

3. Расчётная тяговая характеристика имеет более предпочтительный вид, чем характеристика реального привода контактора, которая имеет чрезмерный (двукратный) запас по значению величины электромагнитной силы.

Таким образом, предложенная методика кинематического расчёта электромагнитного привода может быть использована как в учебных целях, так и при решении научно-исследовательских и инженерных задач.

Литература

1. Электрические и электронные аппараты [Текст]. В 2 т. Т. 1. Электромеханические аппараты: учебник для студентов высших учебных заведений / Под ред. А. Г. Годжелло, Ю. К. Розанова. М.: Издательский центр «Академия», 2010. 352 с.
2. Чунихин А. А. Электрические аппараты. Общий курс. [Текст]: учебник для вузов. М.: Энергоатомиздат, 1988. 720 с.
3. Сахаров П. В. Проектирование электрических аппаратов (общие вопросы проектирования) [Текст]: учебное пособие для студентов электротехнических вузов. М.: Энергия, 1971. 560 с.

A. M. Markov

PARTICULARITIES OF THE CALCULATION OF THE KINEMATICS OF THE ELECTROMAGNETIC DRIVE OF THE CONTACTOR OF THE DIRECT CURRENT

The particularities of the kinematics of the electromagnetic drive of the contactor are considered. The offered methods of the execution given calculation, providing necessary validity and required engineering accuracy.

Keywords: scheme of the kinematics, driving power, shoulder of exhibit of power, anchor of the electromagnet, worker clearance electromagnet, feature of the pulling of the electromagnet.

Марков Александр Михайлович — доцент кафедры «Электропривод и системы автоматизации» ФГБОУ ВПО ПсковГУ, канд. техн. наук, доцент.

УДК 621.311.11

И. И. Бандурин, О. А. Чернова

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ДЛЯ ГОРОДСКИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ 6–35 КВ, ПОЗВОЛЯЮЩАЯ СОЗДАТЬ РАЦИОНАЛЬНУЮ СИСТЕМУ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ С ЗАДАННОЙ НАДЁЖНОСТЬЮ

Согласно проекту Федерального закона об установлении федеральных стандартов надёжности, качества и энергетической эффективности услуг в сфере электроснабжения сетевые организации будут являться ответственными за количество и продолжительность перерывов в подаче электрической энергии, а также оперативность их устранения.

Предложена математическая модель для городских электрических сетей 6–35 кВ, позволяющая создать рациональную систему электроснабжения по указанному выше критерию.

Ключевые слова: надёжность электроснабжения, оптимизация, городские электрические сети, математическая модель.

Введение

В настоящее время требования по надёжности электроснабжения потребителей изложены в нормативных документах «Правила устройства электроустановок» (ПУЭ) [1] и «Правила функционирования розничных рынков электрической энергии в переходный период реформирования электроэнергетики» [2]. Следует заметить, что ПУЭ сейчас носит рекомендательный характер. Имеющие юридическую силу требования к надёжности электроснабжения изложены в пункте 113 Правил функционирования розничных рынков.

В качестве главного показателя надёжности электроснабжения вводится понятие категория надёжности. В правилах различают три категории (с третьей по первую) в зависимости от требований к надёжности и времени устранения неисправностей, при этом в первой категории выделяют особую группу. Так для первой и второй категорий надёжности допустимое число часов отключения в год и сроки восстановления энергоснабжения определяются сторонами в зависимости от конкретных условий, но не могут быть более соответствующих величин, предусмотренных для третьей категории надёжности. Для третьей категории надёжности допустимое число часов отключения в год составляет 72 часа, но не более 24 часов подряд, включая срок восстановления энергоснабжения.

Однако в ближайшее время планируется существенное ужесточение требований. Так из проекта Федерального закона об установлении федеральных стандартов надёжности, качества и энергетической эффективности услуг в сфере электроснабжения [3] следует, что сетевые организации будут являться ответственными за:

- количество и продолжительность перерывов в подаче электрической энергии, а также оперативность их устранения;
- отношение количества поступивших заявок на технологическое присоединение к числу удовлетворённых заявок;
- размер нормативных и сверхнормативных потерь электрической энергии при её передаче, динамика их снижения.

Таким образом, для сетевых организаций выполнение вышеперечисленных требований с минимальными затратами является актуальной задачей. Что требует нахождение оптимального вида и режима работы городских электрических сетей 6–35кВ.

1. Обзор публикаций

В [4, с. 164–187] представлен ряд методик для повышения надёжности работы городских электрических цепей. В [5, с. 80–101] приведён алгоритм решения задачи по выбору оптимального набора средств повышения надёжности и мероприятий, повышающих надёжность системы электроснабжения 0,38–110 кВ по многокритериальной модели с учётом неопределённости исходной информации, обоснован мультипликативный способ свёртки частных кри-

териев в единый функционал оценки выбора оптимального набора средств и мероприятий, повышающих надёжность электроснабжения. Выбор лучшего варианта осуществляется по критерию Байеса.

Недостатками методик являются:

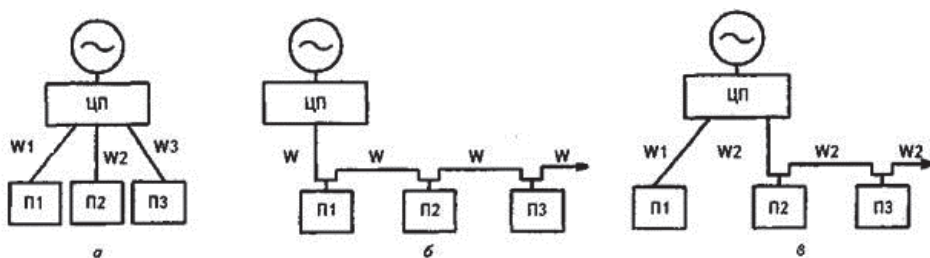
- 1) отсутствие единой концепции (методики) повышения надёжности сельскохозяйственных потребителей;
- 2) несовершенство применяемого математического аппарата;
- 3) не описана возможность применения современных средств и методов повышения надёжности;
- 4) невозможность создать рациональную систему электроснабжения сельскохозяйственных потребителей с заданным количеством и продолжительностью перерывов в подаче электрической энергии.

Таким образом, существующие методы и алгоритмы построения системы электроснабжения сельскохозяйственных потребителей требуют совершенствования и нуждаются в дальнейшем развитии. Этим подтверждается актуальность данной статьи.

2. Описание городских электрических сетей 6–35 кВ (рисунок 1)

Городские электрические сети в силу ведомственных разграничений делятся на электроснабжающие сети, городские распределительные сети и распределительные сети напряжением до 1 кВ. Городские электрические сети обычно разомкнутые или работают в разомкнутом режиме.

Построение городских электрических сетей напрямую связано с индивидуальностью города, его возрастом, темпами развития и др. Вместе с тем удаётся объединить схемы ГРС в три группы, соответствующие категориям надёжности электроснабжения.



а) радиальная; б) магистральная; в) смешанная

Рис. 1. Типовые схемы городских электрических сетей

Порядок и основные задачи по ликвидации нарушений в работе распределительных электрических сетей 0,38–20 кВ с воздушными линиями электропередачи представлен в типовой инструкции [6].

В качестве защитных аппаратов в линиях используются традиционные защиты на электромеханических реле в центрах питания, установленные вместе с маломасляными выключателями 6–10 кВ. При возникновении повреждения

на линии, не оснащённой АПВ, независимо от того, устойчивое оно или нет, защита в начале линии (на головном выключателе) отключает всю линию. При этом среднее время поиска и локализации повреждённого участка составляет примерно 5 ч. Сократить время отключённого состояния линии и не допустить её обесточивания можно за счёт разделения линии на несколько участков с помощью коммутационных аппаратов, работающих автоматически.

Для существенного повышения надёжности электроснабжения необходимо использовать нескольких последовательно установленных аппаратов с функциями автоматического секционирования, АПВ и сетевого АВР. Так, например, создать автоматическую, полностью управляемую схему распределительную сеть можно на базе реклоузеров (от англ. recloser — переключатель) — пунктов автоматического секционирования воздушных распределительных сетей столбового исполнения, которые имеют кроме микропроцессорной системы релейной защиты и автоматики, систему портов для подключения устройств телемеханики и могут использоваться в качестве автоматического ввода резерва (АВР). Для таких схем среднее время восстановления неповреждённых участков 10 кВ значительно снижается.

Кроме описанных выше, двух крайних вариантов автоматизации, возможны ещё и промежуточные варианты между ними, число которых велико. Таким образом, видно, что время ликвидации аварии в распределительной сети 6–35 кВ существенно зависит от средств и мероприятий по повышению надёжности.

3. Обзор средств и мероприятий для повышения надёжности работы городских электрических сетей 6 (10,35) кВ

Величина годового недоотпуска электроэнергии (W) в общем случае определяется как [4]:

$$W = \omega T \tau S \text{ [кВт} \cdot \text{ч]}, \quad (1)$$

где ω — параметр потока отказов [ч^{-1}], T — количество часов в году (8765,8)[ч], τ — время восстановления [ч], S — мощность нагрузки [кВт].

Сокращение недоотпуска может быть достигнуто за уменьшения каждого из сомножителей применением различных средств, которые можно разделить на две группы. К первой группе относятся мероприятия, сокращающие частоту отказов ω . Вторая группа мероприятий позволяет сократить время восстановления τ и величину отключённой нагрузки S . Рассмотрим мероприятия этих двух групп подробнее.

Мероприятия первой группы:

- 1) замена стеклянных тарельчатых и длинностержневых фарфоровых изоляторов на полимерные с кремнийорганическим защитным покрытием;
- 2) применение воздушных линий (ВЛ) с самонесущим изолированным проводом (СИП);
- 3) применение кабелей из сшитого полиэтилена (СПЭ);
- 4) контроль за шириной просеки для ВЛ и её увеличение для повышения надёжности;

- 5) применение проводов с термостойким алюминиевым сплавом;
- 6) обеспечение ВЛ длинно-искровыми разрядниками (РДИ) и ограничителями перенапряжений (ОПН);
- 7) применение опор на основе железобетонных центрофугированных конструкций;
- 8) установка одного или нескольких ОПН параллельно изоляторам;
- 9) тепловизионное обследование для обнаружения дефектов контактных соединений на ВЛ, а также дефектов, возникших на опорной изоляции;
- 10) своевременное и систематическое проведение диагностики, контроля и профилактических испытаний изоляции оборудования;
- 11) внедрение эффективных методов контроля изоляции, методов неразрушающего контроля изоляции и технического диагностирования электрической сети в целом;
- 12) использование многорезонансных гасителей вибрации;
- 13) использование на ВЛ 35 (10,6) кВ устройств, предотвращающих гололёдообразование на проводах, грузоограничителей закручивания проводов и устройства для защиты проводов от налипания мокрого снега;
- 14) повышение номинального тока отключения и коммутационного ресурса;
- 15) оснащение выключателей и трансформаторов системами мониторинга и диагностики;
- 16) применение силовых трансформаторов, не требующих подпрессовки обмоток в течение всего срока службы, с вводами с твёрдой изоляцией или герметичными маслonaполненными вводами.

Мероприятий второй группы:

- 1) применение автоматического секционирования;
- 2) оснащение ВЛ устройствами автоматическими повторного включения (АПВ);
- 3) применение автоматического включения резерва (АВР);
- 4) использование быстродействующих устройств релейной защиты для снижения времени отключения коротких замыканий.
- 5) установка дистанционного измерителя расстояния до места короткого замыкания (КЗ) на шинах 35 (10,6) кВ ТП;
- 6) применение сетевого указателя КЗ на опорах ВЛ;
- 7) внедрение новых систем пожаротушения, предотвращения от взрывов и возгораний, повышающих их пожаростойкость и пожаробезопасность, использование датчиков температуры огня.
- 8) сооружение резервных перемычек;
- 9) применение телеуправления, телесигнализации, для управления выключателями;
- 10) совершенствование организации обслуживания систем электроснабжения оперативным персоналом:
 - 10.1) наличие оперативного персонала на ПС 110 (35) кВ;
 - 10.2) повышение культуры эксплуатации электрических сетей, совершенствование работы эксплуатационных и диспетчерских служб, подготовка высококвалифицированного эксплуатационного и оперативного персонала;

- 10.3) увеличение количества оперативно-выездных бригад (ОВБ) обслуживающих район городской электрической сети;
- 10.4) оптимизация точек размыкания КЛ и ВЛ городской электрической сети;
- 10.5) оптимальный выбор сроков испытания электрооборудования;
- 10.6) оптимизация процесса восстановления электроснабжения потребителей.

Количество возможных вариантов организации городских электрических сетей 6–35 кВ велико и для выбора оптимального варианта следует использовать научный подход.

4. Математическая модель

Переменные математической модели

Введём основные переменные плана обслуживания следующим образом:

$$X = \begin{cases} 1, & \text{если } k\text{-ое средств повышения надежности (СПН)} \\ & \text{установлено в } j\text{-м месте;} \\ 0, & \text{иначе.} \end{cases}$$

Целевая функция

Пусть K_t — капиталовложения в t -м году в сельские электрические сети 6–35 кВ, которые обеспечивают требуемый уровень надёжности; Z_t — текущие затраты в t -м году, необходимые для функционирования городских электрических сетей 6–35 кВ; V_t — оплачиваемый потребителю ущерб в t -м году из-за ненадёжности; E — норма дисконта (норма дохода на капитал для инвестора, годовая цена капитала на рынке); T — горизонт расчёта (например, срок службы объекта); $K_\Sigma = \sum_{t=0}^T a_t K_t$ — суммарные приведённые за период T капита-

ловложения в сельские электрические сети 6–35 кВ, где $a_t = \frac{1}{(1+E)^t}$; $Z_\Sigma = \sum_{t=0}^T a_t Z_t$

— суммарные приведённые за период T затраты на обеспечение функционирования городских электрических сетей 6–35 кВ; $V_\Sigma = \sum_{t=0}^T a_t V_t$ — суммарный приведённый за период T ущерб оплаченный потребителю из-за ненадёжности.

В качестве критерия оптимизации при проектировании или реконструкции городских электрических сетей 6–35 кВ выбрана целевая функция минимума суммарных приведённых затрат для i -го варианта — Z :

$$Z = K_{\Sigma_i} + Z_{\Sigma_i} + V_{\Sigma_i} \rightarrow \min [\text{тыс. руб.}], \quad (2)$$

где суммарные приведённые за период T капиталовложения для i -го варианта:

$$K_{\Sigma_i} = \sum_{k=1}^n \sum_{j=1}^m K_{k_j} X_{k_j} \rightarrow \min [\text{тыс. руб.}], \quad (3)$$

суммарные приведённые за период T затраты на обеспечение функционирования для i -го варианта:

$$Z_{\Sigma_i} = \sum_{k=1}^n \sum_{j=1}^m Z_{k_j} X_{k_j} \rightarrow \min [\text{тыс. руб.}], \quad (4)$$

суммарный приведённый за период T ущерб оплаченный потребителю из-за ненадёжности для i -го варианта.

$$V_{\Sigma_i} = f(X_{k_1}, X_{k_2}, \dots, X_{k_j}, \dots, X_{k_m}) \rightarrow \min [\text{тыс. руб.}], \quad (5)$$

Для нахождения величины ущерба составляем формализованную аналитическую зависимость количества либо продолжительности перерывов в подаче электрической энергии в функции от дискретных параметров управления x_{k_j} (варьируемых дискретных СПН), а также от исходной схемы и её параметров (длин участков l_i , частоты отказов ω_0 , и нагрузки потребителей S). Подставим (3)–(5) в (2)

$$Z = \sum_{k=1}^n \sum_{j=1}^m (K_{k_j} + Z_{k_j}) X_{k_j} + f(X_{k_1}, X_{k_2}, \dots, X_{k_j}, \dots, X_{k_m}) \rightarrow \min [\text{тыс. руб.}].$$

Ограничения целевой функции

Ограничение №1 — на переменные управления. Переменные управления могут принимать только булевы значения.

$$X_{k_j} = \{0, 1\}, \quad j \in 1, 2, \dots, m.$$

Ограничение №2 — на тип устанавливаемого оборудования. Считаем, что в месте установки СПН, может быть уставлено только одно устройство:

$$\sum_{j=1}^m a_{k_j} X_{k_j} = b_{k_j}, \quad k \in 1, 2, \dots, n,$$

где a_{k_j} и b_{k_j} — некоторые коэффициенты.

Ограничение №3 — на количество перерывов в подаче электрической энергии.

$$n_{откл_i}(X_{k_1}, X_{k_2}, \dots, X_{k_j}, \dots, X_{k_m}) \leq n_{откл_зад},$$

где $n_{откл_зад}$ — заданное количество перерывов в подаче электрической энергии в год.

Ограничение №4 — на продолжительность перерыва в подаче электрической энергии.

$$t_{откл_i}(X_{k_1}, X_{k_2}, \dots, X_{k_j}, \dots, X_{k_m}) \leq t_{откл_зад},$$

где $t_{откл_зад}$ — заданная максимальная продолжительность перерывов в подаче электрической энергии в год.

Сведём полученные ранее формулы в систему:

Целевая функция

$$Z = \sum_{k=1}^n \sum_{j=1}^m (K_{k_j} + 3_{k_j}) X_{k_j} + f(X_{k_1}, X_{k_2}, \dots, X_{k_j}, \dots, X_{k_m}) \rightarrow \min.$$

Ограничения целевой функции:

$$\begin{cases} X_{k_j} = \{0,1\}, & j \in 1,2 \dots m; \\ \sum_{j=1}^m a_{k_j} X_{k_j} = b_{k_j}, & k \in 1,2 \dots n; \\ n_{откл_i}(X_{k_1}, X_{k_2}, \dots, X_{k_j}, \dots, X_{k_m}) \leq n_{откл_зад}; \\ t_{откл_i}(X_{k_1}, X_{k_2}, \dots, X_{k_j}, \dots, X_{k_m}) \leq t_{откл_зад}. \end{cases} \quad (6)$$

Решением данной математической модели является массив (таблица 1) переменных управления X_{k_j} , который обеспечивает минимум целевой функции при заданных ограничениях.

Таблица 1

Пример плана установки СПН

		Тип СПН					
		1	2	...	j	...	m
Место установки СПН	1	0	0	0	1	0	0
	2	0	1	0	0	0	0
	...	0	0	0	0	0	0
	j	0	0	0	1	0	0
	...	0	0	0	0	0	0
	n	0	0	0	0	1	0

Полученная математическая модель относится к классу нелинейных булевых математических моделей, аналитическое решение которой в общем случае отсутствует.

5. Пример применения математической модели для создания рациональной системы электроснабжения с заданной надёжностью

Тестовая схема городской распределительной сети представлена на рисунке 2.

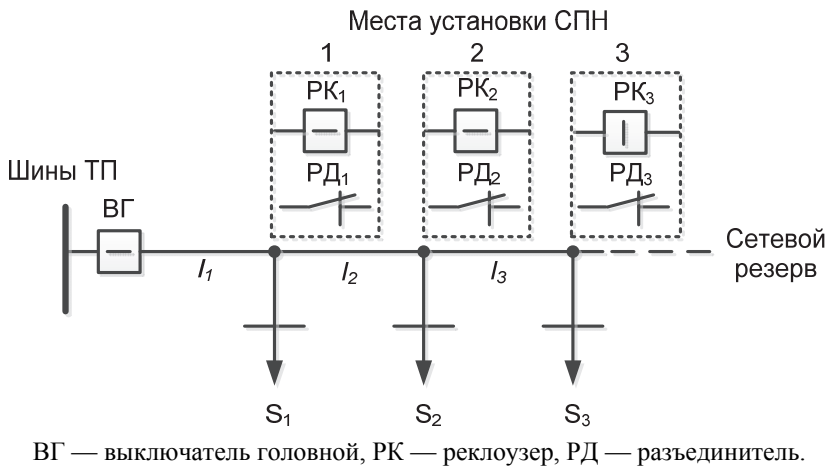


Рис. 2. Тестовая схема

Исходные данные:

1. Мощности нагрузок $S_1 = 100$ кВт, $S_2 = 100$ кВт, $S_3 = 100$ кВт;
2. Длины линий $l_1 = 10$ км, $l_2 = 5$ км, $l_3 = 5$ км;
3. Частота потоотказов линии $\omega_{пл}^0 = 0,1(\text{год} \cdot \text{км})^{-1}$
4. Времена восстановления:
 время ремонта линии $\tau_{рем} = 24$ ч,
 время оперативного переключения реклоузером $\tau_{рк} = 0$ ч,
 время оперативного переключения разъединителем $\tau_{рд} = 1$ ч.
5. Стоимость оборудования: реклоузер $K_{рк}$ — 1 млн руб., разъединитель $K_{рд}$ — 100 тыс. руб.
6. Затраты на обслуживание оборудования в год: реклоузер $Z_{рк}$ — 10 тыс. руб., разъединитель $Z_{рд}$ — 0,5 тыс. руб.
7. Горизонт расчёта T — 6 месяцев.
8. Удельный ущерб при внезапном отключении электроснабжения $y_0 = 100$ руб./кВт·ч.

Требуется:

1. Составить математическую модель для нахождения оптимального вида участка распределительной сети при количестве перерывов в подаче электрической энергии $n_{откл\ зад}$ не более 1 в год и допустимом максимальном перерыве в подаче электрической энергии 24 часов.

Решение:

Введём основные переменные плана управления следующим образом:

$$X_{РД_1} = \begin{cases} 1, & \text{если } РД \text{ установлен в 1-м месте;} \\ 0, & \text{иначе.} \end{cases}$$

$$X_{РД_2} = \begin{cases} 1, & \text{если } РД \text{ установлен во 2-м месте;} \\ 0, & \text{иначе.} \end{cases}$$

$$X_{PD_3} = \begin{cases} 1, & \text{если } PD \text{ установлен в 3-м месте;} \\ 0, & \text{иначе.} \end{cases},$$

$$X_{PK_1} = \begin{cases} 1, & \text{если } PK \text{ установлен в 1-м месте;} \\ 0, & \text{иначе.} \end{cases},$$

$$X_{PK_2} = \begin{cases} 1, & \text{если } PK \text{ установлен во 2-м месте;} \\ 0, & \text{иначе.} \end{cases},$$

$$X_{PK_3} = \begin{cases} 1, & \text{если } PK \text{ установлен в 3-м месте;} \\ 0, & \text{иначе.} \end{cases}.$$

Составим целевую функцию. Так как горизонт расчёта менее года, то дисконтирование затрат не учитываем. Найдём все составляющие целевой функции. Сначала найдём требуемые капиталовложения:

$$K_i = \sum_{i=1}^3 (K_{PD} X_{PD_i} + K_{PK} X_{PK_i}).$$

Найдём требуемые капиталовложения:

$$Z_i = \sum_{i=1}^3 (Z_{PD} X_{PD_i} + Z_{PK} X_{PK_i}).$$

Найдём ущерб от ненадёжности, для этого составим матрицы количества отключений в год и продолжительности отключений (таблицы 2,4 и 3, 5).

Таблица 2

Матрица количества отключений в год

№	Оборудование	S1	S2	S3
1	РД ₁ , РД ₂ , РД ₃	$\omega(l_1+l_2+l_3)$	$\omega(l_1+l_2+l_3)$	$\omega(l_1+l_2+l_3)$
2	ПК ₁ , РД ₂ , РД ₃	ωl_1	$\omega(l_1+l_2+l_3)$	$\omega(l_1+l_2+l_3)$
3	РД ₁ , ПК ₂ , РД ₃	$\omega(l_1+l_2)$	$\omega(l_1+l_2)$	$\omega(l_1+l_2+l_3)$
4	РД ₁ , РД ₂ , ПК ₃	$\omega(l_1+l_2+l_3)$	$\omega(l_1+l_2+l_3)$	$\omega(l_1+l_2+l_3)$
5	ПК ₁ , ПК ₂ , РД ₃	ωl_1	$\omega(l_1+l_2)$	$\omega(l_1+l_2+l_3)$
6	ПК ₁ , РД ₂ , ПК ₃	ωl_1	$\omega(l_2+l_3)$	$\omega(l_2+l_3)$
7	РД ₁ , ПК ₂ , ПК ₃	$\omega(l_1+l_2)$	$\omega(l_1+l_2)$	ωl_3
8	ПК ₁ , ПК ₂ , ПК ₃	ωl_1	ωl_2	ωl_3

Таблица 3

Матрица продолжительности отключений

№	Оборудование	КЗ	S1	S2	S3
1	РД ₁ , РД ₂ , РД ₃	Л1	$2\tau_{PD} + \tau_{рем}$	$2\tau_{PD}$	$2\tau_{PD}$
		Л2	τ_{PD}	$4\tau_{PD} + \tau_{рем}$	$2\tau_{PD}$
		Л3	τ_{PD}	τ_{PD}	$2\tau_{PD} + \tau_{рем}$

Продолжение таблицы 3

2	ПК ₁ , РД ₂ , РД ₃	Л1	$2\tau_{ПК} + \tau_{рем}$	$\tau_{ПК} + \tau_{РД}$	$\tau_{ПК} + \tau_{РД}$
		Л2	$\tau_{ПК}$	$2\tau_{ПК} + 2\tau_{РД} + \tau_{рем}$	$2\tau_{РД}$
		Л3	$\tau_{ПК}$	$\tau_{РД} + \tau_{ПК}$	$2\tau_{РД} + \tau_{рем}$
3	РД ₁ , ПК ₂ , РД ₃	Л1	$2\tau_{РД} + \tau_{рем}$	$2\tau_{РД}$	$2\tau_{РД}$
		Л2	$\tau_{РД}$	$2\tau_{ПК} + 2\tau_{РД} + \tau_{рем}$	$\tau_{ПК} + \tau_{РД}$
		Л3	$\tau_{ПК}$	$\tau_{ПК}$	$2\tau_{РД} + 2\tau_{ПК} + \tau_{рем}$
4	РД ₁ , РД ₂ , ПК ₃	Л1	$2\tau_{РД} + \tau_{рем}$	$\tau_{РД} + \tau_{ПК}$	$\tau_{РД} + \tau_{ПК}$
		Л2	$\tau_{РД}$	$4\tau_{РД} + \tau_{рем}$	$\tau_{РД} + \tau_{ПК}$
		Л3	$\tau_{РД}$	$\tau_{РД}$	$2\tau_{РД} + 2\tau_{ПК} + \tau_{рем}$
5	ПК ₁ , ПК ₂ , РД ₃	Л1	$2\tau_{ПК} + \tau_{рем}$	$\tau_{ПК} + \tau_{РД}$	$\tau_{ПК} + \tau_{РД}$
		Л2	$\tau_{ПК}$	$2\tau_{ПК} + \tau_{рем}$	$\tau_{ПК} + \tau_{РД}$
		Л3	$\tau_{ПК}$	$\tau_{ПК}$	$2\tau_{ПК} + \tau_{рем}$
6	ПК ₁ , РД ₂ , ПК ₃	Л1	$2\tau_{ПК} + \tau_{рем}$	$\tau_{ПК}$	$\tau_{ПК}$
		Л2	$\tau_{ПК}$	$2\tau_{ПК} + 2\tau_{РД} + \tau_{рем}$	$\tau_{ПК} + \tau_{РД}$
		Л3	$\tau_{ПК}$	$\tau_{РД} + \tau_{ПК}$	$2\tau_{РД} + \tau_{рем}$
7	РД ₁ , ПК ₂ , ПК ₃	Л1	$2\tau_{РД} + \tau_{рем}$	$\tau_{РД} + \tau_{ПК}$	$\tau_{РД} + \tau_{ПК}$
		Л2	$\tau_{РД} + \tau_{ПК}$	$2\tau_{ПК} + 2\tau_{РД} + \tau_{рем}$	$\tau_{ПК}$
		Л3	$\tau_{ПК}$	$\tau_{ПК}$	$2\tau_{ПК} + \tau_{рем}$
8	ПК ₁ , ПК ₂ , ПК ₃	Л1	$2\tau_{ПК} + \tau_{рем}$	$\tau_{ПК}$	$\tau_{ПК}$
		Л2	$\tau_{ПК}$	$2\tau_{ПК} + \tau_{рем}$	$\tau_{ПК}$
		Л3	$\tau_{ПК}$	$\tau_{ПК}$	$2\tau_{ПК} + \tau_{рем}$

Подставим числовые значения в таблицы 2 и 3. Результаты вычислений представлены в таблице 4 и 5 соответственно.

Таблица 4

Матрица количества отключений в год

№	Оборудование	S1	S2	S3
1	РД ₁ , РД ₂ , РД ₃	2	2	2
2	ПК ₁ , РД ₂ , РД ₃	1	2	2
3	РД ₁ , ПК ₂ , РД ₃	1,5	1,5	2
4	РД ₁ , РД ₂ , ПК ₃	2	2	2
5	ПК ₁ , ПК ₂ , РД ₃	1	1,5	2
6	ПК ₁ , РД ₂ , ПК ₃	1	1	1
7	РД ₁ , ПК ₂ , ПК ₃	1,5	1,5	0,5
8	ПК ₁ , ПК ₂ , ПК ₃	1	0,5	0,5

Таблица 5

Матрица продолжительности отключений, [ч.]

№	Оборудование	КЗ	S1	S2	S3
1	РД ₁ , РД ₂ , РД ₃	Л1	26	2	2
		Л2	1	28	2
		Л3	1	1	26
2	РК ₁ , РД ₂ , РД ₃	Л1	24	1	1
		Л2	0	26	2
		Л3	0	1	26
3	РД ₁ , РК ₂ , РД ₃	Л1	26	2	2
		Л2	1	26	1
		Л3	0	0	26
4	РД ₁ , РД ₂ , РК ₃	Л1	26	1	1
		Л2	1	28	1
		Л3	1	1	26
5	РК ₁ , РК ₂ , РД ₃	Л1	24	1	1
		Л2	0	24	1
		Л3	0	0	24
6	РК ₁ , РД ₂ , РК ₃	Л1	24	0	0
		Л2	0	26	1
		Л3	0	1	26
7	РД ₁ , РК ₂ , РК ₃	Л1	26	1	1
		Л2	1	26	0
		Л3	0	0	24
8	РК ₁ , РК ₂ , РК ₃	Л1	24	0	0
		Л2	0	24	0
		Л3	0	0	24

По таблице 4 составляем нелинейные функции $t_{отклS1}, t_{отклS2}, t_{отклS3}$ количества отключений в год от параметров управления. По таблице 5 составляем нелинейные функции $t_{отклS1}, t_{отклS2}, t_{отклS3}$ продолжительности отключений от параметров управления. Из матрицы количества отключений и матрицы продолжительности отключений согласно (1) получим матрицу ущерба (таблица 6).

По таблице 6 составляем нелинейную функцию ущерба от параметров управления:

$$Y_i = f(X_{РД_1}, X_{РД_2}, X_{РД_3}, X_{РК_1}, X_{РК_2}, X_{РК_3}).$$

В итоге целевая функция будет иметь следующий вид

$$\sum_{i=1}^3 (1010X_{РД_i} + 100,5X_{РК_i}) + f(X_{РД_1}, X_{РД_2}, X_{РД_3}, X_{РК_1}, X_{РК_2}, X_{РК_3}) \rightarrow \min.$$

Матрица ущерба, [руб.]

№	Оборудование	КЗ	S1	S2	S3
1	РД ₁ , РД ₂ , РД ₃	Л1	5200	400	400
		Л2	200	5600	400
		Л3	200	200	5200
2	РК ₁ , РД ₂ , РД ₃	Л1	2400	200	200
		Л2	0	5200	400
		Л3	0	200	5200
3	РД ₁ , РК ₂ , РД ₃	Л1	3900	300	400
		Л2	150	3900	200
		Л3	0	0	5200
4	РД ₁ , РД ₂ , РК ₃	Л1	5200	200	200
		Л2	200	5600	200
		Л3	200	200	5200
5	РК ₁ , РК ₂ , РД ₃	Л1	2400	150	200
		Л2	0	3900	200
		Л3	0	0	4800
6	РК ₁ , РД ₂ , РК ₃	Л1	2400	0	0
		Л2	0	2600	100
		Л3	0	1	2600
7	РД ₁ , РК ₂ , РК ₃	Л1	390	150	50
		Л2	150	39	0
		Л3	0	0	1200
8	РК ₁ , РК ₂ , РК ₃	Л1	2400	0	0
		Л2	0	1200	0
		Л3	0	0	1200

Составим ограничения целевой функции.

Ограничение №1 — на переменные управления. Переменные управления могут принимать только булевы значения.

$$X_{РД_i}, X_{РК_i} = \{0,1\}, \quad i \in 1...3$$

Ограничение №2 — на тип устанавливаемого оборудования. Считаем, что в месте установки СПН, может быть уставлено только одно устройство:

$$X_{РД_i} + X_{РК_i} = 1, \quad i \in 1...3$$

Ограничение №3 — на количество перерывов в подаче электрической энергии.

$$n_{откл_S1}(X_{РД_1}, X_{РД_2}, X_{РД_3}, X_{РК_1}, X_{РК_2}, X_{РК_3}) \leq 1;$$

$$n_{откл_S2}(X_{РД_1}, X_{РД_2}, X_{РД_3}, X_{РК_1}, X_{РК_2}, X_{РК_3}) \leq 1;$$

$$n_{откл_S3}(X_{РД_1}, X_{РД_2}, X_{РД_3}, X_{РК_1}, X_{РК_2}, X_{РК_3}) \leq 1.$$

Ограничение №4 — на продолжительность перерыва в подаче электрической энергии.

$$t_{откл_S1_i}(X_{PD_1}, X_{PD_2}, X_{PD_3}, X_{PK_1}, X_{PK_2}, X_{PK_3}) \leq 24;$$

$$t_{откл_S2_i}(X_{PD_1}, X_{PD_2}, X_{PD_3}, X_{PK_1}, X_{PK_2}, X_{PK_3}) \leq 24;$$

$$t_{откл_S3_i}(X_{PD_1}, X_{PD_2}, X_{PD_3}, X_{PK_1}, X_{PK_2}, X_{PK_3}) \leq 24.$$

Заключение

Разработана математическая модель для городских электрических сетей 6–35 кВ, позволяющая создать рациональную систему электроснабжения с заданным количеством и продолжительностью перерывов в подаче электрической энергии.

Литература

1. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). Изд. седьмое. НЦ ЭНАС. М., 2004 (621.31, П-683). 552 с.
2. Правила функционирования розничных рынков электрической энергии в переходный период реформирования электроэнергетики [Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 31 августа 2006 г. № 530*] // Российская газета. 2006. №4166.
3. Новости Минэнерго России. [Электронный ресурс]. URL: http://minenergo.gov.ru/press/min_news/11468.html. Дата обращения 12.09.2012.
4. Надёжность систем электроснабжения / В. В. Зорин [и др.] К.: Вища шк., 1984. 192 с.
5. Магадеев Э. В. Методика выбора оптимального варианта повышения надёжности электроснабжения сельскохозяйственных потребителей. Дисс. на соиск. учёной степени канд. техн. наук. М.: МГАУ, 2008. 151 с.
6. Типовая инструкция о ликвидации нарушений в работе распределительных электрических сетей 0,38–20 кВ с воздушными линиями электропередачи ТИ 34-70-058-86. РД 34.20.566/ А. Л. Лившиц, А. К. Матковский, Ф. Х. Усманов (утв. Минэнерго СССР 17.04.1986).
7. Дьяконов В. Математические пакеты расширения MATLAB. Специальный справочник / В. Дьяконов, В. Круглов // СПб.: Питер, 2001. 480 с.: ил.

I. I. Bandurin, O. A. Chernova

MATHEMATICAL MODEL FOR URBAN ELECTRIC NETWORKS 6-35 KV, ALLOWS YOU TO CREATE RATIONAL SYSTEM OF POWER SUPPLY WITH A GIVEN RELIABILITY

According to the project of the Federal Law on the establishment of federal standards for reliability, quality and energy efficiency services in the electricity grid companies will be responsible for the number and duration of interruptions in the supply of electricity, as well as the efficiency of their elimination. In the article the mathematical model for the city electric networks 6-35 kV, allowing to create a rational system of power supply to the above criteria.

Keywords: supply reliability, optimization, city power grids, the mathematical model.

Бандурин Иван Иванович — доцент кафедры «Теоретические основы электротехники» ФГБОУ ВПО ПсковГУ, канд. техн. наук.

Чернова Ольга Александровна — ассистент кафедры «Электроэнергетика» ФГБОУ ВПО ПсковГУ.

УДК 621.3.031.8

И. Н. Козырев, С. Ф. Грунин

ЗАЩИТА СИСТЕМ БЕСПЕРЕБОЙНОГО ЭЛЕКТРОПИТАНИЯ

Приводятся требования и краткое описание устройства защиты систем бесперебойного электропитания.

Ключевые слова: бесперебойное электропитание, надёжность, помехоустойчивость.

Современные потребители электроэнергии характеризуются наличием электроустановок, предъявляющих различные требования к надёжности электроснабжения и к показателям качества электроэнергии. Это определяет широкое применение систем бесперебойного (СБЭ) электропитания, предназначенных для автономного электроснабжения особо ответственных электроприёмников в случае нарушения их электроснабжения от основных источников электроэнергии (ОИЭ). Основу СБЭ составляют источники бесперебойного питания (ИБП), системы постоянного тока и аккумуляторные батареи.

Наиболее широкое применение СБЭ нашли в системах обработки и передачи информации, для электропитания оптоволоконных линий связи. В качестве ОИЭ оптоволоконных систем передачи данных зачастую используются как электрические сети III категории, так и электрические сети железнодорожного транспорта. К числу основных особенностей указанных сетей можно отнести наличие мощных источников помех, таких как линии электропередачи, тяговые подстанции, подвижной состав с соответствующими коммутациями тягового тока, грозовые разряды, процессы переключения питающих фидеров стационарных систем электроснабжения.

Стандартом IEEE Std 1100–1999 «IEEE Recommended Practice for power and Grounding Electronic Equipment», IEEE Press, 1999 установлены требования по устойчивости к воздействиям изменения сетевого напряжения. В дальнейшем рабочей группой СВЕМА была получена уточнённая зависимость, одобренная Советом Индустрии Информационных Технологий ITIC (Information Technology Industry Council). Данная зависимость получила название кривой ITIC. Данная кривая приведена на рисунке 1.

Кривая показывает зависимость между величиной отклонения напряжения и его предельно допустимой длительностью.