连锁故障建模方面, 主要是从不同方法论的角度出发, 提出了基于潮流计算、稳定分析的模型^[3-4]和基于复杂系统理论的分析模型^[5-6], 实现对电网连锁故障的全过程模拟仿真; 在连锁故障的防御策略方面, 主要是考虑连锁故障各发展阶段的特点, 分别从预防控制和紧急控制展开研究。文献[7]基于贝叶斯网络的概率分析模型, 对连锁故障进行筛选和识别, 建立以连锁故障风险最小为目标的数学模型, 通过切机/切负荷进行预防控制; 文献[8]利用功率越限和电压偏移指标来评估系统发生连锁故障的风险, 基于发电机功率调控和负荷削减策略最优化系统的潮流分布, 达到预防控制的目的; 文献[9]分析连锁故障的多阶段演化特征, 考虑负载和母线电压对系统的影响, 提出基于不完全信息多阶段对策的电网连锁故障防御模型, 采取紧急控制措施抑制连锁故障的发展。上述研究工作都单纯地从预防控制或紧急控制的角度来考虑对连锁故障的防御, 未考虑两者之间的协调

互补特性。在时空协调的大停电防御框架下, 预防控制与紧急控制在安全性和经济性方面具有较大的协调潜力, 而现阶段的协调控制研究集中于暂态稳定和电压稳定方面^[10-14], 鲜有关于连锁故障的研究。因此, 亟需开展防御电网连锁故障的预防-紧急协调控制研究。目前仅有文献[15]提出了初步的基于风险评估的连锁故障协调控制模型, 并研究了阻断控制位置的选择方法及其对控制效果的影响, 但模型相对比较简单, 未考虑调度人员对连锁故障后果的可承受度, 在阻断控制过程中忽视了发电机的可调度潜力, 且基于典型故障链的风险分析方法难以反映连锁故障的实际发展态势, 阻断位置的选择方法难以满足对连锁故障的防御要求。

基于上述研究背景, 本文考虑预防控制、紧急控制在连锁故障防御方面的互补特性, 以连锁故障的仿真数据样本为基础, 建立基于预防-紧急协调控制的大电网连锁故障防御模型。从连锁故障发展过程、各阶段时间特性分析出发, 考虑各控制手段的时间要求, 充分发挥紧急控制阶段的发电机可调度潜力, 同时兼顾调度人员对连锁故障后果可承受度约束、经济性最优的目标, 实现对连锁故障的全过程防御。

1 连锁故障演化模型

1.1 连锁故障发展机理分析

从发展机理方面考虑, 连锁故障主要划分为过载主导型、结构主导型、配合主导型3类, 这3类连锁故障的机理各自具备典型特征。从源发故障到引发大停电事故所需时间角度考虑, 结构主导型连锁故障在极短的时间内发生大量关键元件退出运行, 造成电网结构性破坏、大规模系统解列; 配合主导型连锁故障由于继电保护装置的可靠性、整定错误或不合理问题的存在, 其蔓延过程亦相对较快。这两者由于时间尺度较短, 防御过程困难, 需配合完备的安

收稿日期: 2019-05-10; 修回日期: 2019-08-29

基金项目: 国家自然科学基金资助项目(51277135)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(51277135)

全稳控策略,并要求区域电网具备源-网-荷高效协调的能力。本文主要针对过载主导型连锁故障研究防御策略,发展过程如下:在连锁故障的源发阶段,受设备老化、恶劣气候、大负荷方式运行等因素影响,单一元件发生不可预测故障,故障元件的停运使电网结构、运行状态发生改变;在蔓延阶段,停运元件造成的潮流转移改变电网中的潮流分布,导致部分正常运行的元件处于重载或过载运行状态并引起热稳定越限;连锁故障后期,随着电网供电能力的逐渐削减,并考虑隐性故障的推波助澜作用,大量元件设备退出运行,系统发生解列,造成大规模负荷损失。

1.2 线路运行可靠性模型

1.2.1 线路停运概率

线路运行可靠性模型^[16]改变了传统研究中线路故障率采用长期统计值或平稳状态概率的不足,综合考虑系统实时运行状态和隐性故障的影响,采用式(1)所示分段函数对线路的开断概率 p 进行量化。

$$p = \begin{cases} p_0 & F \leq f_{\text{limit}} \\ e^{\frac{\ln(1+p_1-p_0)}{f_{\text{max}}-f_{\text{limit}}}(F-f_{\text{limit}})} - (1-p_0) & f_{\text{limit}} < F < f_{\text{max}} \\ p_1 & F \geq f_{\text{max}} \end{cases} \quad (1)$$

其中, F 为线路实时潮流; f_{limit} 为线路正常运行时潮流限值; f_{max} 为线路运行的潮流限值; p_0 为隐性故障概率; p_1 为线路潮流超过极限值时线路开断的概率。

1.2.2 线路开断时间

对于过载主导型连锁故障而言,线路的停运模式主要由过负荷的累积作用导致。热动态平衡在过负荷累积过程中起主导作用,当线路潮流低于其潮流极限值时,输电线路中的热累积和热损耗保持平衡;当线路潮流超过其潮流极限值时,热量将在输电线路中持续累积并最终导致过负荷保护动作。文献[17]综合考虑线路初始潮流和过负荷程度对保护动作时间的影响,采用式(2)计算线路的开断时间 $t_{\text{tr},i}$ 。

$$t_{\text{tr},i} = T_{\text{th}} \ln [(F_i^2 - F_{i,\text{op}}^2) / (F_i^2 - F_{i,\text{max}}^2)] \quad (2)$$

其中, F_i 为过载线路 i 的潮流值; $F_{i,\text{op}}$ 为前阶段线路 i 的潮流值; $F_{i,\text{max}}$ 为线路 i 的潮流极限值; T_{th} 与输电线路类型和环境因素有关,本文假设系统采用统一输电线路,取 $T_{\text{th}} = 450 \text{ s}$ ^[18]。

1.3 连锁故障模拟

连锁故障的发展机理复杂,目前仍缺乏成熟高效的仿真模型。需指出的是,改进连锁故障模型不是本文的侧重点,因此本文基于运行可靠性模型、直流潮流模型,结合继电保护装置隐性故障的推动作用,对连锁故障进行模拟,详细过程可见文献[19]。

为了提高连锁故障模拟效率,本文选择与系统中其他线路关联程度大的线路具有较高的优先级,将其故障作为初始故障。线路间的关联程度 $A^{[7]}$ 为:

$$A = D_1 D_2 = \left| F_i / f_{i,\text{limit}} \right| \sum_{j=1}^T (\Delta F_j / \Delta F_i)^{2m_1} \quad (3)$$

其中, D_1 为线路负载率; D_2 为单位功率变化对其他线路的影响; T 为 F_i 发生变化后系统中发生功率变化的线路数; ΔF_i 、 ΔF_j 分别为线路 i 、 j 的功率变化量;指数项 $2m_1$ 是为了放大其他线路受影响的程度,通常取 $m_1 = 1$ 。

2 连锁故障的预防-紧急协调控制模型

2.1 预防-紧急协调控制的可行性分析

预防控制和紧急控制作为保障电网安全稳定运行的重要手段,具有很强的互补特性。图1为过载主导型连锁故障引发大停电的流程,该连锁故障过程中存在可防御的慢过程。因此,在源发性故障发生前采取预防控制措施,通过发电机优化调度可以有效地降低后续故障的紧急控制量;在潮流转移造成线路过载阶段,在可调度时间内充分发挥发电机的可调度潜力,并配合必要的切机/切负荷手段,这将有效弥补预防控制的不足,实现两者在安全控制能力和控制成本方面的优势互补。

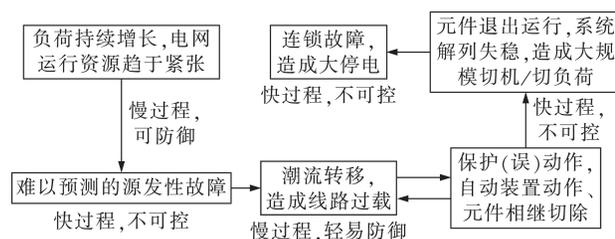


图1 大停电事故流程

Fig.1 Process of large-scale blackout

2.2 预防-紧急协调控制模型

2.2.1 协调控制框架

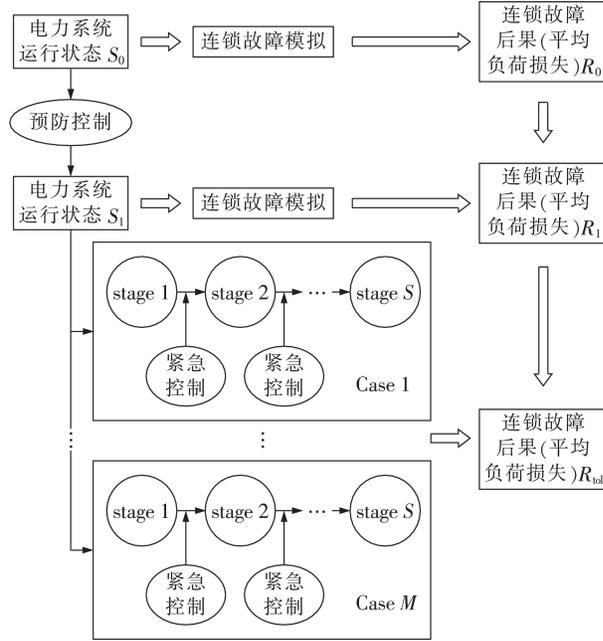
连锁故障发展过程中,由于潮流转移、线路过载、保护动作等因素的交互作用,输电线路会相继退出运行,严重时发生系统解列,造成大规模的负荷损失。本文从负荷损失方面表征连锁故障的后果严重度,负荷损失主要来源于系统解列后的孤岛功率平衡和孤岛最优调度。连锁故障后果严重度指标 R 用平均负荷损失表示,如式(4)所示。

$$R = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N L_{\text{loss},i} \quad (4)$$

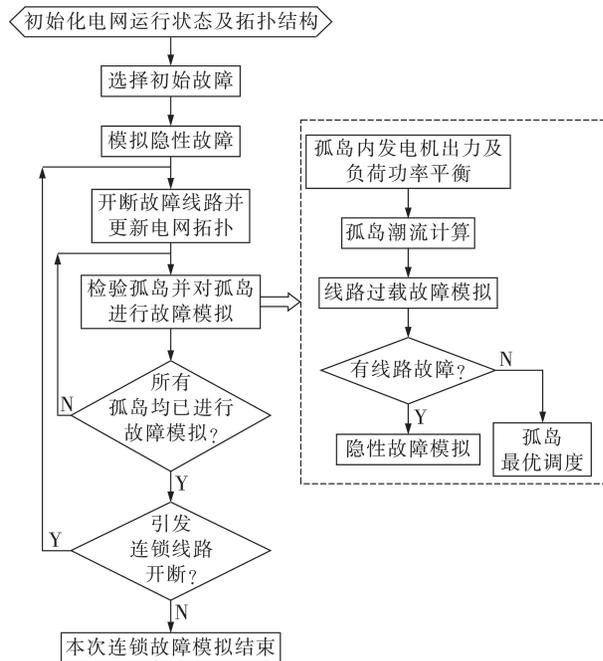
其中, N 为连锁故障模拟次数; $L_{\text{loss},i}$ 为第 i 次连锁故障造成的负荷损失。

基于预防控制和紧急控制措施在大停电事故中生效的时间顺序,并考虑电网运行调度人员对连锁故障后果的可承受度,构建如图2(a)所示的连锁故障协调控制框架,其中连锁故障模拟流程如图2(b)所示。假设运行调度人员对连锁故障后果的可承受度为 R_{tol} ,则在连锁故障发生之前,通过采取预防控

制措施将系统由初始运行状态 S_0 调整为运行状态 S_1 , 对应的连锁故障后果严重度指标 R_0 降低到 R_1 ; 当源发故障发生后, 在连锁故障的阶段之间采取紧急控制措施以抑制故障的蔓延, 将连锁故障的后果严重度控制在可承受度 R_{tol} 以下。



(a) 协调控制框架



(b) 连锁故障模拟流程图

图2 协调控制框架

Fig.2 Framework of coordinated control

2.2.2 协调控制成本

考虑连锁故障发展过程中存在的不确定性因素, 本文定义协调控制的总成本为预防控制成本与紧急控制的概率加权期望成本之和。

在预防控制过程中, 本文以发电机的有功功率

作为控制手段来减轻连锁故障后果, 则预防控制的成本 C_{pre} 可由式(5)计算。

$$C_{pre} = \sum_{i=1}^{N_{G,ad}} (c_{1i} |\Delta P_{Gi}^{up}| + c_{2i} |\Delta P_{Gi}^{down}|) \quad (5)$$

其中, $N_{G,ad}$ 为参与调速的发电机数量; c_{1i} 、 c_{2i} 分别为发电机 i 上调和下调单位有功功率的成本系数; ΔP_{Gi}^{up} 、 ΔP_{Gi}^{down} 分别为发电机 i 上调、下调的有功功率。

在紧急控制过程中, 本文以发电机有功功率调整并配合切机/切负荷措施作为控制手段来减轻连锁故障后果, 则紧急控制的概率加权期望成本 C_{em} 为:

$$C_{em} = \left[\sum_{j=1}^{N_L} \sum_{k=1}^{N_{Fj}} p_{jk} (C_{G,ad} + C_{G,tr} + C_{D,tr}) \right] / N \quad (6)$$

其中, N_L 为被选作初始故障线路的线路数量; N_{Fj} 为线路 j 作为初始故障线路时的连锁故障路径数量; p_{jk} 为连锁故障发生的概率, 见式(7); $C_{G,ad}$ 、 $C_{G,tr}$ 、 $C_{D,tr}$ 分别为发电机的调速成本、切机成本、切负荷成本, 分别见式(8)~(10)。

$$p_{jk} = p_1 \prod_{i=2}^{S_k} p_i \quad (7)$$

$$C_{G,ad} = \sum_{i=1}^{N_{G,ad}} (c_{1i} |\Delta P_{Gi}^{up}| + c_{2i} |\Delta P_{Gi}^{down}|) \quad (8)$$

$$C_{G,tr} = \sum_{i=1}^{N_{G,tr}} c_{3i} |\Delta P_{Gi}^{tr}| \quad (9)$$

$$C_{D,tr} = \sum_{j=1}^{N_{D,tr}} c_{4j} |\Delta P_{Dj}^{tr}| \quad (10)$$

其中, p_i 为 $t-1$ 重故障发生条件下当前故障的概率; S_k 为故障重数; $N_{G,tr}$ 为参与切机的发电机数量; ΔP_{Gi}^{tr} 为发电机 i 切除的有功功率; c_{3i} 为发电机 i 单位功率的切机成本; $N_{D,tr}$ 为参与切负荷的负荷数量; ΔP_{Dj}^{tr} 为负荷 j 切除的有功功率; c_{4j} 为负荷 j 单位功率的切负荷成本。

2.2.3 协调控制优化模型

协调控制的目标是在保证连锁故障后果满足运行调度人员的可承受度约束的前提下, 使协调控制的成本最低。

(1) 目标函数。

$$\min C = C_{pre} + C_{em} \quad (11)$$

(2) 约束条件。

a. 连锁故障后果约束为:

$$R < R_{tol} \quad (12)$$

b. 预防控制约束为:

$$\sum_{i=1}^{N_G} P_{Gi}^{pre} = \sum_{j=1}^{N_D} P_{Dj}^{pre} \quad (13)$$

$$P_{Gi, \min} \leq P_{Gi}^{pre} \leq P_{Gi, \max} \quad (14)$$

$$|P_{LU}^{pre}| \leq P_{LU}^{\max} \quad (15)$$

其中, 式(13)为预防控制过程中的功率平衡约束,

P_{Gi}^{pre} 、 P_{Dj}^{pre} 分别为预防控制后发电机 i 、负荷 j 的有功功率, N_G 、 N_D 分别为发电机、负荷数量; 式(14)为发电机 i 的出力约束, $P_{Gi,\text{max}}$ 、 $P_{Gi,\text{min}}$ 分别为发电机 i 的出力上、下限; 式(15)为线路 l 的功率极限约束, P_L^{pre} 为预防控制后线路 l 的有功功率, P_L^{max} 为线路 l 的功率极限。

对于紧急控制, 本文考虑发电机的可调度时间因素, 采取 2 种控制方案。定义可调度时间 T_{limit} 为:

$$T_{\text{limit}} = \min \{t_{\text{tr},i}\} \quad i \in U \quad (16)$$

其中, $t_{\text{tr},i}$ 为线路 i 的断开时间; U 为当前阶段的过载线路集合。

若可调度时间充足, 则采取发电机调度配合切负荷手段来抑制连锁故障蔓延, 此时的紧急控制约束如下:

$$\sum_{i=1}^{N_{G,\text{ad}}} P_{Gi}^{\text{em}} = \sum_{j=1}^{N_{D,\text{tr}}} P_{Dj}^{\text{em}} \quad (17)$$

$$P_{Gi,\text{down}} \leq P_{Gi}^{\text{em}} \leq P_{Gi,\text{up}} \quad (18)$$

$$P_{Gi,\text{down}} = \max \{P_{Gi}^{\text{pre}} - T_{\text{limit}} V_{\text{ramp}}, P_{Gi,\text{min}}\} \quad (19)$$

$$P_{Gi,\text{up}} = \min \{P_{Gi}^{\text{pre}} + T_{\text{limit}} V_{\text{ramp}}, P_{Gi,\text{max}}\} \quad (20)$$

$$0 \leq P_{Dj}^{\text{em}} \leq P_{Dj}^{\text{pre}} \quad (21)$$

$$|P_L^{\text{em}}| \leq \gamma P_L^{\text{max}} \quad (22)$$

其中, 式(17)为紧急控制过程中的功率平衡约束, P_{Gi}^{em} 、 P_{Dj}^{em} 分别为紧急控制后发电机 i 、负荷 j 的有功功率; 式(18)为紧急控制过程中发电机出力约束, $P_{Gi,\text{up}}$ 、 $P_{Gi,\text{down}}$ 分别为考虑可调度时间和爬坡速率的发电机 i 的出力上、下限; V_{ramp} 为发电机的爬坡速率; 式(21)为紧急控制后的负荷约束; 式(22)为线路 l 的功率极限约束, P_L^{em} 为紧急控制后线路 l 的有功功率, γ 为控制因子, 反映紧急控制的控制力度。

若可调度时间不足, 则采取切机/切负荷手段来阻止连锁故障的发展, 此时紧急控制约束如下:

$$\sum_{i=1}^{N_{G,\text{tr}}} P_{Gi}^{\text{em}} = \sum_{j=1}^{N_{D,\text{tr}}} P_{Dj}^{\text{em}} \quad (23)$$

$$P_{Gi,\text{min}} \leq P_{Gi}^{\text{em}} \leq P_{Gi,\text{max}} \quad (24)$$

$$0 \leq P_{Dj}^{\text{em}} \leq P_{Dj}^{\text{pre}} \quad (25)$$

$$|P_L^{\text{em}}| \leq \gamma P_L^{\text{max}} \quad (26)$$

其中, 式(23)~(26)分别为紧急控制的功率平衡约束、发电机出力约束、负荷约束和线路功率约束。

3 模型分解及求解方法

3.1 模型分解

2.2 节建立的协调控制模型属于非线性规划问题, 对其直接求解难度较大, 文献[20]研究了暂态稳定领域的预防控制、紧急控制的协调问题并提供了求解思路。本文借鉴其求解思想, 引入协调因子 ρ 在预防控制、紧急控制间搭建桥梁, 将 2.2 节所建立的协调控制问题分解为容易求解的双层模型。上层模型优

化 ρ , 将连锁故障后果约束合理分配给预防控制、紧急控制, 见式(27); 下层模型求解对应协调因子下的预防控制、紧急控制子问题, 分别见式(28)和式(29)。

$$\begin{cases} \min C = C_{\text{pre}} + C_{\text{em}} \\ \text{s.t. } 0 \leq \rho \leq 1 \end{cases} \quad (27)$$

$$\begin{cases} \min C_{\text{pre}} \\ \text{s.t. 式(13)~(15)} \\ R < R_0 - \rho(R_0 - R_{\text{tol}}) \end{cases} \quad (28)$$

$$\begin{cases} \min C_{\text{em}} \\ \text{s.t. 式(17)~(22)或式(23)~(26)} \\ R < R_{\text{tol}} \end{cases} \quad (29)$$

其中, $R < R_0 - \rho(R_0 - R_{\text{tol}})$ 为预防控制阶段的连锁故障后果严重度约束; $R < R_{\text{tol}}$ 为紧急控制阶段的连锁故障后果严重度约束。

3.2 求解方法

本文采用混合方法对 3.1 节所建双层优化模型进行求解。上层模型基于黄金分割算法求解单维协调因子 ρ 的最优值^[11], 在确定搜索区间内迭代选取 2 个“0.618”黄金分割点, 搜索区域在迭代过程中不断缩小并确定最优值; 下层模型的预防控制子问题采用改进粒子群优化算法进行求解, 紧急控制子问题基于 MATLAB 中的 quadprog 函数进行求解。具体算法求解流程见附录 A 中图 A1, 算法步骤如下。

(1) 设定初始迭代次数 $m=1$, 终止判据 $\varepsilon=0.001$, 协调因子的取值上限 $\alpha=0$ 、下限 $\beta=1$ 。

(2) 选取最优分割点 $\rho_1 = \beta - 0.618(\beta - \alpha)$, $\rho_2 = \alpha + 0.618(\beta - \alpha)$ 。

(3) 求解 ρ_1 、 ρ_2 对应的下层优化问题:

a. 基于 ρ 的取值得到预防控制的控制目标, 求解预防控制子问题, 获得预防控制后的系统状态, 并计算预防控制成本 C_{pre} (求解过程见附录 B);

b. 在预防控制的基础上, 求解紧急控制子问题, 计算紧急控制概率加权期望成本 C_{em} (求解过程见附录 C);

c. 计算协调控制总成本 $C = C_{\text{pre}} + C_{\text{em}}$ 。

(4) 基于 C 的大小, 确定当前的最优协调因子 ρ_{best} , 并更新协调因子 ρ 的取值区间 $[\alpha, \beta]$ 。

(5) 判断是否满足终止判据 $|\rho_1 - \rho_2| \leq \varepsilon$, 若满足, 则确定最优协调因子 ρ_{best} 及协调控制总成本最小值, 对应控制变量就是协调控制的最优解; 否则, 进入下一次迭代。

4 算例分析

本文采用 IEEE 39 节点测试系统, 基于 MATLAB 仿真进行算例分析, 仿真过程的相关参数设置见附录 D 中表 D1, 系统线路参数见附录 E 中表 E1, 功率基准值取为 100 MV·A。

4.1 连锁故障模拟及预防控制分析

选定系统的初始运行状态 S_0 , 基于图 2(b) 所示流程对连锁故障进行模拟, 选择非发电机出口支路作为待定初始故障线路, 根据各线路与其他线路间关联度指标 A 的大小决定各支路被选作初始故障线路的概率, 利用轮盘赌算法选择 N 条线路构成初始故障线路集合, 以获得更多的连锁故障演化模式, 提高连锁故障仿真效率。其中各非发电机出口支路的关联度指标 A 的取值如图 3 所示。

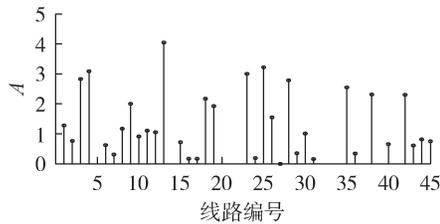


图 3 初始故障线路的关联度指标

Fig.3 Correlation index of initial fault lines

统计分析连锁故障的模拟结果, 系统连锁故障后果严重度指标, 即平均负荷损失为 $R_0=7.87$ p.u.。IEEE 39 节点系统的负荷总量为 61.5 p.u., 平均负荷损失占总负荷的 12.3%, 连锁故障一旦发生, 将造成较大事故(国务院 599 号令规定: 对于负荷总量在 5000~20000 MW 之间的电网, 其减供负荷的占比在 12%~16% 之间的, 事故等级定为较大事故), 基于降低一个事故等级的标准, 确定运行调度人员对连锁故障后果的可承受度 $R_{tol}=4.5$ p.u., 调整系统的运行状态至 S_1 , 预防控制前、后系统的发电机出力见表 1(表中有功功率为标么值), 由于连锁故障模拟过程中的初始故障线路集合是基于关联度指标随机生成的, 可近似认为 S_1 适应不同初始故障线路集合下的连锁故障发展过程。图 4 为预防控制前、后系统负荷损失(标么值)的累积概率分布曲线(对数坐标系)。由图可见, 在施加预防控制后, 系统连锁故障后果严重度的累积概率分布曲线明显下降, 表明在源发故障引起连锁故障之前, 通过合理调度发电机的出力值, 改善系统中的功率分配关系, 可以有效地

表 1 发电机出力

Table 1 Output of generators

运行状态	机组	有功功率	运行状态	机组	有功功率
S_0	G_1	2.50	S_1	G_1	2.36
	G_2	5.30		G_2	7.57
	G_3	6.50		G_3	4.79
	G_4	6.32		G_4	6.38
	G_5	5.08		G_5	5.07
	G_6	6.50		G_6	5.77
	G_7	5.60		G_7	5.47
	G_8	5.40		G_8	5.45
	G_9	8.30		G_9	8.36
	G_{10}	10.00		G_{10}	10.28

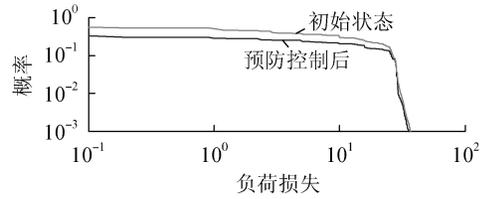


图 4 连锁故障后果严重度的累积概率分布曲线

Fig.4 Cumulative probability distribution curve of cascading failure consequence severity

降低连锁故障的负荷损失, 验证了预防控制在减轻连锁故障后果方面的有效性。

4.2 连锁故障紧急控制分析

基于式(2)计算连锁故障发展过程中各线路的开断时间, 针对特定的故障阶段, 选取最小的线路开断时间作为当前阶段的可调度时间, 综合发电机调度和切机/切负荷措施, 实现对连锁故障传播的抑制。系统的运行状态为 S_0 , 运行调度人员对故障后果的可承受度为 $R_{tol}=4.5$ p.u., 基于同一目标的不同控制手段的成本见表 2, 可见通过引入发电机调度过程, 紧急控制成本将大幅降低。

表 2 紧急控制成本比较

Table 2 Comparison of emergency control cost

紧急控制手段	紧急控制成本/元
切机/切负荷	2919
发电机调度+切机/切负荷	1178

在紧急控制阶段, 本文引入控制因子 γ 表征控制手段的力度, 通过控制因子的自适应改变, 实现紧急控制成本的最小化。控制成本、故障后果严重度与控制因子的关系分别如图 5、图 6 所示(图 6 中 R 为

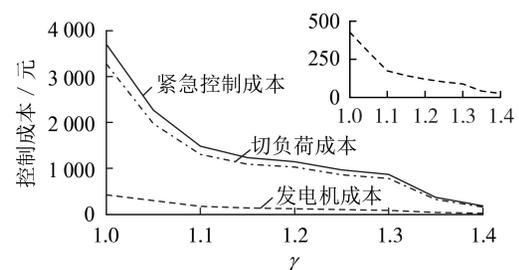


图 5 控制成本与控制因子的关系

Fig.5 Relationship between control cost and control factor

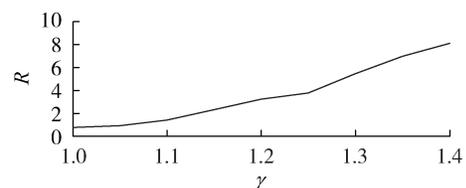


图 6 故障后果严重度与控制因子的关系

Fig.6 Relationship between failure consequence severity and control factor

标么值)。由图 5 可见,随着 γ 的增大(控制力度减小),紧急控制总成本呈现下降趋势;与之相反,图 6 体现了连锁故障的负荷损失随 γ 增大而递增的趋势。紧急控制的效果与控制成本呈现的反比关系,符合实际运行经验,避免了控制效果差而控制成本高的矛盾,验证了紧急控制手段的合理性。

4.3 预防、紧急、协调控制三者间的比较

选取连锁故障后果的可承受度与单独采用预防控制和紧急控制相同,即 $R_{\text{tol}}=4.5$ p.u.,基于 3.2 节的求解步骤对协调控制模型进行求解,迭代过程见图 7。当 $\rho=0.472$ 时,协调控制总成本最低。表 3 比较了单独采用预防控制、紧急控制和协调控制的成本。

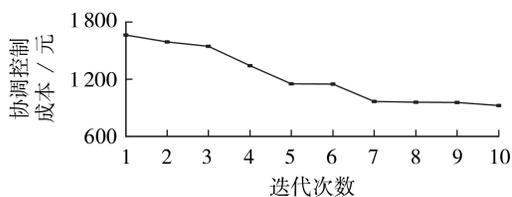


图 7 协调控制的迭代过程

Fig.7 Iteration process of coordinated control

表 3 不同控制策略的成本比较

Table 3 Comparison of cost among different control strategies

控制策略	控制成本/元	控制策略	控制成本/元
预防控制	2723	协调控制	922
紧急控制	1178		

由表 3 可以看出,预防控制的成本最高,紧急控制的成本次之,协调控制的成本最低。这是因为预防控制是提前的,在故障发生前生效,它面向所有可能发生的连锁故障集,但即使故障不发生也会增加额外的运行成本,而且可能在降低部分连锁故障模式的后果时,增加其他故障模式的后果,存在一定的矛盾性;而紧急控制生效于故障发生后,在故障环节间采取控制措施以抑制连锁故障蔓延,针对性强、矛盾性差,其概率加权期望成本较预防控制有很大的改善;但是连锁故障一旦发生,需要采取较激烈的措施,往往伴随切机/切负荷操作,控制代价仍然较高,协调控制将成本分摊到故障发生前、后,通过发电机优化调度降低了故障发生后的紧急控制压力,事故后的控制措施弥补了预防控制在针对性和矛盾性方面的不足,降低了整体的控制成本。

5 结论

本文基于运行可靠性模型对电网的过载主导型连锁故障进行仿真,并结合其传播机理,考虑连锁故障各阶段的时间特性、防御控制特点,提出基于预防-紧急协调控制的大电网连锁故障防御模型。算例分析结果表明,预防控制通过发电机优化调度可有

效减轻连锁故障后果,但在控制代价受限条件下,其控制能力不足;紧急控制的安控能力强,引入发电机调度过程使控制成本得以降低,但由于切负荷操作的存在仍然产生了较大的控制成本;协调控制在一定程度上实现两者在经济性、安控能力上的优势互补,在故障后果满足约束的条件下,实现经济最优的目标。

本文所提连锁故障后果可承受度的取值在很大程度上依赖于调度人员的运行经验,主观性较强;在面对结构主导型和配合主导型连锁故障时,控制手段略显单一,下一步将研究连锁故障后果可承受度的量化计算方法、拓扑配合优化和隐性故障检修等来应对更加复杂多变的故障模式。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 印永华,郭剑波,赵建军,等. 美加“8.14”大停电事故初步分析及应吸取的教训[J]. 电网技术,2003,27(10):8-11,16.
YIN Yonghua, GUO Jianbo, ZHAO Jianjun, et al. Preliminary analysis of large scale blackout in interconnected North America Power Grid on August 14 and lessons to be drawn[J]. Power System Technology, 2003, 27(10): 8-11, 16.
- [2] 鄢发齐,黄子平,唐瑛. 华中电网“7.30”事故分析[J]. 电力自动化设备,2001,21(9):61-62.
YAN Faqi, HUANG Ziping, TANG Ying. Analysis of a contingency of Center China Power Network[J]. Electric Power Automation Equipment, 2001, 21(9): 61-62.
- [3] DOBSON I, CARRERAS B A, LYNCH V E, et al. An initial model for complex dynamics in electric power system blackouts[C]//Proceedings of the 34th Annual Hawaii International Conference on System Sciences. Maui, HI, USA: IEEE, 2001: 51.
- [4] NEDIC D P, DOBSON I, KIRSCHEN D S, et al. Criticality in a cascading failure blackout model[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2006, 28(9): 627-633.
- [5] WATTS D J, STROGATZ S H. Collective dynamics of ‘small-world’ networks[J]. Nature, 1998, 393(6684): 440-442.
- [6] 王韶,刘沛铮,董光德,等. 基于复杂网络理论计及校正控制的电力系统连锁故障模型[J]. 电力自动化设备,2016,36(9): 162-168.
WANG Shao, LIU Peizheng, DONG Guangde, et al. Power system cascading failure model based on complex network theory, with consideration of corrective control[J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(9): 162-168.
- [7] 付蓉,蒋国平,王保云. 计及系统连锁故障风险的电网预防控制[J]. 电力系统保护与控制,2011,39(3):12-17.
FU Rong, JIANG Guoping, WANG Baoyun. A preventive control strategy for power grid considering system cascading failure risk[J]. Power System Protection and Control, 2011, 39(3): 12-17.
- [8] 苏鹏. 大电网连锁故障风险评估与预防控制研究[D]. 哈尔滨:哈尔滨工业大学,2014.
SU Peng. Research on risk assessment and preventive control of cascading failures in the large power grid[D]. Harbin: Harbin Institute of Technology, 2014.
- [9] 刘文颖,王佳明,谢昶,等. 基于不完全信息多阶段对策的复杂电网连锁故障防御模型[J]. 电网技术,2013,37(4): 1005-

1011.
LIU Wenying, WANG Jiaming, XIE Chang, et al. A model to defense cascading failures in complex power grid based on multistage games with incomplete information[J]. Power System Technology, 2013, 37(4):1005-1011.
- [10] 薛禹胜. 时空协调的大停电防御框架:(三)各道防线内部的优化和不同防线之间的协调[J]. 电力系统自动化, 2006, 30(3): 1-10, 106.
XUE Yusheng. Space-time cooperative framework for defending blackouts part III optimization and coordination of defense-lines[J]. Automation of Electric Power Systems, 2006, 30(3): 1-10, 106.
- [11] 汪震, 宋晓喆, 杨正清, 等. 考虑暂态安全的预防-紧急协调控制问题研究[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(34): 6159-6166.
WANG Zhen, SONG Xiaozhe, YANG Zhengqing, et al. A coordinated preventive and emergency control considering system transient security[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(34): 6159-6166.
- [12] 徐箭, 陈允平. 基于动态安全域的电力系统暂态稳定预防控制、紧急控制及其协调[J]. 电力自动化设备, 2009, 29(8): 1-7.
XU Jian, CHEN Yunping. Coordination between preventive control and emergency control for transient stability of power system based on dynamic security region[J]. Electric Power Automation Equipment, 2009, 29(8): 1-7.
- [13] TAKEHARA A, TANAKA Y, IWAMOTO S. Voltage stability preventive and emergency-preventive control using VIPI sensitivity[J]. Electrical Engineering in Japan, 2003, 143(4): 22-30.
- [14] VOROPAI N I, KURBATSKY V G, TOMIN N V, et al. Preventive and emergency control of intelligent power systems[C]// 2012 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe). Berlin, Germany: IEEE, 2012: 1-7.
- [15] 丁明, 钱宇骋, 张晶晶, 等. 基于风险评估的电力系统连锁故障协调控制模型[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(7): 1-8.
DING Ming, QIAN Yucheng, ZHANG Jingjing, et al. Coordinated control model of power system cascading failures based on risk assessment[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(7): 1-8.
- [16] 邹欣, 程林, 孙元章. 基于线路运行可靠性模型的电力系统连锁故障概率评估[J]. 电力系统自动化, 2011, 35(13): 7-11, 71.
ZOU Xin, CHENG Lin, SUN Yuanzhang. Cascading failure probabilistic assessment of power systems based on operational reliability model for transmission lines[J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(13): 7-11, 71.
- [17] ZOCHOLL S E, BENMOUYAL G. On the protection of thermal processes[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2005, 20(2): 1240-1246.
- [18] ATHARI M H, WANG Z F. Impacts of wind power uncertainty on grid vulnerability to cascading overload failures[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2018, 9(1): 128-137.
- [19] LUO C, YANG J, TANG Y F, et al. Chance constraint based risk-aware optimal power flow for cascading failure prevention [C]// 2016 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D). Dallas, TX, USA: IEEE, 2016: 1-5.
- [20] 薛禹胜. 暂态稳定预防控制和紧急控制的协调[J]. 电力系统自动化, 2002, 26(4): 1-4, 9.
XUE Yusheng. Coordinations of preventive control and emergency control for transient stability[J]. Automation of Electric Power Systems, 2002, 26(4): 1-4, 9.

作者简介:



姜盛波

姜盛波(1994—),男,山东潍坊人,硕士研究生,主要研究方向为电力系统运行与控制(E-mail: 1069985627@qq.com);

杨军(1977—),男,湖北武汉人,教授,博士,通信作者,主要研究方向为电力系统运行与控制、继电保护、智能电网(E-mail: JYang@whu.edu.cn)。

(编辑 陆丹)

Defense strategy against large power grid cascading failure based on coordinated preventive-emergency control

JIANG Shengbo¹, YANG Jun¹, WANG Jianxiong², YUAN Wen², XIE Peiyuan², LUO Chao¹, SUN Yuanzhang¹

(1. School of Electrical Engineering and Automation, Wuhan University, Wuhan 430072, China;

2. State Grid Hunan Electric Power Company, Changsha 410000, China)

Abstract: With the increasing complexity of power grid structure and operation mode, the probability of large-scale blackout caused by source fault increases. Based on the analysis of the propagation mechanism and time characteristics of overload-dominated cascading failure, and taking into account the dispatcher's acceptability to the cascading failure consequences, a defense strategy against large power grid cascading failure based on coordinated preventive-emergency control is established. The coordination factor is introduced to decompose the control pressure into the periods before and after cascading failures. The initial operation state of the system is optimized by preventive control, and the emergency control is combined with necessary means of generator tripping and load cutting on the basis of considering the dispatch potential of generators, so that the cascading failure spread is suppressed. The analysis results of IEEE 39-bus system demonstrate that the proposed coordinated control model can take full advantage of the complementary characteristics of preventive control and emergency control and take into account the tolerance consequence constraint and economic requirements, so as to defend cascading failures in the whole process.

Key words: large power grid; cascading failure; overload-dominated cascading failure; preventive control; emergency control; coordinated control

附录 A

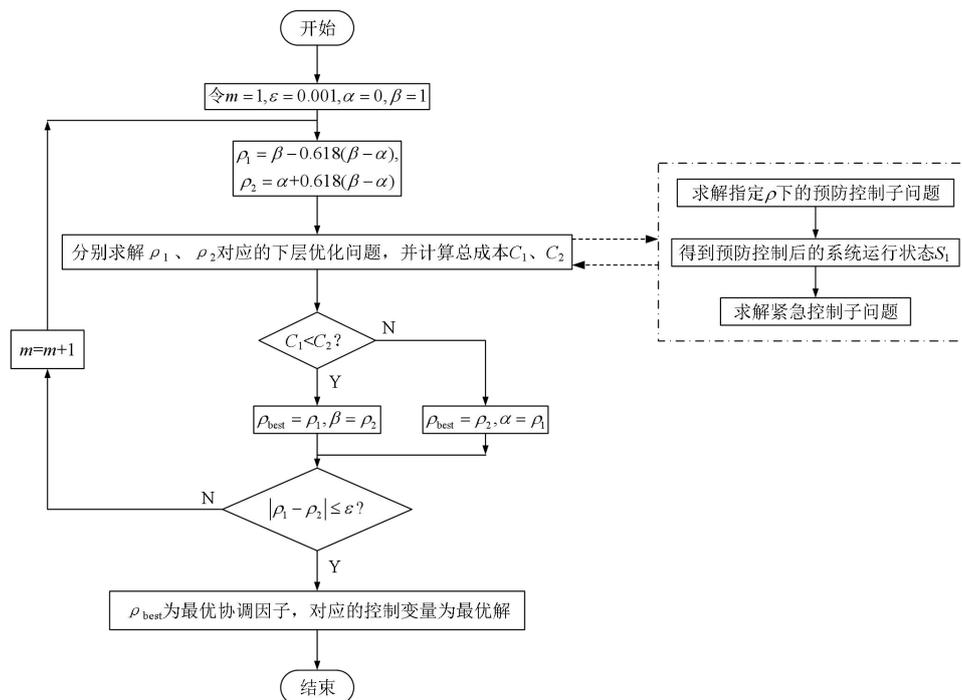


图 A1 协调控制的求解流程图
Fig.A1 Flowchart of solving coordinated control

附录 B

求解预防控制的步骤如下（输入为协调控制因子 ρ 和连锁故障后果严重度约束 R_{tol} ，输出为发电机出力 \mathbf{P}_G 和预防控制成本 C_{pre} ）：

(1) 初始化粒子群的位置 $\mathbf{X}=[x_1, x_2, \dots, x_i, \dots, x_{50}]$ （所有发电机的出力值可视为一个粒子）；

(2) 初始化粒子群的速度 $\mathbf{v}=[v_1, v_2, \dots, v_i, \dots, v_{50}]$ ；

(3) 对于 $1 \leq t \leq I_{\text{iter}}$ （ I_{iter} 为粒子群算法最大迭代次数），计算粒子的适应度值 $f_{\text{fitness}} = M(R - \rho R_{\text{tol}}) + C_{\text{pre}}$ （其中 $M = \begin{cases} 0 & R \leq \rho R_{\text{tol}} \\ 10000 & R > \rho R_{\text{tol}} \end{cases}$ ），并分别更新粒子的位置和速度 $x_i(t+1) = x_i(t) + v_i(t+1)$ 、 $v_i(t+1) = wv_i(t) + c_1r_1(x_{i,p} - x_i(t)) + c_2r_2(x_g - x_i(t))$ ；

(4) 保存适应度值最小的粒子，输出 \mathbf{P}_G 并按照式 (5) 计算预防控制成本 C_{pre} 。

基于粒子群优化算法求解预防控制子问题，当进行适应度函数计算时， $M(R - \rho R_{\text{tol}})$ 为约束 $R < R_0 - \rho(R_0 - R_{\text{tol}})$ 不满足时的惩罚项， R 值的计算依赖于连锁故障模拟较为耗时，采用并行计算（MATLAB 中的 parfor 函数）降低计算成本。

附录 C

求解紧急控制的步骤如下（输入为连锁故障后果严重度约束 R_{tol} 和预防控制得到的发电机出力 \mathbf{P}_G ，输出为紧急控制成本 C_{em} ）：

- (1) 设定协调控制因子 $\gamma = 1.4$ ；
- (2) 考虑紧急控制过程中的连锁故障模拟，得到 N 条事故链；
- (3) 计算平均负荷损失 R 和各条事故链发生的概率 p_{jk} ；
- (4) 按一定步长调整协调控制因子 $\gamma = \gamma - 0.02$ ；
- (5) 重复步骤 (2) — (4)，直至 $R < R_{\text{tol}}$ ；
- (6) 按照式 (6) 计算紧急控制成本 C_{em} 。

考虑紧急控制的连锁故障模拟是在连锁故障发展的环节之间施加紧急控制，即求解如下优化问题：

$$\begin{cases} \min \sum_{i=1}^{N_G} |\Delta P_{G,i}| + K \sum_{j=1}^{N_D} |\Delta P_{D,j}| \\ \text{s.t. 式(17)—(22)或式(23)—(25)} \end{cases}$$

其中， N_G 为参与调整的发电机数目； $\Delta P_{G,i} = P_{G,i}^0 - P_{G,i}^{\text{em}}$ 为发电机出力调整量； N_D 为参与切负荷的负荷数目； $\Delta P_{D,j} = P_{D,j}^0 - P_{D,j}^{\text{em}}$ 为负荷切除量； K 为惩罚系数，用于保证优先调整发电机出力。

对目标函数 $\min \sum_{i=1}^{N_G} |\Delta P_{G,i}| + K \sum_{j=1}^{N_D} |\Delta P_{D,j}|$ 进行如下近似变换：

$$\min \sum_{i=1}^{N_G} \Delta P_{G,i}^2 + K \sum_{j=1}^{N_D} \Delta P_{D,j}^2$$

将上式展开并去掉常数项得到 $\min \sum_{i=1}^{N_G} (P_{G,i}^{\text{em}})^2 - \sum_{i=1}^{N_G} 2P_{G,i}^0 P_{G,i}^{\text{em}} + \sum_{i=1}^{N_G} (P_{G,i}^0)^2 - K \sum_{j=1}^{N_D} P_{D,j}^{\text{em}}$ ，则优化问题变为如下形式：

$$\begin{cases} \min \frac{1}{2} \mathbf{x}^T \mathbf{H} \mathbf{x} + \mathbf{f}^T \mathbf{x} \\ \text{s.t. } \mathbf{A} \mathbf{x} \leq \mathbf{b} \\ \mathbf{A}_{\text{eq}} \mathbf{x} = \mathbf{b}_{\text{eq}} \\ \mathbf{lb} \leq \mathbf{x} \leq \mathbf{ub} \end{cases}$$

该问题可直接调用 MATLAB 函数 `quadprog` 进行求解。

附录 D

表 D1 仿真参数

Table D1 Simulation parameters

参数	符号	数值
隐性故障概率	p_0	0.1%
线路超极限值开断概率	p_1	1
连锁故障模拟次数	N	1000
发电机上调成本系数	c_1	5 元/MW
发电机下调成本系数	c_2	5 元/MW
切机成本系数	c_3	100 元/MW
切负荷成本系数	c_4	1000 元/MW
发电机爬坡速率	V_{ramp}	$0.1 \times P_{G,\text{max}}/\text{min}$
紧急控制因子	γ	[1, 1.4]

附录 E

表 E1 IEEE 39 节点系统的线路参数
Table E1 Line parameters of IEEE 39-bus system

线路编号	起始节点	末端节点	f_{limit}	f_{max}	$P_{\text{line}}^{\text{max}}$	线路编号	起始节点	末端节点	f_{limit}	f_{max}	$P_{\text{line}}^{\text{max}}$
1	1	2	4.80	6.72	4.80	24	14	15	4.80	6.72	4.80
2	1	39	8.00	11.20	8.00	25	15	16	4.80	6.72	4.80
3	2	3	4.00	5.60	4.00	26	16	17	4.80	6.72	4.80
4	2	25	4.00	5.60	4.00	27	16	19	4.80	6.72	4.80
5	2	30	7.20	10.08	7.20	28	16	21	4.80	6.72	4.80
6	3	4	4.00	5.60	4.00	29	16	24	4.80	6.72	4.80
7	3	18	4.00	5.60	4.00	30	17	18	4.80	6.72	4.80
8	4	5	4.80	6.72	4.80	31	17	27	4.80	6.72	4.80
9	4	14	4.00	5.60	4.00	32	19	20	7.20	10.08	7.20
10	5	6	9.60	13.44	9.60	33	19	33	7.20	10.08	7.20
11	5	8	7.20	10.08	7.20	34	20	34	7.20	10.08	7.20
12	6	7	7.20	10.08	7.20	35	21	22	7.20	10.08	7.20
13	6	11	3.84	5.38	3.84	36	22	23	4.80	6.72	4.80
14	6	31	14.40	20.16	14.40	37	22	35	7.20	10.08	7.20
15	7	8	7.20	10.08	7.20	38	23	24	4.80	6.72	4.80
16	8	9	7.20	10.08	7.20	39	23	36	7.20	10.08	7.20
17	9	39	7.20	10.08	7.20	40	25	26	4.80	6.72	4.80
18	10	11	4.80	6.72	4.80	41	25	37	7.20	10.08	7.20
19	10	13	4.80	6.72	4.80	42	26	27	4.80	6.72	4.80
20	10	32	7.20	18.00	7.20	43	26	28	4.80	6.72	4.80
21	12	11	4.00	5.60	4.00	44	26	29	4.80	6.72	4.80
22	12	13	4.00	5.60	4.00	45	28	29	4.80	6.72	4.80
23	13	14	4.80	6.72	4.80	46	29	38	9.60	13.44	9.60

注：表中数据为标么值。