

考虑场景时序相关性的输电扩展规划

董吉哲¹,王淮冬¹,鲁宇²,曹建设¹,马英浩³

(1. 长春工业大学 电气与电子工程学院,吉林 长春 130012;

2. 国网吉林省电力有限公司,吉林 长春 130022;3. 合肥工业大学 电气与自动化工程学院,安徽 合肥 230009)

摘要:针对新型电力系统不确定性显著增加的问题,提出一种考虑场景时序相关性的输电扩展规划模型。采用场景的时间序列表征不确定性,考虑火电机组时序约束,模拟电力系统未来运行。为更加聚焦规划方案的选择,采用分层目标函数分离投资成本和运行成本。为降低模型的计算复杂性,提出循环优化建模方法来求解模型。将所提模型和非时序规划模型应用于Garver's 6节点系统、IEEE 24节点系统和我国西北38节点系统进行比较,结果表明,所提模型可得出更接近实际运行的规划结果。

关键词:输电扩展规划;场景时序相关性;分层目标;循环优化;非时序规划模型

中图分类号:TM715

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202405006

0 引言

可再生能源和柔性负荷并网对新型电力系统提出了新的要求^[1-2],并给系统规划带来了较大影响^[3]。为适应新型电力系统规划的要求,亟需研究能应对发电或负荷场景不确定性的输电扩展规划(transmission expansion planning,TEP)方法。

在现有研究中,随机规划和鲁棒规划是解决输电扩展规划中不确定性问题的2种主要手段。例如:文献[4]聚焦于负荷需求的不确定性,建立随机输电网优化规划模型;文献[5-6]针对新能源出力不确定性的问题,构建以新能源不确定性为随机变量的随机规划模型。虽然不确定量的选择存在差异,但上述文献所建立的随机输电扩展规划(stochastic transmission expansion planning,Sto-TEP)模型的理论基础均为随机规划的一个重要分支——两阶段随机规划^[7]。此外,机会约束规划作为随机规划的另一个重要分支,也常被应用于输电扩展规划研究^[8]。与两阶段随机规划利用不确定量的全部数据相比,机会约束规划所需数据较少,且在模型中允许不确定量约束小概率越限^[9-10]。近年来也有研究采用鲁棒优化^[11-12]进行输电规划。考虑到鲁棒优化所得结果常过于保守,有一些学者采用分布式鲁棒优化开展输电扩展规划研究^[13-14]。

尽管当前已对输电扩展规划中不确定性的处理开展了大量研究,但这些研究在深入探讨场景时序相关性方面仍显不足,大多集中于单一时间尺度,而缺乏对不同时间尺度相关性的全面考虑。例如:文

献[15]选取连续24h的时序负荷数据作为规划场景,但未考虑源侧机组的时序特性;文献[16]在单个场景中引入机组组合的概念,但未考虑场景间的时序相关性,且这种建模方式会导致计算量激增;文献[17]在鲁棒规划模型中引入机组启停约束,但未考虑连续时间内的机组爬坡约束和最小开关机时间约束,时序建模不完整;文献[18]利用混合时间序列聚类算法来提取代表性场景并捕捉数据的时序相关性,但采用时序聚类方法会使结果产生误差;文献[19]在规划模型中考虑机组时序约束,但仅用于联络线容量规划,而未将其应用于整个输电网规划中。事实上,场景时序相关性在电力系统未来运行中十分重要,传统火电机组无法在时序上跟随新能源、负荷等不确定因素的变化(主要受爬坡及启停的影响),导致电网运行风险增加,因此,有必要在规划模型中充分考虑场景时序相关性。

本文提出一种考虑场景时序相关性的输电扩展规划(chronological transmission expansion planning,Chr-TEP)方法,该方法考虑场景之间的时序相关性,并且通过模拟电力系统未来运行获得最优规划方案。由于贴现率等时间价值因素会对规划结果产生重要影响,本文采用分层目标函数,即模型首要目标为投资成本,次要目标为机组运行成本,以减少该影响。此外,本文利用循环时序建模方式来降低模型的求解复杂度,提高运算速度。最后,通过比较Chr-TEP模型与3种非时序规划模型,即确定性输电扩展规划(deterministic transmission expansion planning,Det-TEP)模型^[20]、两阶段Sto-TEP模型^[21]、机会约束输电扩展规划(chance-constrained transmission expansion planning,Cc-TEP)模型^[22]的规划结果,分析考虑场景时序相关性与不考虑时序相关性方案的差异。

收稿日期:2024-01-28;修回日期:2024-04-30

在线出版日期:2024-05-28

基金项目:吉林省重点研发计划项目(20220203162SF)

Project supported by the Key R&D Plan Program of Jilin Province(20220203162SF)

1 考虑场景时序相关性的输电扩展规划模型

1.1 模型简述

时序模型的关键点是考虑场景之间的时间相关性。本文提出的 Chr-TEP 模型细节如下:

1) 以每小时为一个场景,建立每个场景下的潮流约束,该约束包括节点功率平衡约束、线路容量约束、发电机最大和最小出力约束等;

2) 建立时间相关约束,该约束包括发电机爬坡约束和相邻场景之间的最小开/关时间约束,这些时间约束使得 Chr-TEP 模型不同于 Det-TEP、Sto-TEP 和 Cc-TEP 等非时序模型;

3) 为便于 Chr-TEP 模型的求解,采用循环优化建模方法;

4) 本文暂未考虑风光新能源的不确定性,仅从负荷不确定性的角度开展对比研究,但对风光新能源的研究可以此类推。

1.2 时序输电扩展规划模型的构建

1) 目标函数。

Chr-TEP 模型的首要目标函数为:

$$\min \sum_{l \in L^p} C_l^{\text{line}} z_l \quad (1)$$

式中: L^p 为扩展线路的集合; C_l^{line} 为线路 l 的投资成本; z_l 为线路 l 的规划决策变量。

Chr-TEP 模型的次要目标函数为:

$$\min \sum_{t \in T} \sum_{g \in G} C_g^{\text{prod}} p_{g,t} \quad (2)$$

式中: T 为时刻的集合; G 为发电机的集合; C_g^{prod} 为发电机 g 的发电成本系数; $p_{g,t}$ 为发电机 g 在时刻 t 的有功出力。

常用的商用求解器均可设置双层目标函数。

2) 约束条件。

a) 网络节点功率平衡约束为:

$$\sum_{g \in G_b} p_{g,t} - D_{bt} = \sum_{l \in L_b} \left(p_{lt} + \frac{1}{2} p_{lt}^{\text{loss}} \right) \quad b \in B, t \in T \quad (3)$$

式中: G_b 为节点 b 处发电机的集合; D_{bt} 为时刻 t 节点 b 处的负荷需求; L_b 为与节点 b 相连的线路集合; p_{lt} 为线路 l 在时刻 t 的有功潮流; p_{lt}^{loss} 为线路 l 在时刻 t 的有功潮流损耗; B 为节点的集合。

b) 线路潮流容量约束为:

$$p_{lt} + \frac{1}{2} p_{lt}^{\text{loss}} \leq z_l \bar{P}_l \quad l \in L, t \in T \quad (4)$$

$$-p_{lt} + \frac{1}{2} p_{lt}^{\text{loss}} \leq z_l \bar{P}_l \quad l \in L, t \in T \quad (5)$$

$$-(1-z_l)M \leq \frac{p_{lt}}{b_l} + (\theta_{lt}^+ - \theta_{lt}^-) \leq (1-z_l)M \quad l \in L, t \in T \quad (6)$$

式中: \bar{P}_l 为线路 l 的最大容量; L 为系统中所有线路的集合; M 为值很大的常数; b_l 为线路 l 的电纳; θ_{lt}^+ 、 θ_{lt}^- 为线路相角差的辅助变量。式(4)、(5)为线路 l 潮流

的容量约束;式(6)为线路 l 有功潮流约束。

c) 线路潮流损耗约束为:

$$0 \leq p_{lt}^{\text{loss}} \leq z_l \bar{P}_l \quad l \in L, t \in T \quad (7)$$

$$0 \leq \frac{p_{lt}^{\text{loss}}}{g_l} + \sum_{n \in N} (2n-1) \frac{\theta_{lt}^{\text{max}}}{K} \alpha_{ln} \leq (1-z_l)M \quad (8)$$

$$l \in L, t \in T$$

式中: g_l 为线路 l 的电导; N 为分段块的集合; θ_{lt}^{max} 为线路 l 的最大相角差; K 为分段线性化的分段数; α_{ln} 为线路相角差 θ_{lt} 第 n 个分段块的值。

d) 发电机出力约束为:

$$p_{g,t} = p_{g,t}^{\text{ab}} + u_{g,t} \underline{P}_g \quad g \in G, t \in T \quad (9)$$

$$p_{g,t}^{\text{ab}} \leq \left(\bar{P}_g - \underline{P}_g \right) u_{g,t} - \left(\bar{P}_g - R_g^{\text{su}} \right) u_{g,t}^{\text{su}} \quad (10)$$

$$g \in G, T_g^{\text{on}} = T_g^{\text{off}} = 1, t \in T$$

$$p_{g,t}^{\text{ab}} \leq \left(\bar{P}_g - \underline{P}_g \right) u_{g,t} - \left(\bar{P}_g - R_g^{\text{sd}} \right) u_{g,t}^{\text{sd}} \quad (11)$$

$$g \in G, T_g^{\text{on}} > 1, T_g^{\text{off}} > 1, t \in T_{\text{ex-last}}$$

$$p_{g,t}^{\text{ab}} \leq \left(\bar{P}_g - \underline{P}_g \right) u_{g,t} - \left(\bar{P}_g - R_g^{\text{su}} \right) u_{g,t}^{\text{su}} - \left(\bar{P}_g - R_g^{\text{sd}} \right) u_{g,t+1}^{\text{sd}} \quad (12)$$

$$g \in G, T_g^{\text{on}} > 1, T_g^{\text{off}} > 1, t \in T_{\text{ex-last}}$$

$$p_{g,T}^{\text{ab}} \leq \left(\bar{P}_g - \underline{P}_g \right) u_{g,T} - \left(\bar{P}_g - R_g^{\text{su}} \right) u_{g,T}^{\text{su}} \quad (13)$$

$$g \in G, T_g^{\text{on}} > 1, T_g^{\text{off}} > 1$$

式中: \underline{P}_g 为发电机 g 的出力下限; $p_{g,t}^{\text{ab}}$ 为发电机 g 超过 \underline{P}_g 部分的出力; \bar{P}_g 为发电机 g 的出力上限; $u_{g,t}$ 为发电机的 0-1 状态变量; R_g^{su} 、 R_g^{sd} 分别为发电机 g 的启动爬坡速率和关机下坡速率; $u_{g,t}^{\text{su}}$ 为发电机 g 在时刻 t 的启动状态变量; $u_{g,t+1}^{\text{sd}}$ 为发电机 g 在时刻 $t+1$ 的关机状态变量; T_g^{off} 、 T_g^{on} 分别为发电机 g 的最小关机时间和最小开机时间; $T_{\text{ex-last}}$ 为 T 的子集,表示不包含最后一个时刻的集合。式(9)~(13)中,实际功率 $p_{g,t}$ 由机组出力下限 \underline{P}_g 和高于下限的 $p_{g,t}^{\text{ab}}$ 加和表示。

e) 发电机爬坡约束为:

$$p_{g,t} - p_{g,t-1} \leq R_g^{\text{up}} \quad g \in G, t \geq 2 \quad (14)$$

$$p_{g,t-1} - p_{g,t} \leq R_g^{\text{dn}} \quad g \in G, t \geq 2 \quad (15)$$

式中: R_g^{up} 、 R_g^{dn} 分别为发电机 g 的爬坡速率和下坡速率。式(14)、(15)反映了模型中考虑的时间相关性。

f) 发电机最小开关机约束为:

$$u_{g,t} \geq \sum_{\omega=t-T_g^{\text{on}}+1}^t u_{g,\omega} \quad g \in G, t \geq T_g^{\text{on}} \quad (16)$$

$$1 - u_{g,t} \geq \sum_{\omega=t-T_g^{\text{off}}+1}^t u_{g,\omega} \quad g \in G, t \geq T_g^{\text{off}} \quad (17)$$

式(16)、(17)同样体现了时间相关性。

g) 发电机启停状态逻辑约束为:

$$u_{g,t} - u_{g,t-1} = u_{g,t}^{\text{su}} - u_{g,t}^{\text{sd}} \quad g \in G, t \in T \quad (18)$$

h) 线路相角差约束为:

$$\theta_{li}^+ + \theta_{li}^- = \sum_{n \in N} \alpha_{lni} \quad l \in L, t \in T \quad (19)$$

$$\theta_{li} = \theta_{li}^+ - \theta_{li}^- \quad l \in L, t \in T \quad (20)$$

$$0 \leq \alpha_{lni} \leq \frac{\theta_{li}^{\max}}{K} + (1 - z_{li})M \quad l \in L, t \in T, n \in N \quad (21)$$

$$\theta_{li}^+ \geq 0, \theta_{li}^- \geq 0 \quad l \in L, t \in T \quad (22)$$

2 循环优化建模方法

本文提出一种循环优化建模方法,以解决整个建模周期(8760 h)中 Chr-TEP 模型的计算挑战。循环优化建模方法将 8760 h 的规划周期划分为 365 个连续的循环间隔,每个循环间隔代表一个 24 h 的周期。在每个时间间隔内,考虑发电机的初始运行状态,包括其开关机时间以及前一天的出力数据,将这些数据作为第二天的初始状态,独立求解每个循环间隔的 Chr-TEP 模型。循环周期期间的变量约束为:

$$\tau_{gd} = T_g^{\text{on}} - t_{g,d-1}^{\text{last}}, u_{g,t} = 1, t \leq \tau_{gd} \quad (23)$$

$$u_{gt,d-1}^{\text{last}} = 1, t_{g,d-1}^{\text{last}} < T_g^{\text{on}}, d > 1$$

$$\tau_{gd} = 0 \quad u_{gt,d-1}^{\text{last}} = 1, t_{g,d-1}^{\text{last}} \geq T_g^{\text{on}}, d > 1 \quad (24)$$

$$\tau_{gd} = T_g^{\text{off}} - t_{g,d-1}^{\text{last}}, u_{gt} = 0, t \leq \tau_{gd} \quad (25)$$

$$u_{gt,d-1}^{\text{last}} = 0, t_{g,d-1}^{\text{last}} < T_g^{\text{off}}, d > 1$$

$$\tau_{gd} = 0 \quad u_{gt,d-1}^{\text{last}} = 0, t_{g,d-1}^{\text{last}} \geq T_g^{\text{off}}, d > 1 \quad (26)$$

$$p_{g,d}^{\text{initial}} = p_{g24,d-1} \quad d > 1 \quad (27)$$

式中: τ_{gd} 为发电机 g 在第 d 天必须强制开关机的小时数; $t_{g,d-1}^{\text{last}}$ 为发电机 g 在第 $d-1$ 天最后几小时的开关机小时数; $u_{gt,d-1}^{\text{last}}$ 为发电机 g 在第 $d-1$ 天最后几小时的状态; $p_{g,d}^{\text{initial}}$ 为发电机 g 在第 d 天的初始出力; $p_{g24,d-1}$ 为发电机 g 在第 $d-1$ 天的第 24 小时的出力。

采用这种循环方法的目的在于提高模型求解效率,在可接受的时间内找到优化解决方案。需要说明的是,考虑到电力系统的发电计划安排一般也按日进行,该方法符合系统实际运行情况^[23]。

循环优化建模方法过程如图 1 所示,在每个循环间隔内求解 Chr-TEP 模型。单循环周期内的 Chr-TEP 模型求解流程如图 2 所示。

3 场景时序相关性说明

Det-TEP 模型为确定性模型,未考虑不确定性和场景相关性。Sto-TEP、Cc-TEP 和 Chr-TEP 模型均考虑了输电扩展规划中的负荷不确定性问题,然而,这 3 种模型在处理不确定性以及捕捉电力系统实际运行复杂性能力方面存在不同。

Sto-TEP 模型采用两阶段多场景随机规划理论解决负荷不确定性问题。在数学上,这种规划要求场景不相关,即各场景间不会相互影响^[24],因此,在涉及多场景随机规划的电力系统研究中,通常会假设场景是相互独立的^[25],但实际上无论是可再生能源出力还是负荷,在电力系统规划研究中选择的场

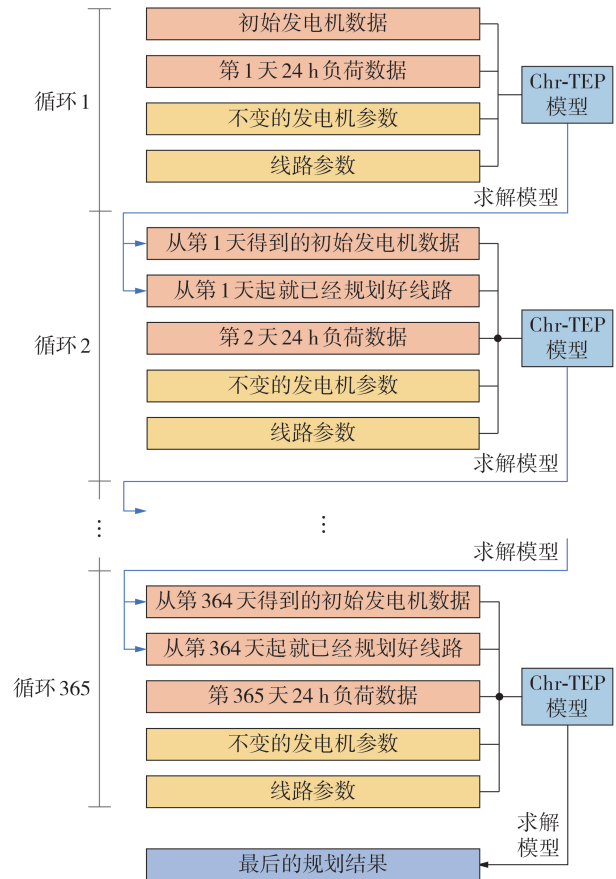


图1 循环优化建模方法过程

Fig.1 Process of loop optimization modeling method

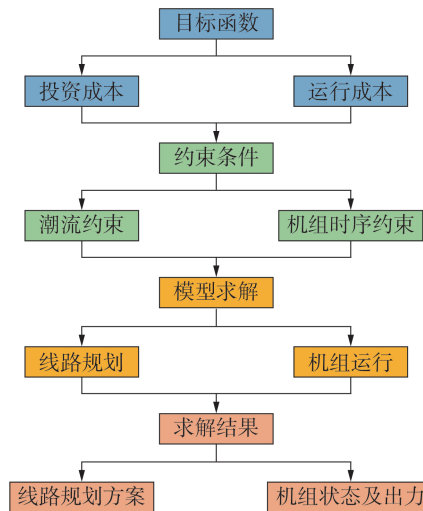


图2 单循环周期内的 Chr-TEP 模型求解流程

Fig.2 Model solving flowchart of Chr-TEP model within single loop

景之间均存在时间相关性,例如,在进行负荷预测时,当前小时的预测负荷受前几小时负荷的影响很大^[26-27]。因此,使用多场景随机规划来建立 Sto-TEP 模型的假设不够充分。此外,为解决大量场景导致的“计算爆炸”问题,多场景随机规划常利用聚类方法来减少场景数,以便在可接受的时间内完成计

算^[28-29],然而,聚类的应用降低了不确定性的不确定性,削弱了规划结果应对未来不确定性的能力。

Cc-TEP模型的数学原理是机会约束规划^[22],通过允许某些约束小概率超限获得更加“宽松”的规划方案。与两阶段多场景随机规划理论类似,当对某个随机变量进行抽取以获得取样值(或称为场景)时,隐含这些取样值满足独立同分布要求的假设,因此,Cc-TEP模型本质上也无法考虑取样值的相关性。

Chr-TEP模型是基于电力系统运行实际进行构建的,所用负荷数据为时序数据,无聚类操作,且通过在模型中构建时间约束考虑场景(负荷)间的时间相关性能更准确地描述电力系统的时间演变过程。

4 算例分析

本文在配备AMD R7 5800H CPU 和16GB RAM的计算机上进行算例测试。使用Python 3.9.15编写程序,求解器采用Gurobi 9.10.0。算例分析中使用的数据及详细计算结果已上传到Github^[30]。

4.1 Garver's 6节点系统

将Chr-TEP、Det-TEP、Sto-TEP以及Cc-TEP模型应用于Garver's 6节点系统^[31],对比分析考虑时序与不考虑时序的规划方案。其中Det-TEP模型以最大负荷进行计算,Sto-TEP模型采用全部场景(不聚类),Cc-TEP模型允许线路容量有10%的概率过载。由于Garver's 6节点系统缺乏详细的每小时负荷数据和部分发电机参数,本文对其进行如下修改:从文献[32]中导入负荷分配比例,生成全年8760h的负荷数据;对于缺少的发电机参数,利用文献[32]中的机组参数,机组容量与Garver's 6节点系统中的机组容量相同。

表1给出了Garver's 6节点系统中不同模型的结果对比。由表可知,4种规划模型产生了3种规划方案。以Chr-TEP模型和Sto-TEP模型为例,其规划方案如图3所示。

表1 Garver's 6节点系统中不同模型的结果对比

Table 1 Results comparison among different models in Garver's 6-bus system

模型	规划线路	线路投资成本 / \$	20 a 运行成本 / \$
Det-TEP	(2-6)×2, 3-5, (4-6)×2	1.40×10^8	1.3333×10^{10}
Sto-TEP	(2-6)×2, 3-5, (4-6)×2	1.40×10^8	1.3333×10^{10}
Cc-TEP	(2-6)×3, (3-5)×2	1.30×10^8	无解
Chr-TEP	2-3, (2-6)×2, 3-5, (4-6)×2	1.60×10^8	1.0427×10^{10}

注：“(2-6)×2”表示2条线路2-6,其他类似。

由图3可知,考虑时序的Chr-TEP模型比Sto-TEP模型多扩展了1条线路。结合Chr-TEP模型第32小时的规划过程说明该线路扩展原因。此时网

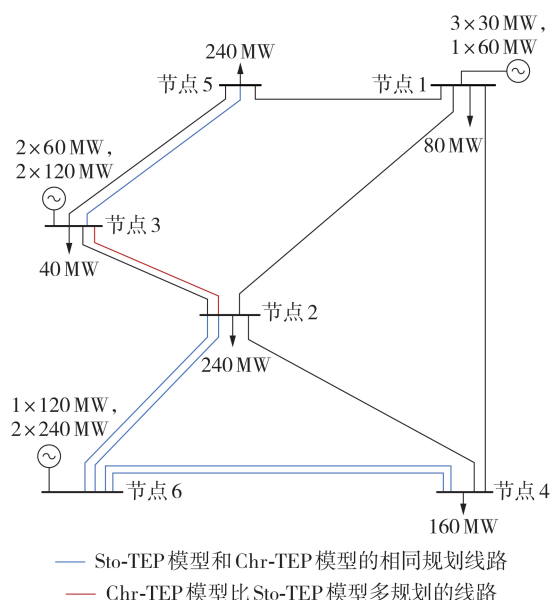


图3 Garver's 6节点系统中Sto-TEP和Chr-TEP模型的规划结果

Fig.3 Planning results of Sto-TEP and Chr-TEP models in Garver's 6-bus system

络拓扑和计算细节如附录A图A1所示,其中节点2的负荷为206.88 MW。在第31小时,节点6上只有第9台120 MW机组处于启动状态,出力为106 MW。在第32小时,需开启第10台240 MW机组,但受启动爬坡能力的影响,第10台机组处于刚开机状态,出力最大为80 MW,此时,由节点6向节点2传输的功率为181.22 MW(不考虑损耗),且节点3向节点2的传输功率已达线路2-3的最大容量,无法满足负荷需求,因此,新规划1条与原线路2-3并行的线路。与之对比,在Sto-TEP模型中,由于不考虑爬坡过程,节点6的240 MW发电机可以最大功率240 MW输出,满足节点2的负荷需求,从而不需新规划线路,这种规划方式并不符合电力系统的实际运行情况。

此外,本文采用各模型所得规划方案并计及发电机和网络约束进行系统运行模拟(时长20 a),设贴现率为0.15,并将各方案发电成本列于表1中。由表可知,由于Cc-TEP模型允许线路以一定概率超限,虽然其所得方案线路投资成本最低,但在未来模拟运行中出现了无法求解的状况,即约束无法得到满足,该规划方案在实际中会导致系统发电计划安排受阻。对于Det-TEP和Sto-TEP模型而言,虽然其长期运行可解,但系统总成本仍存劣势。而对于Chr-TEP模型,由于在规划中考虑的约束较为全面,虽然该模型的投资成本较高,但总体运行成本最低。

为说明本文提出的双层目标函数模型受时间价值因素的影响较小,将贴现率 r 作为变量,分析20 a的规划结果,结果如表2所示。由表可知:当贴现率 r 变化时,单层目标函数模型的线路成本发生改变,

这主要是由于在该模型中 r 所关联的运行成本会随着 r 的变化而发生改变,最终影响模型的最优解;而当采用双层目标函数时,求解优先级为先主要目标函数(投资成本),后次要目标函数(运行成本),即只有当主要目标函数相同时,才继续比较次要目标函数,因此, r 的变化不会对首要目标函数产生影响。

表2 Garver's 6节点系统中贴现率变化对规划结果的影响

Table 2 Impact of discount rate variation on planning results in Garver's 6-bus system

r	目标函数	线路成本 / \$	运行成本 / \$	总成本 / \$
0.09	单层	1.30×10^8	1.3549×10^{10}	1.3679×10^{10}
	双层	1.60×10^8	1.4417×10^{10}	1.4577×10^{10}
0.12	单层	1.60×10^8	1.2107×10^{10}	1.2267×10^{10}
	双层	1.60×10^8	1.2125×10^{10}	1.2285×10^{10}
0.15	单层	1.83×10^8	1.0411×10^{10}	1.0594×10^{10}
	双层	1.60×10^8	1.0427×10^{10}	1.0587×10^{10}

4.2 IEEE 24节点系统

进一步在IEEE 24节点系统中对所提出的Chr-TEP模型进行测试。在该系统中,Sto-TEP模型采用层次聚类算法^[33]来减少场景数量,以简化计算,即将8760个场景聚类为1000个,其他模型参数不变。

各模型所得规划方案、投资成本以及采用该规划方案进行长期运行模拟的运行成本如附录A表A1所示。与表1类似,由于不考虑时序相关约束,虽然Det-TEP等模型的规划方案比Chr-TEP模型的更乐观(即扩展更少的线路),但在总成本方面,Chr-TEP模型的表现更为优异。

此外,通过更改节点7和节点13上机组(即9—14号机组)的参数,分析Chr-TEP模型线路规划决策在原始爬坡率和发电机最小开关机时间方面的变化,结果如图4和图5所示。

由图4可知,随着爬坡率占原始爬坡率比例的降低,系统需要规划更多的线路,当爬坡率变为原始

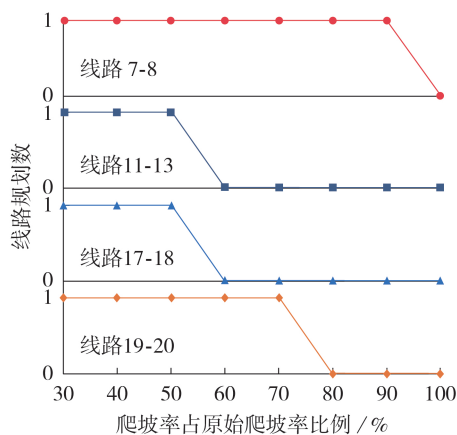


图4 线路规划方案随发电机爬坡率的变化
Fig.4 Variation of line planning scheme with ramping rate of generator

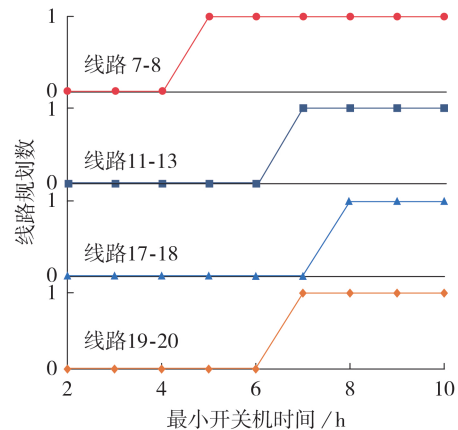


图5 线路规划方案随发电机最小开关机时间的变化
Fig.5 Variation of line planning scheme with minimum on/off time of generator

爬坡率的50%时,4条线路均为需规划状态。由图5可知,随着最小开关机时间的增加,需要规划更多的线路。总结图4和图5可知,若发电机的参数灵活度降低,则系统中需要规划更多的线路。

4.3 中国西北38节点系统

本节在中国西北38节点系统^[34]中测试所提模型,Sto-TEP模型采用与IEEE 24节点系统中相同的聚类算法,将8760个场景聚类为500个,其他参数不变。不同模型的规划结果以及20a的长期运行费用如附录A表A2所示。由表可知:对于该38节点系统,Chr-TEP模型的扩展线路数量多于Det-TEP模型和Cc-TEP模型而少于Sto-TEP模型;综合考虑建设运行成本以及模型鲁棒性,Chr-TEP模型仍表现最优。

5 结论

本文提出一种考虑场景时序相关性的输电扩展规划模型。主要创新工作为:采用场景时间序列来描述不确定性因素,考虑火力发电机组的时间相关约束,使模型更加贴近实际系统运行情况;建立分层目标函数,聚焦投资方案选择,减少了受时间价值因素影响较大的运行成本对规划结果的影响;通过循环优化的建模方式求解模型。

Garver's 6节点、IEEE 24节点和中国西北38节点系统的算例结果表明,与Det-TEP、Sto-TEP和Cc-TEP模型相比,Chr-TEP模型得到了不同的规划方案,且在长期模拟运行中表现更优,这主要是由于Chr-TEP模型是通过模拟系统未来实际运行获得的,因此,该模型能够提高系统应对未来不确定性的能力。

本文的Chr-TEP模型仅考虑了负荷不确定性,未来笔者将尝试将风电、光伏发电等新能源的不确定性也纳入模型中,并采用更加复杂精确的交流潮

流模型来进一步提高所提方法的实用性。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 周步祥,夏海东,臧天磊. 考虑能量梯级利用的园区综合能源系统站网协同规划[J]. 电力自动化设备,2022,42(1):20-27.
ZHOU Buxiang,XIA Haidong,ZANG Tianlei. Station and network coordinated planning of park integrated energy system considering energy cascade utilization[J]. Electric Power Automation Equipment,2022,42(1):20-27.
- [2] 段子越,孟永庆,宁联辉,等. 柔性分频输电系统的构建规划及关键设备技术综述[J]. 电力系统自动化,2023,47(10):205-215.
DUAN Ziyue,MENG Yongqing,NING Lianhui,et al. Review on construction planning and key equipment technology of flexible fractional frequency transmission system[J]. Automation of Electric Power Systems,2023,47(10):205-215.
- [3] 鲁宗相,黄瀚,单葆国,等. 高比例可再生能源电力系统结构形态演化及电力预测展望[J]. 电力系统自动化,2017,41(9):12-18.
LU Zongxiang,HUANG Han,SHAN Baoguo,et al. Morphological evolution model and power forecasting prospect of future electric power systems with high proportion of renewable energy[J]. Automation of Electric Power Systems,2017,41(9):12-18.
- [4] ALNOWIBET K A,ALSHAMRANI A M,ALRASHEEDI A F. A bilevel stochastic optimization framework for market-oriented transmission expansion planning considering market power[J]. Energies,2023,16(7):3256.
- [5] HEYDARI R,BARFOROUSHI T. HVDC/HVAC transmission network expansion planning in electricity markets in the presence of wind resources[J]. Electric Power Systems Research,2024,229:110182.
- [6] ARASTEH H,KIA M,VAHIDINASAB V,et al. Multiobjective generation and transmission expansion planning of renewable dominated power systems using stochastic normalized normal constraint[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems,2020,121:106098.
- [7] MAJIDI-QADIKOLAI M,BALDICK R. Stochastic transmission capacity expansion planning with special scenario selection for integrating $N-1$ contingency analysis[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2016,31(6):4901-4912.
- [8] 张立波,高寿,周勤勇,等. 考虑可再生能源出力概率模型和预测负荷区间模型的输电规划方法[J]. 全球能源互联网,2019,2(1):62-69.
ZHANG Libo,GAO Qian,ZHOU Qinyong,et al. Transmission network expansion planning considering probabilistic model of renewable power and interval model of predicted load[J]. Journal of Global Energy Interconnection,2019,2(1):62-69.
- [9] 于晗,钟志勇,黄杰波,等. 考虑负荷和风电出力不确定性的输电系统机会约束规划[J]. 电力系统自动化,2009,33(2):20-24.
YU Han,CHUNG C Y,WONG K P,et al. A chance constrained transmission network expansion planning method associated with load and wind farm variations[J]. Automation of Electric Power Systems,2009,33(2):20-24.
- [10] MIR G B,KARATEPE E. Stochastic AC transmission expansion planning: a chance constrained distributed slack bus approach with wind uncertainty[J]. IEEE Access,2022(10):56796-56812.
- [11] 郑晓东,陈皓勇,段声志,等. 基于场景概率驱动的输电网和储能分布鲁棒规划[J]. 电力自动化设备,2022,42(6):170-178.
ZHENG Xiaodong,CHEN Haoyong,DUAN Shengzhi,et al. Distributionally robust planning of transmission network and energy storage based on scenario probability-driven[J]. Electric Power Automation Equipment,2022,42(6):170-178.
- [12] PUVVADA N Y,MOHAPATRA A,SRIVASTAVA S C. Robust AC transmission expansion planning using a novel dual-based bi-level approach[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2022,37(4):2881-2893.
- [13] WANG W L,WANG M Q,HAN X S,et al. Distributionally robust transmission expansion planning considering uncertainty of contingency probability[J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy,2022,10(4):894-901.
- [14] HU J W,XU X Y,MA H Y,et al. Distributionally robust co-optimization of transmission network expansion planning and penetration level of renewable generation[J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy,2022,10(3):577-587.
- [15] 孙东磊,赵龙,秦敬涛,等. 基于学习理论的含光储联合系统的输电网双层规划[J]. 山东大学学报(工学版),2020,50(4):90-97.
SUN Donglei,ZHAO Long,QIN Jingtao,et al. Bi-level planning of transmission network with solar-storage combination system based on learning theory[J]. Journal of Shandong University(Engineering Science),2020,50(4):90-97.
- [16] 王伟臣,张天宇,宣文博,等. 考虑机组组合和网络结构优化的电网规划方法[J]. 电力系统及其自动化学报,2021,33(2):108-115.
WANG Weichen,ZHANG Tianyu,XUAN Wenbo,et al. Power system planning method considering unit commitment and optimal transmission switching[J]. Proceedings of the CSU-EPSA,2021,33(2):108-115.
- [17] 程浩忠,张程铭,柳璐,等. 可再生能源接入下考虑短路电流限制的发输电鲁棒规划方法[J]. 电力系统自动化,2021,45(10):68-76.
CHENG Haozhong,ZHANG Chengming,LIU Lu,et al. Robust planning method for power generation and transmission with renewable energy integration considering short-circuit current limit[J]. Automation of Electric Power Systems,2021,45(10):68-76.
- [18] MORADI-SEPAHVAND M,TINDEMANS S H. Capturing chronology and extreme values of representative days for planning of transmission lines and long-term energy storage systems[C]//2023 IEEE Belgrade PowerTech. Belgrade, Serbia:IEEE,2023:1-6.
- [19] 吴迪,王佳明,李晖,等. 以促进可再生能源消纳为目标的我国西北-西南联网容量与送电时序研究[J]. 电网技术,2018,42(7):2103-2110.
WU Di,WANG Jiaming,LI Hui,et al. Research on capacity and delivery sequence of interconnected northwestern-southwestern power grid towards renewable energy accommodation[J]. Power System Technology,2018,42(7):2103-2110.
- [20] ALGUACIL N,MOTTO A L,CONEJO A J. Transmission expansion planning: a mixed-integer LP approach[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2003,18(3):1070-1077.
- [21] PEKER M,KOCAMAN A S,KARA B Y. A two-stage stochastic programming approach for reliability constrained power system expansion planning[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems,2018,103:458-469.
- [22] YANG N,WEN F S. A chance constrained programming approach to transmission system expansion planning[J]. Electric Power Systems Research,2005,75(2/3):171-177.
- [23] DONG J Z,LI Y H,LU Y,et al. Accuracy study of linearization methods for quadratic cost curves of thermal units in unit commitment problems[J]. IET Generation, Transmission & Distribution,2022,16(11):2198-2207.

- [24] BIRGE J R, LOUVEAUX F. Introduction to stochastic programming[M]. 2nd Ed. New York, USA: Springer Science & Business, 2011: 21-33.
- [25] FU X Q. Statistical machine learning model for capacitor planning considering uncertainties in photovoltaic power[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2022, 7(1): 5.
- [26] WU K L, GU J, MENG L, et al. An explainable framework for load forecasting of a regional integrated energy system based on coupled features and multi-task learning[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2022, 7(2): 24.
- [27] 杨小龙, 姚陶, 孙辰军, 等. 计及分布式能源时序不确定性的短期负荷预测技术[J]. 可再生能源, 2024, 42(1): 96-103.
YANG Xiaolong, YAO Tao, SUN Chenjun, et al. Short-term load forecasting technology with distributed energy timing uncertainty[J]. Renewable Energy Resources, 2024, 42(1): 96-103.
- [28] WANG Y R, YANG R L, LI F X, et al. Variable-structure copula model for multi-scenario bi-level transmission and generation expansion planning[J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2022, 16(21): 4386-4399.
- [29] GARCÍA-CEREZO Á, GARCÍA-BERTRAND R, BARINGO L. Priority chronological time-period clustering for generation and transmission expansion planning problems with long-term dynamics[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2022, 37(6): 4325-4339.
- [30] 本文算例数据及计算结果[DB/OL]. [2024-03-05]. <https://github.com/PowerSystemGroup/TEPDataAndResults/tree/>考虑场景时序相关性的输电扩展规划论文数据及结果.
- [31] GARVER L. Transmission network estimation using linear programming[J]. IEEE Transactions on Power Apparatus Systems, 1970, 89(7): 1688-1697.
- [32] SUBCOMMITTEE P. IEEE reliability test system[J]. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 1979, PAS-98(6): 2047-2054.
- [33] GONZÁLEZ-CABRERA N, ORTIZ-BEJAR J, ZAMORA-MENDEZ A, et al. On the Improvement of representative demand curves via a hierarchical agglomerative clustering for power transmission network investment[J]. Energy, 2021, 222: 119989.
- [34] ZHUO Z Y, ZHANG N, YANG J W, et al. Transmission expansion planning test system for AC/DC hybrid grid with high variable renewable energy penetration[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2020, 35(4): 2597-2608.

作者简介:

董吉哲(1985—),男,副教授,博士,主要研究方向为电力系统规划与优化运行(**E-mail**: jizhedong@yeah.net);

王淮冬(1998—),男,硕士研究生,主要研究方向为输电扩展规划(**E-mail**: huaidongwang@yeah.net)。

(编辑 王锦秀)

Transmission expansion planning considering scenario temporal correlation

DONG Jizhe¹, WANG Huaidong¹, LU Yu², CAO Jianshe¹, MA Yinghao³

(1. School of Electrical and Electronic Engineering, Changchun University of Technology, Changchun 130012, China;

2. State Grid Jilin Electric Power Co., Ltd., Changchun 130022, China;

3. School of Electrical Engineering and Automation, Hefei University of Technology, Hefei 230009, China)

Abstract: Aiming at the problem of significant increase of uncertainty in new type power system, a transmission expansion planning model considering scenario temporal correlation is proposed. The scenario temporal sequence is adopted to represent the uncertainty, and future power system operation is simulated considering the temporal constraints of thermal power units. In order to better focus on the selection of planning scheme, the hierarchical objective function is used to separate the investment cost and operating cost. In order to reduce the model computational complexity, a loop optimization modeling method is proposed to solve the model. The proposed model and non-temporal planning model are applied to Garver's 6-bus system, IEEE 24-bus system, and Northwest China 38-bus system for comparison, and the results show that the proposed model can obtain more realistic planning results.

Key words: transmission expansion planning; scenario temporal correlation; hierarchical objective; loop optimization; non-sequential planning model

附录 A

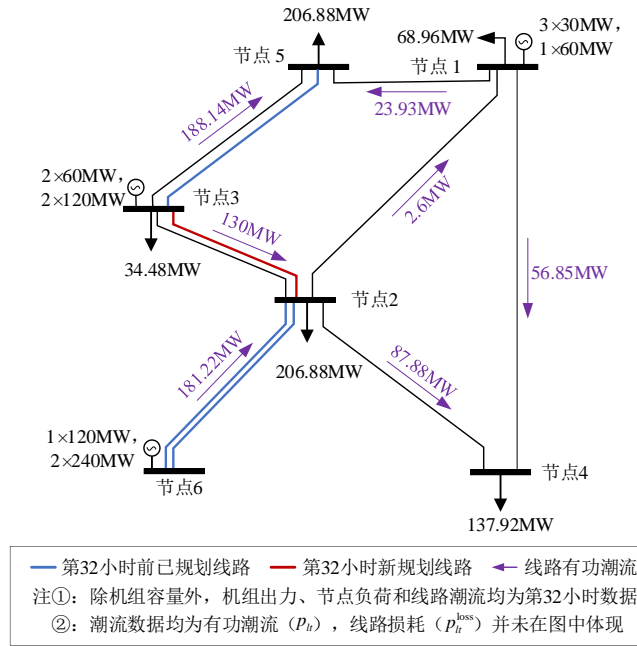


图 A1 Chr-TEP 模型在 Garver's 6 节点系统中第 32 小时的细节示意图
 Fig.A1 Detailed diagram of Chr-TEP model in Garver's 6-bus system at Hour 32

表 A1 IEEE 24 节点系统中不同模型结果对比
 Table A1 Different model results for IEEE 24-bus system

模型	规划线路	线路投资成本/\$	20 年运行成本/\$
Det-TEP	6-10, 7-8, 10-11, 11-13, 14-16, 16-17, 20-23	172.0×10^6	594.2×10^6
Sto-TEP	6-10, 7-8, 10-11, 11-13, 14-16, 16-17, 20-23	172.0×10^6	594.2×10^6
Cc-TEP	(7-8) $\times 2$, 11-13, 16-17, 17-23, 20-23	159.6×10^6	587.1×10^6
Chr-TEP	6-10, (7-8) $\times 2$, 9-11, 10-12, (11-13) $\times 2$, 14-16, 16-17, 20-23	269.7×10^6	405.2×10^6

表 A2 38 节点系统中不同模型结果对比
 Table A2 Different model results for 38-bus system

模型	规划线路	线路投资成本/CNY	20 年运行成本/CNY
Det-TEP	5-9, 7-8, 9-10, 12-13, 19-22	2728×10^6	无解
Sto-TEP	(1-2) $\times 2$, 5-9, 7-8, 9-10, 12-13, 19-22, 29-32	3427×10^6	7489×10^6
Cc-TEP	1-2, 8-9, 9-10, (12-13) $\times 2$,	3024×10^6	无解
Chr-TEP	(1-2) $\times 2$, 5-9, 7-8, 9-10, 12-13, 19-22	3051×10^6	7489×10^6