

СЕКЦИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ И СЕТИ

ПЕРЕЧЕНЬ ДОКЛАДОВ

ПОКАЗАТЕЛИ НАДЕЖНОСТИ СХЕМ ШЕСТИУГОЛЬНИК И ОДНА РАБОЧАЯ СЕКЦИОНИРОВАННАЯ СИСТЕМА ШИН С ПОДКЛЮЧЕНИЕМ ОТВЕТСТВЕННЫХ ПРИСОЕДИНЕНИЙ ЧЕРЕЗ «ПОЛУТОРНУЮ» ЦЕПОЧКУ

Галтеева Д.В., Король О.В.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Старжинский А.Л.

РАСЧЁТ НАДЁЖНОСТИ ГЛАВНОЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ КЭС-800 МВТ

Белько А.И., Кушнер Д.А.

Научный руководитель - к.т.н., доцент Старжинский А.Л.

ХАРАКТЕРИСТИКА РАЗЛИЧНЫХ ВИДОВ ОПОР И УСЛОВИЙ ИХ ПРИМЕНЕНИЯ

Рыжков Н.С.

Научный руководитель – старший преподаватель Юршо Е.Л.

РАСЧЁТ НАДЁЖНОСТИ ГОРОДСКОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ДЛЯ ПИТАНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТРЕТЬЕЙ КАТЕГОРИИ

Спода А.Е., Дашковский А.А.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Старжинский А.Л.

ПОКАЗАТЕЛИ НАДЕЖНОСТИ СХЕМЫ ГОРОДСКОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ДЛЯ ПИТАНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ВТОРОЙ КАТЕГОРИИ

Жукович Я.В., Пинчук Ю.С.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Старжинский А.Л.

СТРУКТУРА КАТЕГОРИИ НАДЕЖНОСТЬ. НАДЕЖНОСТЬ ЭЛЕМЕНТА, ОБЪЕКТА, СИСТЕМЫ

Крапивина Т.С.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Петруша Ю.С.

УСТОЙЧИВОСТЬ И ЖИВУЧЕСТЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

Янушкевич К.С.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Петруша Ю.С.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ СХЕМ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ СТАНЦИЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 220 КВ

Андросов В.М., Шурыгин Б.В.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Старжинский А.Л.

РАСЧЕТ РЕЖИМА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ МЕТОДОМ ПРОСТОЙ ИТЕРАЦИИ

Ничипорков И. А.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Новиков С.О.

ХАРАКТЕРИСТИКА СПОСОБОВ ПРОКЛАДКИ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ

Дроздовская Е.В.

Научный руководитель- ассистент Юршо Е.Л.

РАСЧЕТ РЕЖИМА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ МЕТОДОМ ПРОСТОЙ И УСКОРЕННОЙ ИТЕРАЦИИ

Ничипорков И.А., Скурат Д.А.

Научный руководитель – старший преподаватель Мышковец Е.В.

РАСЧЕТ НЕСИММЕТРИЧНОГО УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА С ПРИМЕНЕНИЕМ МЕТОДА СИММЕТРИЧНЫХ СОСТАВЛЯЮЩИХ

Рачкевич В.И.

Научный руководитель – старший преподаватель Мышковец Е.В.

РАСЧЕТ НАДЕЖНОСТИ ГЛАВНЫХ СХЕМ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ПОДСТАНЦИЙ

Крапивина Т.С., Янушкевич К.С.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Старжинский А.Л.

МЕТОД НЬЮТОНА ПРИ ЗАДАНИИ НАГРУЗКИ УЗЛАМИ ТИПА RU

Гославский П.С.

Научный руководитель – старший преподаватель Мышковец Е. В.

РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА, СОСТАВЛЕНИЕ И ОТЛАДКА ПРОГРАММЫ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОЙ ЗАДАЧИ

Позняк Б.А.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Новиков С.О.

РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА, СОСТАВЛЕНИЕ И ОТЛАДКА ПРОГРАММЫ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОЙ ЗАДАЧИ

Беракса Р.В.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Новиков С.О.

АЛГОРИТМ ПРОГРАММЫ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СУММАРНЫХ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В СХЕМЕ РАЗОМКНУТОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Голета Д.А.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Новиков С.О.

РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА, СОСТАВЛЕНИЕ И ОТЛАДКА ПРОГРАММЫ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОЙ ЗАДАЧИ

Камыш В.В.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Новиков С.О.

РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ ПО СНИЖЕНИЮ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РАСХОДА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ 6 – 10 КВ

Томиловский А.И.

Научный руководитель – д.т.н., профессор Фурсанов М.И.

СОВРЕМЕННЫЕ ДОСТИЖЕНИЯ В ОБЛАСТИ РАЗРАБОТКИ СВЕРХПРОВОДНИКОВ

Жмуренков Ю.С.

Научный руководитель – ассистент Юршо Е.Л.

СОВРЕМЕННЫЕ КОНСТРУКЦИИ СИЛОВЫХ КАБЕЛЕЙ

Беракса Р.В.

Научный руководитель - ассистент Юршо Е.Л.

МЕТОД ПРОСТОЙ И УСКОРЕННОЙ ИТЕРАЦИИ ПРИ ЗАДАНИИ RU-УЗЛОВ

Малышев С.В., Креч А.С.

Научный руководитель – старший преподаватель Мышковец Е.В.

СРАВНЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ РАСЧЕТА УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА СЕТИ ПРИ УЧЕТЕ И НЕУЧЕТЕ СТАТИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК НАГРУЗКИ ПО НАПРЯЖЕНИЮ

Астровский А.Г., Курченя Ю.В.

Научный руководитель – старший преподаватель Мышковец Е.В.

ВЛИЯНИЕ НЕСИММЕТРИИ НАГРУЗКИ ПО ФАЗАМ НА РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА

Денисевич Т.А.

Научный руководитель – старший преподаватель Мышковец Е.В.

ВЛИЯНИЕ ИСПОЛЬЗУЕМОЙ МОДЕЛИ НАГРУЗОК НА РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА

Горовой Д.Д., Шелест М. В.

Научный руководитель – старший преподаватель. Мышковец Е.В.

ВОЗМОЖНОСТИ ПРОГРАММЫ RASTRWIN

Панфило М.И., Прончак В.Ю.

Научный руководитель – старший преподаватель Мышковец Е.В.

ВЛИЯНИЕ СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ ПРИ РАСЧЕТА УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА

Горбачевский А.М., Мячин А.В.

Научный руководитель – старший преподаватель Мышковец Е.В.

РАСЧЕТ РЕЖИМОВ СЕТЕЙ 35-220 КВ В ПРОГРАММЕ RASTRWIN

Касперович А.А.

Научный руководитель – старший преподаватель Мышковец Е.В.

РАСЧЕТ, АНАЛИЗ И РЕГУЛИРОВАНИЕ ПОСЛЕАВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ БОРИСОВСКИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Никончук В.А.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Прокопенко В.Г.

РАСЧЕТ НАДЕЖНОСТИ УПРОЩЕННЫХ СХЕМ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ПОДСТАНЦИЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 110/10 КВ

Морозов А.Г., Мороз А.С.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Старжинский А.Л.

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ НЕСИММЕТРИИ НАПРЯЖЕНИЙ И СОПРОТИВЛЕНИЙ ПО ФАЗАМ ДЛЯ ЗАДАННОЙ СХЕМЫ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ 0.4 КВ

Швырёв С.С.

Научный руководитель - ст. преподаватель Мышковец Е.В.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕСТ УСТАНОВКИ КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ В ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Силивончик А.Ю.

Научный руководитель - к.т.н., доцент Прокопенко В.Г.

УТОЧНЕННЫЙ РАСЧЕТ ОПТИМАЛЬНЫХ ВЕЛИЧИН КОЭФФИЦИЕНТОВ ТРАНСФОРМАЦИИ И РЕАКТИВНЫХ МОЩНОСТЕЙ ИСТОЧНИКОВ В ОСНОВНЫХ СЕТЯХ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Печко А.С.

Научный руководитель - к.т.н., доцент Прокопенко В.Г.

РАСЧЁТ РЕЖИМА ЗАМКНУТОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ УЗЛОВЫХ УРАВНЕНИЙ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ С МАТРИЦЕЙ ZU ПРИ ЗАДАНИИ ЧАСТИ УЗЛОВ АКТИВНОЙ МОЩНОСТЬЮ И МОДУЛЕМ НАПРЯЖЕНИЯ

Зайцев П.А.

Научный руководитель – старший преподаватель Мышковец Е.В.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КРИТИЧЕСКИХ ПРОЛЁТОВ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Хилевич Р.А.

Научный руководитель - ст. преподаватель Мышковец Е.В.

РАСЧЕТ НАДЕЖНОСТИ ПРОСТЕЙШИХ СХЕМ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ПОДСТАНЦИЙ

Радкевич А. А., Малашкевич А. Д.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Старжинский А.Л.

РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА, СОСТАВЛЕНИЕ И ОТЛАДКА ПРОГРАММЫ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СУММАРНЫХ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В СХЕМЕ РАЗОМКНУТОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Бондарева А.С.

Научный руководитель – доцент Новиков С.О.

ПРИЧИНЫ ВОЗНИКНОВЕНИЯ И МЕРЫ ПРОТИВОДЕЙСТВИЯ КРУПНЫМ АВАРИЯМ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ

ГАВАРЕНЬ А.Д.

Научный руководитель – д.т.н., проф. Фурсанов М.И.

БЕСПРОВОДНАЯ ПЕРЕДАЧА ЭЛЕКТРИЧЕСТВА

ЗУБАРЕВ А.А.

Научный руководитель – д.т.н., проф. Фурсанов М.И.

ПРИМЕНЕНИЕ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ НОВОГО КЛАССА РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕВЫХ УПРАВЛЯЕМЫХ УСТРОЙСТВ

КОЗЛОВА С.А.

Научный руководитель – д.т.н., проф. Фурсанов М.И.

ОПТИМИЗАЦИЯ РАЗМЕЩЕНИЯ УСТРОЙСТВ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ

КОЩЕНОК П.В.

Научный руководитель – д.т.н., проф. Фурсанов М.И.

СНИЖЕНИЕ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ НА КОРОНУ НА ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЯХ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

КРИВАЛЫЦЕВИЧ В.С.

Научный руководитель – д.т.н., проф. Фурсанов М.И.

РАСЧЕТ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ ИЗ-ЗА ТОКОВ УТЕЧКИ

ЛЕОНОВ В.М.

Научный руководитель – д.т.н., проф. Фурсанов М.И.

ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ВЕТРОЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ УСТАНОВКИ

МАРЧИК Р.Г.

Научный руководитель – д.т.н., проф. Фурсанов М.И.

СНИЖЕНИЕ ХИЩЕНИЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПРИ ЕЕ ПЕРЕДАЧИ ПО ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ СЕТЯМ

РАСЮК М.В.

Научный руководитель – д.т.н., проф. Фурсанов М.И.

НОВЫЙ ПРОТОКОЛ БЕСПРОВОДНОГО СБОРА ЭНЕРГОДАНЫХ

САВЧУК А.Н.

Научный руководитель – д.т.н., проф. Фурсанов М.И.

РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА РАСЧЕТА ПОТЕРЬ В ИЗОЛИРОВАННЫХ И НЕИЗОЛИРОВАННЫХ ПРОВОДАХ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ С УЧЕТОМ РЕЖИМНЫХ И КЛИМАТИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ

СУПРУНЕНКО А.М.

Научный руководитель – д.т.н., проф. Фурсанов М.И.

ЭВОЛЮЦИОННЫЙ АЛГОРИТМ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ ПО АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

ХАЦКЕВИЧ С.В.

Научный руководитель – д.т.н., проф. Фурсанов М.И.

МОДЕЛЬ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

ЦАРЕВИЧ Е.Н.

Научный руководитель – д.т.н., проф. Фурсанов М.И.

МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОПТИМИЗАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

ЦАРЕВИЧ Е.Н., РУДАК Д.В.

Научный руководитель – ассистент ПЕТРАШЕВИЧ Н.С.

МОДЕРНИЗАЦИЯ ЭЛЕМЕНТОВ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ПУТЕМ ВНЕДРЕНИЯ ИННОВАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

Власов А. А.

Научный руководитель – Гапанюк С. Г.

ТРАНСФОРМАТОРЫ С АМОРФНЫМ МАГНИТОПРОВОДОМ

Войтюлевич О.А

Научный руководитель – ассистент Гапанюк С.Г

ТРАНСФОРМАТОРЫ С ГИБРИДНОЙ ИЗОЛЯЦИЕЙ

Трепашко А. Н.

Научный руководитель – Гапанюк С. Г.

ОСОБЕННОСТИ РАСЧЕТА РЕЖИМА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

Горновская Е.Н., Гославский П.С.

Научный руководитель – м.т.н., старший преподаватель Волков А.А.

АНАЛИЗ ОПЕРАЦИЙ ПРИ РЕШЕНИИ УРАВНЕНИЙ УЗЛОВЫХ НАПРЯЖЕНИЙ МЕТОДОМ ГАУССА И ПРИ РАСЧЕТЕ РЕЖИМА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ МЕТОДОМ ЭКВИВАЛЕНТНЫХ ПРЕОБРАЗОВАНИЙ

Зайцев П.А.

Научный руководитель – м.т.н., старший преподаватель Волков А.А.

УЧЕТ РЕЖИМНЫХ ОГРАНИЧЕНИЙ ПРИ РАСЧЕТЕ СТАТИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

Чернявская А.Г.

Научный руководитель – м.т.н., старший преподаватель Волков А.А.

РАСЧЕТ ДИНАМИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ ПРИ НЕСИММЕТРИЧНЫХ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЯХ

Бухтик Е.П.

Научный руководитель – м.т.н., старший преподаватель Волков А.А.

ПОВЫШЕНИЕ ДИНАМИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ ПУТЁМ ПРИМЕНЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ТОРМОЖЕНИЯ ГЕНЕРАТОРОВ

Халецкая Е.В.

Научный руководитель – м.т.н., старший преподаватель Волков А.А.

ИССЛЕДОВАНИЕ РЕЖИМОВ РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ В ЦЕНТРЕ ПИТАНИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Белько А.И., Янушкевич К.С.

Научный руководитель – м.т.н., старший преподаватель Волков А.А.

УДК.621.321

ПОКАЗАТЕЛИ НАДЕЖНОСТИ СХЕМ ШЕСТИУГОЛЬНИК И ОДНА РАБОЧАЯ СЕКЦИОНИРОВАННАЯ СИСТЕМА ШИН С ПОДКЛЮЧЕНИЕМ ОТВЕТСТВЕННЫХ ПРИСОЕДИНЕНИЙ ЧЕРЕЗ «ПОЛУТОРНУЮ» ЦЕПОЧКУ

Галтеева Д.В., Король О.В.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Старжинский А.Л.

Основные задачи надежности закладываются при проектировании, обеспечиваются при изготовлении устройств и поддерживаются в эксплуатации. Теория надежности также устанавливает и изучает количественные характеристики надежности и исследует связь между показателями экономичности и надежности. Существуют два направления повышения надежности: повышение надежности элементов, из которых состоит определенный объект, и создание объекта с высокой степенью надежности из относительно не надежных элементов, используя различные виды резервирования. Максимальной эффективности в повышении надежности можно добиться рациональным сочетанием этих двух направлений.

Расчет показателей надежности схем производился таблично-логическим методом. Это индуктивный метод исследования, применяющийся, когда разнообразие отказов велико и до начала исследования нет возможности определить, какие виды отказов и аварий могут возникнуть при разных возмущениях. Метод позволяет выявить все возможные виды аварий, возникающих при наложениях событий отказов и повреждений главной схемы на ремонтные и эксплуатационные режимы, отличающиеся составом оставшихся в работе элементов и их повреждаемостью, а также все виды возможных аварий при развитии отказов в указанных режимах, из-за отказов срабатывания коммутационной аппаратуры и устройств ПА.

Рассмотрим подробнее рассматриваемые схемы и области их применения.

В кольцевой схеме – шестиугольнике (рис. 1) сборные шины замкнуты в кольцо и секционированы с помощью выключателей по числу присоединений. На ответвлениях от сборных шин предусмотрены только разъединители. Отношение числа выключателей к числу присоединений равно единице. Релейная защита каждого присоединения включена на сумму токов, проходящих через ближайшие к присоединению выключатели. Внешнее замыкание в любом присоединении отключается двумя выключателями. При этом кольцо размыкается, но все ветви, кроме поврежденной, остаются в работе. После такого отключения поврежденное присоединение следует изолировать с помощью линейного разъединителя и включить выключатели, чтобы кольцо не оставалось разомкнутым.

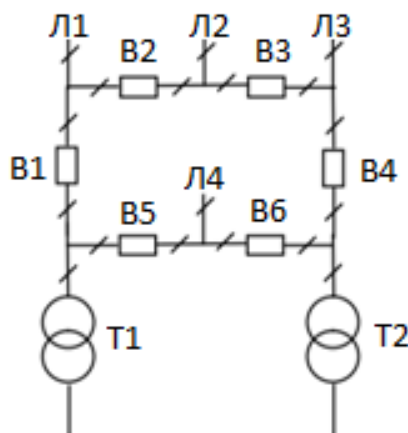


Рисунок 1. Кольцевая система шин (шестиугольник)

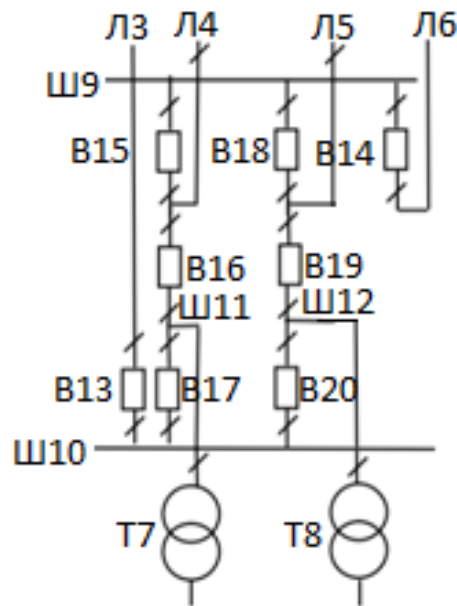


Рисунок 2. Одна рабочая секционированная система шин с подключением ответственных присоединений через «полуторную» цепочку

Замыкание в выключателе или отказ выключателя при внешнем замыкании связаны с отключением двух присоединений. Недостаток такой схемы связан с тем, что при размыкании кольца (ремонт выключателя) внешнее замыкание может привести к отключению вместе с поврежденным присоединением также соседнего поврежденного присоединения, но вероятность такого совпадения мала. В целом эта схема характеризуется, как эксплуатационно надежная и рекомендуется для двухтрансформаторных ПС 110-330кВ с 4-мя ВЛ.

К схемам со сборными шинами и одним выключателем на присоединение относятся схемы с одной секционированной системой шин. Они применяются, как правило, при пяти и более присоединениях. Схемы с одной секционированной системой шин или с одной секционированной и обходной системами шин применяются на напряжении 35–220кВ при парных линиях или линиях, резервируемых от других ПС, а также нерезервируемых, но не более одной на любой из секций, т. е. при отсутствии требования сохранения в работе всех присоединений при выводе в ревизию или ремонт рабочей секции шин. Схема применяется на напряжение 35 – 220кВ как альтернатива схеме одна рабочая секционированная выключателем система шин при повышенных требованиях к сохранению в работе особо ответственных ВЛ и силовых трансформаторов.

Расчеты показателей надежности схем производились в программе TOPAS.

Таблица 1 – Показатели надежности элементов электрической сети

Элемент	Ном. напряжение	1/год	$t_{\text{ср}},$ ч	$\lambda_{\text{нл}},$ 1/год	$t_{\text{нл}},$ ч
Выключатели	110	0,01000	30,7	0,080	100
Силовые трансформаторы	110	0,01400	76,0	0,750	28,0
Воздушные линии на 1 км	110	0,52000	14,4	2,000	14,5
Сборные шины	110	0,48000	5,0	0,166	4,0

Уровень надежности как показатель схемы электроснабжения потребителей может быть оценен в количественном выражении. В качестве такого критерия примем коэффициент неготовности схемы нести нагрузку из-за внезапных отказов ее элементов.

Коэффициент неготовности потребителей:

$$K_{нг} = \frac{\lambda \cdot T}{8760}, \quad (1)$$

где λ – частота погашений потребителей, 1/год;

T – длительность погашений потребителей.

Таблица 2 – Результаты расчета надежности оборудования схемы «шестиугольник»

Аварии	λ , 1/год	T, ч	$K_{нг}$, о.е.
Отказ одного трансформатора	0,12600	21,25	$3,057 \cdot 10^{-4}$
Отказ одного трансформатора и одной линии	0,04580	0,53	$2,771 \cdot 10^{-6}$
Отказ одного трансформатора и двух линий	0,00140	0,83	$1,32 \cdot 10^{-7}$
Отказ одного трансформатора и трех линий	0,00183	1,31	$2,73 \cdot 10^{-7}$
Отказ двух трансформаторов и четырех линий	0,000578	0,5	$3,2 \cdot 10^{-8}$
Отказ одной линии	2,18	14,49	$3,606 \cdot 10^{-3}$
Отказ двух линий	0,02630	0,56	$1,681 \cdot 10^{-6}$

Таблица 3 – Результаты расчета надежности оборудования схемы «одна рабочая секционированная система шин с подключением ответственных присоединений через «полупортную» цепочку»

Аварии	λ , 1/год	T, ч	$K_{нг}$, о.е.
Отказ одного трансформатора	0,12500	21,25	$3,032 \cdot 10^{-4}$
Отказ одного трансформатора и одной линии	0,04400	0,61	$3,063 \cdot 10^{-6}$
Отказ одного трансформатора и двух линий	0,00145	0,81	$1,34 \cdot 10^{-7}$
Отказ одного трансформатора и трех линий	0,00124	1,34	$1,89 \cdot 10^{-7}$
Отказ двух трансформаторов и четырех линий	0,0000592	0,5	$0,33 \cdot 10^{-8}$
Отказ одной линии	2,19	14,64	$3,66 \cdot 10^{-3}$
Отказ двух линий	0,02630	2,22	$6,665 \cdot 10^{-6}$

После сравнения рассчитанных коэффициентов оказалось, что схема «шестиугольник» менее надежна. При полном погашении схемы она имеет коэффициент неготовности больше, чем схема «одна рабочая секционированная система шин с подключением ответственных присоединений через «полуторную» цепочку».

Литература

1. Розанов, М. Н. Надежность электроэнергетических систем – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 200с.
2. Основы надежности систем электроснабжения / В.А. Анищенко и И.В. Колосова; кол. авт. Белорусский национальный технический университет, Кафедра "Электроснабжение". - Минск: БНТУ, 2007. - 150 с.: ил.

УДК.621.321

РАСЧЁТ НАДЁЖНОСТИ ГЛАВНОЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ КЭС-800 МВт

Белько А.И., Кушнер Д.А.

Научный руководитель - к.т.н., доцент Старжинский А.Л.

Для обеспечения надёжности электроснабжения при проектировании и эксплуатации энергосистем и электрических сетей необходимо производить расчёт надёжности, который включает в себя расчёт вероятности отказов элементов схемы, времени простоя оборудования. Для расчёта надёжности в этой работе используется программа «ТОPAS».

Моделирование, анализ множества состояний схемы и вычисление показателей надёжности осуществляются в соответствии с учётом характеристик повреждаемости, ремонтпригодности, профилактики основного электрического оборудования и возможности отказов в срабатывании устройств релейной защиты и автоматики (РЗ и А).

Эффективный способ описания схем электрических соединений ЭС достигается при использовании коммутационного графа, ветвями которого являются коммутационные аппараты (КА) различных типов, а узлами - остальные связываемые ими элементы схемы. Гибким и эффективным подходом при моделировании надёжности схем электрических соединений ЭС является логико-цифровой компьютерный анализ, позволяющий производить описание схем с использованием наиболее экономичных матриц, обеспечивающих минимальную трудоёмкость подготовки исходных данных на этапе выполнения расчётов. Одной из таких матриц является матрица границ ветвей [В], для составления которой осуществляется последовательная нумерация элементов графа и последующая запись узлов, связываемых каждой его ветвью. Таким образом, являясь максимально заполненной, матрица [В] имеет размерность $[N, 2]$, где N - число ветвей графа.

В соответствии с намеченными расчётными множествами аварийных состояний схемы рассматриваются конкретные пути их возможной реализации в j -м режиме работы (нормальном, плановом или аварийном ремонте) при повреждениях её i -го оборудования с последующей нормальной локализацией аварии и при отказах в срабатывании устройств РЗ и А, КА, а также при переходе к его аварийному восстановлению после проведения оперативных переключений персоналом станции.

Для расчёта надёжности станции используются такие показатели как:

- частота отказов
- время послеаварийного восстановления
- частота планового ремонта
- длительность планового ремонта
- вероятность отказов в срабатывании при отключении КЗ (для выключателей)
- вероятность отказов в срабатывании РЗ при возникновении КЗ

Вычисление логических показателей надёжности главной схемы осуществляется на основе определения количества комбинаций событий (конъюнкций) $C(k)$, приводящих к отказу её функционирования k -го вида:

$$C(k) = \sum_i \sum_j \sum_s L(k), \quad (1)$$

где $L(k)$ - логическая функция, принимающая значение 0 или 1.

Вычисление частот отказов функционирования k -го вида $\lambda(k)$ и длительностей аварийного восстановления $T(k)$ в общем случае осуществляется по выражениям:

$$\lambda(k) = \sum_j \sum_i q(j) \lambda(i) Q(s/i) L(k); \quad (2)$$

$$T(k) = \frac{1}{\lambda(k)} \sum_j \sum_i q(j) \lambda(i) \min \left\{ \frac{t(j)}{2}; t(i); t_{o.п.} \right\} Q(s/i) L(k), \quad (3)$$

где $q(j)$ - относительная длительность j -го ремонтного режима (о.е.);

$\lambda(i)$ - частота повреждения i -го элемента схемы (1/год);

$t(i)$ - длительность послеаварийного восстановления i -го элемента схемы (ч);

$t(j)$ - длительность j -го ремонтного режима работы схемы (ч);

$t_{0.п.}$ - время оперативных переключений (ч);

$Q(s/i)$ - вероятность отказа в срабатывании s -го устройства РЗ или КА.

В данной работе был выполнен расчёт надёжности для КЭС мощностью 800 МВт. КЭС состоит из 4 блоков, мощностью по 200 МВт каждый, выдача электроэнергии производится по блочной схеме (генератор - трансформатор) по двум напряжениям - 330 и 110 кВ: 520 МВт генерируемой мощности отдаётся потребителям по 11 ВЛ-110 кВ, а оставшаяся мощность выдаётся на напряжении 330 кВ в энергосистему по двухцепной линии. Между РУ 110 и 330 кВ предусмотрена связь через два автотрансформатора связи (АТС), мощностью по 200 МВА каждый. Блочные трансформаторы выполнены на мощность 250 МВА. В качестве коммутационных аппаратов используются элегазовые выключатели (в т.ч. и для генераторных выключателей). Схема КЭС отображена на рисунке 1.

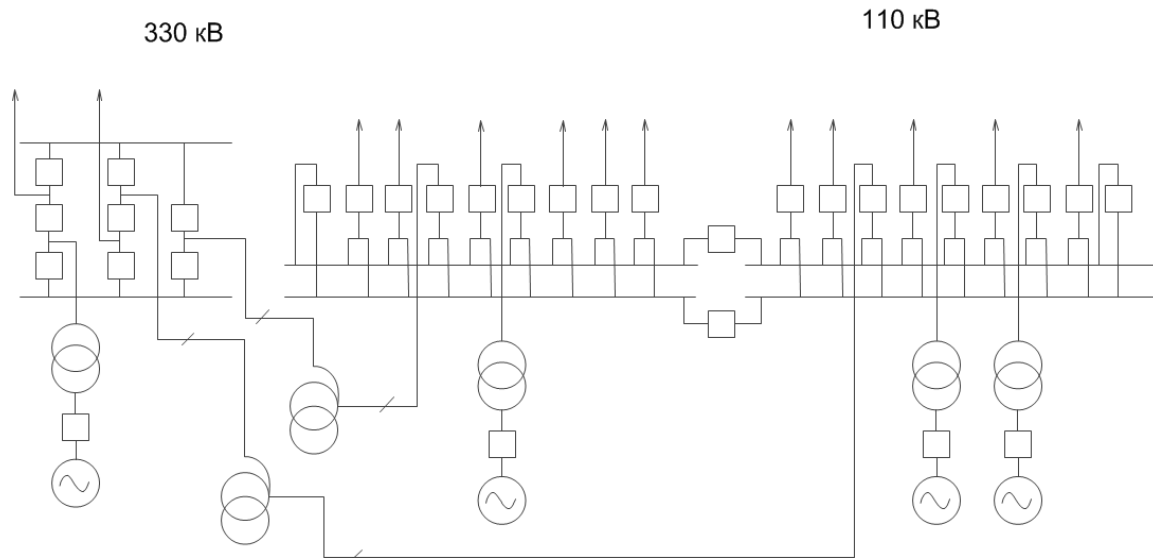


Рисунок 1. Структурная схема КЭС

РУ-330 кВ конструктивно выполнено в виде ОРУ по схеме «три выключателя на два присоединения» (т.н. «полуторная» схема). В данном случае установлено 8 выключателей на 5 присоединений (см. схему). Эта схема обладает следующими достоинствами:

При ревизии любого выключателя все присоединения остаются в работе

Высокая надёжность (все цепи остаются в работе даже при повреждениях на сборных шинах)

Ремонт оборудования происходит без нарушения работы цепей

Количество необходимых операций разъединителями значительно меньше, чем в схеме с двумя рабочими и обходной системами шин

Однако такая схема обладает и недостатками:

Отключение КЗ на линии производится двумя выключателями, что увеличивает общее количество ревизий выключателей;

Удорожание конструкции РУ при нечётном числе присоединений;

Снижение надёжности в случае, когда число линий не совпадает количеству трансформаторов (возможное отключение одновременно двух линий (трансформаторов));

Усложнение цепей РЗ;

Увеличение количества выключателей в схеме.

Тем не менее, именно данная схема чаще всего применяется в РУ 330-750 кВ благодаря высокой её надёжности.

РУ-110 кВ выполнено в виде КРУЭ по схеме «две рабочие секционированные системы шин». Так как здесь используются элегазовые выключатели, для этого РУ не предусматривается установка обходной системы шин, однако данная система шин

применяется для других типов выключателей (воздушные, маломасляные). Также необходимо отметить, что в данной схеме секционируются обе системы шин, поскольку число присоединений равняется 16. Такая схема позволяет производить ремонт одной системы шин, сохраняя в работе все присоединения. Помимо этого, секционирование систем шин позволяет уменьшить токи КЗ, а также уменьшает количество отключаемых цепей в случае возникновения КЗ на секции. Однако эта схема обладает следующими недостатками:

Большое количество коммутационных аппаратов (в частности разъединителей);

Отказ одного выключателя при аварии приводит к отключению всех источников питания и линий, присоединённых к данной системе шин;

Повреждение ШСВ равноценно КЗ на обеих системах шин (например, в данном случае отказ выключателя В43 (рисунок 2) равноценен КЗ на шинах Ш28, Ш29);

Увеличение затрат на РУ вследствие необходимости установки ШСВ, ОВ;

При применении элегазовых выключателей (для схемы «две рабочие секционированные системы шин без обходной системы шин») вывод выключателя в ремонт приводит к обесточиванию цепи.

При наличии обходной системы шин такая схема является основной для РУ 110-220 кВ.

Перед расчётом необходимо пронумеровать все элементы (генераторы, линии, АТС, блочные трансформаторы, шины, выключатели, разъединители) (рисунок 2), а также указать связь узлов и ветвей (для КА) (таблица 1).

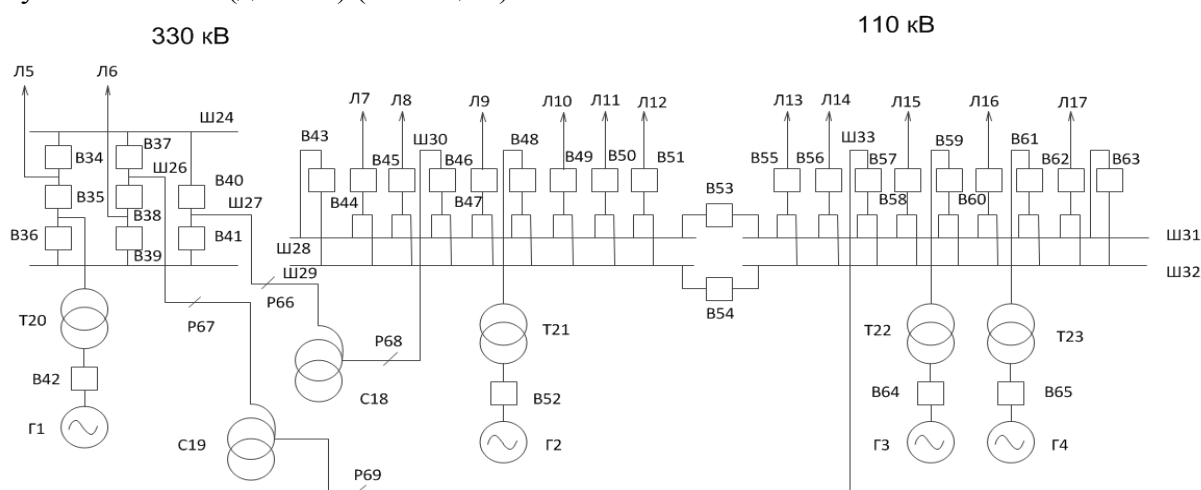


Рисунок 2. Схема с пронумерованными элементами

Таблица 1 - Матрица связей узлов и ветвей

Номер КА	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45
1 узел	5	5	20	24	6	25	24	27	1	28	7	8
2 узел	24	20	25	26	26	6	27	25	20	29	28	29

Номер КА	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57
1 узел	30	9	21	10	11	12	2	28	29	13	14	33
2 узел	28	29	28	29	28	29	21	31	32	31	32	31

Номер КА	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69
1 узел	15	22	16	23	17	31	3	4	27	26	30	33
2 узел	32	31	32	32	31	32	22	23	18	19	18	19

Чтобы рассчитать надёжность станции необходимо использовать эти показатели по каждому элементу (берутся со справочных данных) (таблица 2). Для определения частот отказов и времени восстановления будем считать, что в плановый и аварийный ремонты будет уходить один из выключателей.

Таблица 2 - Показатели надёжности элементов схемы

Элементы схемы	Частота отказа, 1/год	Время п-авар. восст., ч	Частота план. рем-та, 1/год	Длитель. план-го рем-та, ч	Вероятн. отказа при откл. КЗ, о.е.	Вероятн. отказа в срабат. РЗ, о.е.
Генератор 200 МВт	0.87	58	1.0	600.0	-	0.001
ЛЭП 330 кВ	0.002	9.0	0.5	20.0	-	0.001
ЛЭП 110 кВ	0.005	7.0	0.5	14.0	-	0.001
АТС 330 кВ	0.04	45.0	0.5	9.5	-	0.001
Тр-р 330 кВ	0.04	45.0	0.5	9.5	-	0.001
Тр-р 110 кВ	0.005	40.0	0.25	7.5	-	0.001
СШ 330 кВ	0.039	15.0	0.498	9.0	-	0.001
СШ 110 кВ	0.096	8.0	0.996	24.0	-	0.001
Элег. выкл. 330 кВ	0.005	80.0	0.2	80.0	0.002	-
Элег. выкл. 110 кВ	0.005	25.0	0.2	25.0	0.003	-
Генер. выкл.	0.009	10.0	0.5	10.0	0.003	-

Для анализа результатов расчёта надёжности рассмотрим несколько вариантов: отказ одного генератора, двух генераторов; отказ одной линии; отказ одного генератора и одной линии; отказ двух генераторов и шести линий; полное погашение станции (отказ всех генераторов и линий). Сведём данные расчётов в таблицу 3.

Таблица 3 - Результаты анализа надёжности (частоты и длительности аварийных отключений):

Код аварии	Суммарная частота, 1/год	Среднее время восст., ч	Коэф. неготовности
1Г	3.56	57.55	0.0234
1Г 1Л	0.0289	46.01	$1.52 \cdot 10^{-4}$
2Г	0.011	56.87	$7.14 \cdot 10^{-5}$
1Л	0.132	14.4	$2.17 \cdot 10^{-4}$
2Г 6Л	$3.5 \cdot 10^{-5}$	0.5	$2 \cdot 10^{-9}$
4Г 13Л	$1.14 \cdot 10^{-8}$	0.5	$6.5 \cdot 10^{-12}$

Как видно из результатов, наиболее вероятным считается отказ одного генератора и отказ одной линии (по отдельности). Это необходимо учитывать при краткосрочном и долгосрочном планировании режимов работы энергосистемы и станции, в частности. Также можно отметить преимущество полуторной схемы над схемой «две рабочие секционированные системы шин»: частоты отказов при отключении линий Л5 и Л6 меньше, чем частоты для линий Л7-Л17. Применение элегазовых выключателей также позволило снизить частоту отказов. Для повышения надёжности рекомендуется для РУ-110 кВ использовать схему «одна рабочая (секционированная) система шин».

Литература

1. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. - 3-е изд. - М., Энергоатомиздат, 1987 г.

Электротехнический справочник: В 4 т. Т.3. Производство, передача и распределение электрической энергии / Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. редактор А.И. Попов). - 9-е изд. - М.: Издательство МЭИ, 2004. - 964 с.

ХАРАКТЕРИСТИКА РАЗЛИЧНЫХ ВИДОВ ОПОР И УСЛОВИЙ ИХ ПРИМЕНЕНИЯ

Рыжков Н.С.

Научный руководитель – старший преподаватель Юршо Е.Л.

Опоры ЛЭП предназначены для сооружений линий электропередач при расчётной температуре наружного воздуха до -65°C и являются одним из главных конструктивных элементов ЛЭП, отвечающим за крепление и подвеску электрических проводов на определённом уровне.

В зависимости от способа подвески проводов опоры делятся на две основные группы:

- опоры промежуточные, на которых провода закрепляются в поддерживающих зажимах;
- опоры анкерного типа, служащие для тяжения проводов; на этих опорах провода закрепляются в натяжных зажимах.

В соответствии с требованиями ПУЭ пересечения некоторых инженерных сооружений, например, железных дорог общего пользования, необходимо выполнять на опорах анкерного типа. На углах поворота линии устанавливаются угловые опоры, на которых провода могут быть подвешены в поддерживающих или натяжных зажимах.

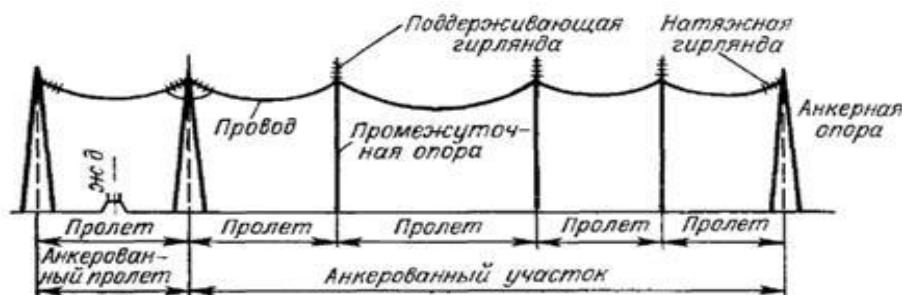


Рисунок 1. Схема анкерованного участка воздушной линии

Эти виды опор делятся на типы, имеющие специальное назначение:

Промежуточные прямые опоры устанавливаются на прямых участках линии. На промежуточных опорах с подвесными изоляторами провода закрепляются в поддерживающих гирляндах, висящих вертикально; на опорах со штыревыми изоляторами крепление проводов производится проволоочной вязкой. В обоих случаях промежуточные опоры воспринимают горизонтальные нагрузки от давления ветра на провода и на опору и вертикальные — от веса проводов, изоляторов и собственного веса опоры.

Промежуточные угловые опоры устанавливаются на углах поворота линии с подвеской проводов в поддерживающих гирляндах. Помимо нагрузок, действующих на промежуточные прямые опоры, промежуточные и анкерно-угловые опоры воспринимают также нагрузки от поперечных составляющих тяжения проводов и тросов. При углах поворота линии электропередачи более 20° вес промежуточных угловых опор значительно возрастает. При больших углах поворота устанавливаются анкерно угловые опоры.

Классификация опор

По способу закрепления в грунте:

- Опоры, устанавливаемые непосредственно в грунт
- Опоры, устанавливаемые на фундаменты

По напряжению:

Опоры подразделяются на опоры для линий 0,4, 6, 10, 35, 110, 220, 330, 500, 750, 1150кВ. Отличаются эти группы опор размерами и весом. Чем больше напряжение, тем выше опора, длиннее её траверсы и больше её вес. Увеличение размеров опоры вызвано

необходимостью получения нужных расстояний от провода до тела опоры и до земли, соответствующих ПУЭ для различных напряжений линий.

По материалу изготовления:

1. Деревянные опоры

В качестве материала для опор на сельских линиях широко применяют древесину деревьев хвойных пород, в первую очередь сосны и лиственницы, а затем пихты и ели (для линий напряжением 35кВ и ниже). Для траверс и приставок опор ель и пихту применять нельзя.

Деревянные опоры изготавливают из круглого леса — бревен со снятой корой (рисунок 2). Стандартная длина бревен колеблется от 5 до 13 м через 0,5 м, а диаметр в верхнем отрубе — от 12 до 26 см через 2 см. Толщину бревна в комле, то есть в нижнем, толстом конце, определяют естественной конусностью ствола дерева. Изменение диаметра бревна на каждый погонный метр его длины, называемое сбегом, принимается 0,8 см. Чем больше длина бревен для опор (чем длиннее лес), тем выше стоимость кубического метра древесины. Древесина опор подвергается воздействию внешних условий и особенно переменной влажности в месте заделки в землю. Вследствие этого она загнивает, разрушается и, если не принять специальных мер, быстро выходит из строя.



Рисунок 2. Бревна для изготовления деревянных опор.

Способы антисептирования древесины для деревянных опор воздушных линий:

Срок службы опор из непропитанной древесины составляет: для опор из сосны 4 - 5 лет, из лиственницы 14 -15 лет, из ели 3- 4 года. В южных районах, где высокие температуры способствуют ускоренному гниению древесины, срок службы непропитанных опор уменьшается в 1,5 - 2 раза против приведенных цифр. В связи с этим необходимо применять бревна, только пропитанные антисептиком, за исключением лиственницы зимней рубки, которая не требует пропитки.

Наилучшим способом антисептирования древесины опор признана пропитка ее каменноугольным маслом, получаемым при перегонке сырой каменноугольной смолы. Хорошие результаты дает также пропитка антраценовым маслом и флегмой. Влажность древесины должна быть не более 25 %.

Бревна, предназначенные для изготовления опор, при пропитке загружают в стальной цилиндр. В него вводят консервирующую жидкость и создают на некоторое время давление до 0,9 МПа для того, чтобы жидкость проникла вглубь древесины. После этого в цилиндре создают разрежение, чтобы жидкость стекла. На этом процесс пропитки заканчивается. Срок службы опор при описанном способе пропитки значительно увеличивается и достигает 25 - 30 лет. В зарубежной практике он принимается даже 35 - 40 лет.

Сосновую и еловую древесину можно пропитывать водорастворимыми антисептиками. Для этой цели рекомендуется доналит разных марок. При пропитке древесины в стальных цилиндрах под давлением влажность ее может быть в пределах от 30 до 80 %. Древесину загружают в цилиндр на 15 мин, создают в нем вакуум, затем на 1...2,5ч подают раствор антисептика под давлением 1,3 МПа.

Для увеличения срока службы опор, пропитанных водорастворимыми антисептиками, рекомендуют через 15 - 17 лет эксплуатации ставить на них антисептические бандаж. Бандаж ставят на часть опоры, расположенную выше поверхности земли на 30 см и ниже ее

также на 30 см. Его изготавливают из полосы толя, рубероида или пергамина шириной 70 см. На опору наносят слой антисептической пасты, бандаж прибивают гвоздями и обвязывают проволокой. Столб возле бандажа и сам бандаж покрывают слоем битума. Учитывая ядовитые и опасные в пожарном отношении свойства антисептиков, работу по пропитке древесины диффузионным методом проводят с соблюдением правил безопасности.

2. Железобетонные опоры воздушных линий

Железобетонные опоры широко применяются на ВЛ до 500кВ включительно. Срок службы железобетонных опор в среднем в два раза выше, чем деревянных, хорошо пропитанных опор. Отпадает необходимость в использовании древесины, повышается надежность электроснабжения.

При изготовлении железобетонных опор для обеспечения необходимой плотности бетона применяются виброуплотнение и центрифугирование. Виброуплотнение производится различными вибраторами (инструментами или навесными приборами), а также на вибростолах. На ВЛ 110кВ (рис. 4) и выше стойки опор и траверсы порталных опор – центрифугированные трубы, конические или цилиндрические. На ВЛ 10-35кВ (рис. 3) стойки – центрифугированные или из вибробетона, а для воздушных линий более низкого напряжения – только из вибробетона. Траверсы одностоечных опор – металлические оцинкованные.



Рисунок 3. - Железобетонная опора 10кВ.



Рисунок 4. - Железобетонная опора 110кВ.

Достоинством железобетонных опор является их стойкость в отношении коррозии и воздействия химических реагентов, находящихся в воздухе. Основной недостаток – значительный вес, относительно высокий процент возникновения дефектов при транспортировке (сколы, трещины) и выкрашивание бетона в приповерхностном слое грунта за счет воздействия влаги и циклического изменения температуры (замерзание-оттаивание).

3. Металлические опоры воздушных линий

Металлические опоры — выполняют из стали специальных марок (рис. 5). Отдельные элементы соединяют сваркой или болтами. Как правило, для предотвращения окисления и коррозии поверхность металлических опор оцинковывают (в том числе методом газотермического напыления) или периодически окрашивают специальными красками. Металлические опоры (стальные), применяемые на линиях электропередачи напряжением 35кВ и выше, достаточно металлоемкие и требуют окраски в процессе эксплуатации для защиты от коррозии. Устанавливают металлические опоры на железобетонных фундаментах. Независимо от конструктивного решения и схемы металлические опоры выполняются в виде пространственных решетчатых конструкций.



Рисунок 5. Металлические опоры воздушных линий

4. Опоры из стальных труб

Композитные опоры — сравнительно новый тип опор (рис. 6). Получают распространение в США, Канаде, Норвегии, Китае. В России введено в экспериментальную эксплуатацию несколько участков ЛЭП различных классов напряжений с композитными опорами. Преимущества композитных опор обусловлены их диэлектрическими свойствами, хорошей устойчивостью к сложным климатическим условиям (ветер, гололед, циклы замораживание-оттаивание), а также малой массой, позволяющей вести их монтаж в труднодоступных местах.

Срок службы железобетонных и металлических оцинкованных или периодически окрашиваемых опор достигает 25 лет и более в определённых климатических условиях. Стоимость металлических и железобетонных опор значительно превышает стоимость деревянных опор. Выбор того или иного материала для опор обуславливается экономическими соображениями, а также наличием соответствующего материала в районе сооружения линии.



Рисунок 6. - Опоры из стальных труб

Выводы

Основным преимуществом высоковольтных ЛЭП постоянного тока является возможность передавать большие объёмы электроэнергии на большие расстояния с меньшими потерями, чем у ЛЭП переменного тока. В зависимости от напряжения линии и способа преобразования тока потери могут быть снижены до 3 % на 1000 км.

Но хотелось бы отметить, что в воздушных линиях сверхвысокого напряжения присутствуют потери активной мощности на корону. Эти потери зависят во многом от

погодных условий (в сухую погоду потери меньше, соответственно в дождь, изморось, снег эти потери возрастают) и расщепления провода в фазах линии. Потери на корону для линий различных напряжений имеют свои значения (для линии ВЛ 500 кВ среднегодовые потери на корону составляют около $\Delta P=9,0-11,0$ кВт/км).

Литература

1. Крюков К. П., Новгородцев Б. П. Конструкции и механический расчет линий электропередачи. — 2-е изд., перераб. и доп. — Л.: Энергия, Ленингр. отд-ние, 1979. — 312 с.
2. Линии электропередачи-2004 (-2006, -2008, -2010, -2012). Проектирование, строительство, опыт эксплуатации и научно-технический прогресс: Сборники докладов российских научно-практических конференций с международным участием / Под ред. Лаврова Ю. А. — Новосибирск.
3. Электромонтажные работы. В 11 кн. Кн. 8. Ч. 1. Воздушные линии электропередачи: Учеб. пособие для ПТУ. / Магидин Ф. А.; Под ред. А. Н. Трифонова. — М.: Высшая школа, 1991. — 208 с.

УДК 621.316.11

РАСЧЁТ НАДЁЖНОСТИ ГОРОДСКОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ДЛЯ ПИТАНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТРЕТЬЕЙ КАТЕГОРИИ

Спода А.Е., Дашковский А.А.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Старжинский А.Л.

Схемы городской электрической сети должны обеспечивать электроснабжение коммунально-бытовых потребителей с заданной Правилами устройства электроустановок степенью надёжности.

Для обеспечения надёжного электроснабжения потребителей второй категории схемы сети имеют резервные элементы, которые вводятся в работу (после повреждения основных элементов) оперативным персоналом. При этом может быть непосредственное резервирование линий напряжением 6-20 кВ, трансформаторов и линий 0,38 кВ, а также взаимное резервирование отдельных элементов сети (трансформаторов через сеть 0,38 кВ, резервирование линий 6-20 кВ и трансформаторов через сеть 0,38 кВ).

Городские электрические сети для питания потребителей третьей категории выполняются по радиальным нерезервируемым линиям напряжением 6-20 и 0,38 кВ, а также по петлевым резервируемым линиям напряжением 6-20 кВ с целью обеспечения двустороннего питания каждой трансформаторной подстанции и радиальным нерезервируемым линиям напряжением 0,38 кВ к потребителям.

В системах электроснабжения ответственных потребителей городской электрической сети, как правило, предполагается, что отключение любого элемента или группы элементов производится одним коммутационным аппаратом, и в схеме нет нормально включенных поперечных связей и электроснабжение любого узла в любой момент времени возможно лишь от одного из нескольких источников питания по единственному пути. Выбор этого пути определяется действиями противоаварийной автоматики и оперативного персонала. Отказы системы электроснабжения какой-либо из секций или групп секций наступают при разрыве всех возможных путей: рабочих, резервных и аварийных.

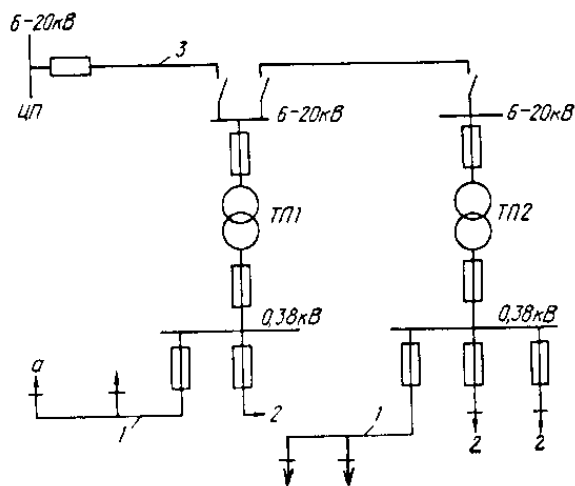


Рисунок 1. Радиальная нерезервированная сеть:

1 — распределительная линия напряжением 0,38 кВ;

2 — вводы к потребителям; 3 — распределительная линия напряжением 6 — 20 кВ

Схема сети, приведенная на рис. 1, применяется в малых городах, где линии напряжением 6—20 кВ выполняются воздушными с нагрузкой, меньшей 400 кВ·А. Эта сеть наиболее дешевая. Длина высоковольтной магистрали составляет до 2 км при максимальной нагрузке до 1,5 МВт. Здесь при повреждении любого элемента распределительной сети питание потребителей может быть восстановлено лишь после ремонта этого элемента или

его замены, так как в сети отсутствуют резервные элементы. Каждая ТП используется для питания своего района сети напряжением 0,38 кВ, которые между собой не связываются.

Поскольку группы приёмников электроэнергии суммарной мощностью свыше 400 кВ·А относятся к приёмникам второй категории, наибольшее распространение получила схема, приведенная на рис. 2. Петлевая линия — это не что иное, как линия с двухсторонним питанием, которая работает по разомкнутой схеме. Работа линий в замкнутом режиме экономически не оправдана из-за необходимости установки большого количества выключателей и устройств релейной защиты от повреждений. Схема, показанная на рис. 2, предназначена для электроснабжения приёмников третьей категории, так как питание отдельных потребителей осуществляется по радиальной сети напряжением 0,38 кВ. В связи с тем, что совокупность потребителей с суммарной нагрузкой более 400 кВ·А должна рассматриваться как приёмник второй категории, питание ТП по сети напряжением 6—20 кВ осуществляется с резервированием. Резерв трансформаторной мощности в ТП не предусматривается.

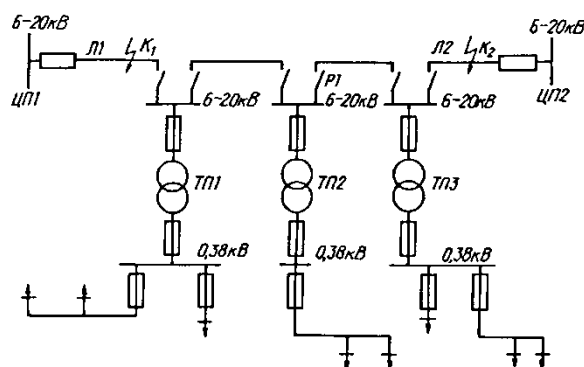


Рисунок 2. Петлевая линия напряжением 6 — 20 кВ и нерезервируемые линии напряжением 0,38 кВ

Петлевая линия может работать и в замкнутом режиме (разъединитель Р1 нормально включен). Однако в этом случае при коротком замыкании в какой-либо точке линии, например, К1 или К2, должны отключиться выключатели обоих центров питания, т. е. ЦП1 и ЦП2, и на все ТП будет прекращена подача электроэнергии на время поиска и локализации повреждённого участка. При работе петлевой линии в разомкнутом режиме, как показано выше, погашается при повреждениях на линии лишь часть ТП. Данное обстоятельство имеет решающее значение при выборе режима работы схемы сети.

Дадим количественную оценку уровня надёжности схемам электроснабжения потребителей второй и третьей категорий. В качестве такого критерия примем коэффициент неготовности схемы из-за внезапных отказов её элементов. В качестве примера рассмотрим петлевую линию 6-20кВ имеющую 5 ТП, рис 3. Для этого воспользуемся программой RIESS.

Программа предназначена для вычисления частоты λ (1) и длительности T (2) перерывов электроснабжения одновременно произвольного количества входящих в систему электроснабжения потребителей, а также коэффициента неготовности (3) данных потребителей в отношении такого события.

$$\lambda = \sum_{k=1} \lambda(k) \quad (1)$$

$$T = \frac{1}{\lambda} \sum_k T(k) \lambda(k) \quad (2)$$

$$K_n = \frac{T\lambda}{8760} \quad (3)$$

где $\lambda(k)$ и $T(k)$ — соответственно частоты и длительности смоделированных аварий k -го вида, приводящих к расчётному погашению.

Подготовка исходных данных для расчёта структурной надёжности схемы сети сводится к нумерации элементов схемы в определенной последовательности. Затем составляется матрица связности [B]. Здесь для каждого коммутационного аппарата в порядке следования их номеров записываются номера, примыкающих к ним узлов (источников питания, трансформаторов, секций шин, линий и отдельных потребителей).

С помощью программы REISS выполним расчёт надёжности городской распределительной электрической сети третьей категории при различных местах разрыва питающей сети 6-20 кВ, рис 3.

Данные о надёжности отдельных элементов, подключенных к сети напряжением 0,38 кВ системы электроснабжения, представлены в табл. 1.

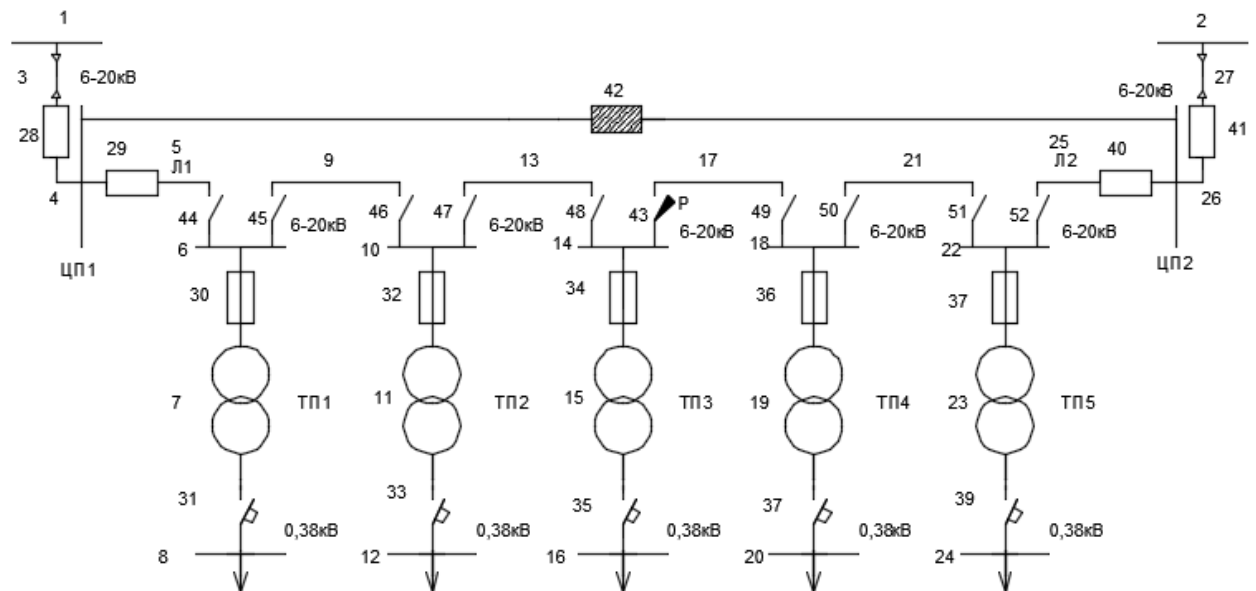


Рисунок 3. Подготовка схемы для расчёта в программе REISS

Таблица 1 - Показатели надёжности элементов городской электрической сети

Элемент	Номинальное напряжение U_n , кВ	λ 1/год	тв, ч/отказ	λ пл, 1/год	тпл, ч/откл.
Масляные выключатели	6-20	0,01000	10,0	0,200	10,0
Силовые трансформаторы	6-20	0,00800	60,0	0,250	6,0
Кабельные линии на 1 км	6-20	0,00500	4,4	1,000	2,0
Воздушные линии	6-20	0,02000	1,2	0,200	10
Сборные шины	6-20	0,09000	2,0	0,498	15,0
	0,38	0,00200	0,9	0,498	15,0
Предохранители	6-20	0,02000	2,0	0,166	4,0
Автоматические выключатели	0,38	0,00130	1,3	0	0,0

Таблица 2 - Показатели надёжности схемы электроснабжения потребителей третьей категории на РП-6-20 кВ

Шины 0,38 кВ	Показатель	Отключенный разъединитель				
		P1	P2	P3	P4	P5
ТП1	λ , 1/год	0,3246	0,5534	0,6325	0,8617	0,9328
	t, ч	3,5310	2,7380	2,2300	1,8120	1,6320
	$K_H \cdot 10^{-3}$, о.е.	0,1202	0,1309	0,1414	0,1521	0,1628
ТП2	λ , 1/год	0,8540	0,5534	0,6325	0,8617	0,9328
	t, ч	2,6550	2,8890	2,4560	2,0410	1,8780
	$K_H \cdot 10^{-3}$, о.е.	0,2592	0,1589	0,1632	0,1811	0,1912
ТП3	λ , 1/год	0,7324	0,8490	0,6325	0,8617	0,9328
	t, ч	2,8220	2,8220	2,8220	2,5210	2,0890
	$K_H \cdot 10^{-3}$, о.е.	0,2223	0,2223	0,1766	0,1859	0,1986
ТП4	λ , 1/год	0,5892	0,5892	0,5892	0,8579	0,9311
	t, ч	3,3010	3,3010	3,3010	2,4120	2,1830
	$K_H \cdot 10^{-3}$, о.е.	0,1527	0,1527	0,1527	0,2143	0,2389
ТП5	λ , 1/год	0,4537	0,4537	0,4537	0,4541	0,9311
	t, ч	3,8670	3,8670	3,8670	3,8670	2,3490
	$K_H \cdot 10^{-3}$, о.е.	0,1447	0,1447	0,1447	0,1447	0,2777

Выводы

Схемы городской электрической сети для электроснабжения потребителей второй и третьей категорий имеют более высокие показатели надёжности при работе в разомкнутом режиме.

Из расчётов видно, что надёжность потребителей, питающихся от шин трансформаторной подстанции напряжением 0,38 кВ, примерно в 1,2-2 раза изменяется при изменении точки разрыва сети напряжением 6-20 кВ (точки 1-5). Наиболее целесообразная, с точки зрения надёжности точка разрыва сети под номером 3.

В разомкнутой схеме чем дальше находится потребитель от центра питания, тем меньше его надёжность получения электроэнергии, так как при этом увеличивается коэффициент неготовности. Поэтому наиболее надёжным является размыкание в середине схемы, деля схему на равные части, для уменьшения дальности потребителей от центра питания.

Литература

1. Короткевич, М.А. Эксплуатация электрических сетей: учебник / М. А. Короткевич. – 2-е изд. – Минск: Вышэйшая школа, 2014. – 350 с.
2. Короткевич, М.А. Соотношение показателей надёжности питающей городской электрической сети напряжением 6–10 кВ и системы глубокого ввода // Методические вопросы исследования надёжности больших систем энергетики / М. А. Короткевич. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2005. – Вып. 55. – С. 52–59.

УДК 621

ПОКАЗАТЕЛИ НАДЕЖНОСТИ СХЕМЫ ГОРОДСКОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ДЛЯ ПИТАНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ВТОРОЙ КАТЕГОРИИ

Жукович Я.В., Пинчук Ю.С.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Старжинский А.Л.

Схема городской электрической сети должна обеспечивать электроснабжение коммунально-бытовых потребителей с определенной степенью надежности, заданной ПУЭ. Уровень надежности является показателем бесперебойной работы систем электроснабжения и оценивается в количественном выражении. В качестве такого критерия примем коэффициент неготовности схемы нести нагрузку из-за внезапных отказов ее элементов [1]. Для исследования выбираем схему городской распределительной электрической сети, которая является частью схемы микрорайона Лощица.

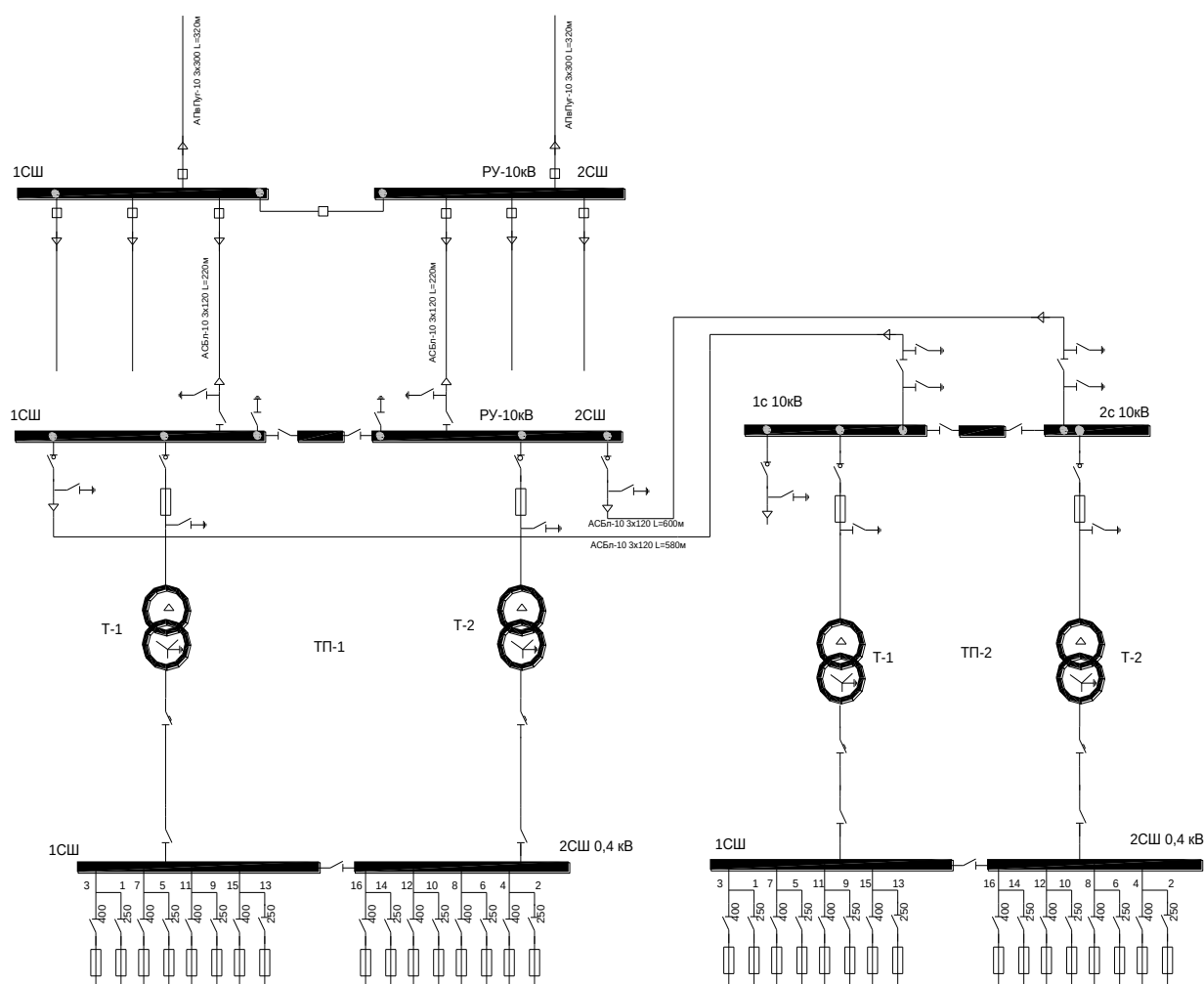


Рисунок 1. Схема электроснабжения городской сети

Для анализа данной схемы электроснабжения городской сети используем программу REISS. Данная программа производит расчет надежности электроснабжения с помощью метода дерева отказов. Дерево отказов – логическое дерево, в котором ветви представляют собой события, приводящие к отказу системы, подсистемы или элементов. А узлы – логические операции, связывающие исходные и результирующие события отказов. При анализе дерева отказов всегда принимаются, что конечные события являются нежелательным событием (отказ системы). Реализованная в программе модель анализа

структурной надежности системы электроснабжения позволяет вычислять частоты λ и длительности T погашений потребителей в нормальном режиме и в режимах аварийного простоя оборудования систем резервного и рабочего электроснабжения с учетом повреждений оборудования системы электроснабжения, возможности отказов в срабатывании устройств релейной защиты (РЗ) и коммутационной аппаратуры (КА) при отключении КЗ, а также отказов в срабатывании АВР.

Показатели надежности определяются по выражениям:

$$\lambda = \sum_{k=1} \lambda(k), \quad (1)$$

$$T = \frac{1}{\lambda} \sum_k T(k) \lambda(k), \quad (2)$$

где $\lambda(k)$ и $T(k)$ – соответственно частоты и длительности смоделированных аварий k -го вида.

$$T(k) = q(k, j) \lambda(k, m) \min \left\{ \frac{t(k, j)}{2}; t(k, m); t_{o.n} \right\} \prod_s Q(k, s), \quad (3)$$

Здесь $q(k, j)$ – относительная длительность ремонтного простоя j -го элемента, о. е.; $\lambda(k, m)$ – частота повреждения m -го элемента схемы, 1/год; $T(k, m)$ и $T(k, j)$ – длительности послеаварийного восстановления m -го и j -го элементов схемы, ч; $t_{o.n}$ – время оперативных переключений, ч; $Q(k, s)$ – вероятность отказа в срабатывании s -го устройства РЗ, КА или АВР.

Коэффициент неготовности потребителей K_n вычисляется по выражению:

$$K_n = \frac{T \cdot \lambda}{8760}, \quad (4)$$

Показатели надежности схемы городской сети представлены в таблице 1 [2].

Таблица 1 – Показатели надежности элементов городской электрической сети

Элемент	Номинальное напряжение U_n , кВ	λ_i , 1/год	t_{ϵ} , ч / отказ	$\lambda_{пл}$, 1/год	t_{nl} , ч / откл
Масляные выключатели	6 – 10	0,015	9	0,14	6,8
Вакуумные выключатели	10	0,004	8	0,2	15,4
Силовые трансформаторы	6 – 10	0,014	42	0,25	6
Кабельные линии на 1 км	6 – 10	0,005	4,4	1	2
Сборные шины	6 – 10	0,09	2	0,498	15
Сборные шины	0,38	0,002	0,9	0,498	15
Предохранители	6 – 10	0,02	2	0,166	4
Выключатели автоматические	0,38	0,0013	1,3	0	0
Рубильники	0,38	0,00005	2	0,166	1,8

Для расчета структурной надежности нумеруем элементы схемы в определенной последовательности. Далее составляется матрица связи узлов и ветвей схемы. Здесь для КА в порядке следования их номеров записываются номера, примыкающих к ним узлов [3]. Для ветвей, соответствующих АВР, следует соблюдать последовательность записи: от узла,

подводящего резервное питание, к потребляющему узлу. Проведем расчет схемы электроснабжения городской сети (рисунок 1). Результаты расчета в программе «REISS» представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Результаты расчетов надежности схемы электроснабжения потребителей 2 категории с вакуумными и маломасляными выключателями на РП-10 кВ

Показатель надежности	Частота отказов λ , 1/год	Длительности погашений потребителей T , ч	Коэффициент неготовности, 10^{-3} , о.е.
ТП-1 шины 0,4 кВ с.1	0,4388/0,4607	1,601/1,596	0,08017/0,08394
ТП-2 шины 0,4 кВ с.1	0,4388/0,4607	1,601/1,596	0,08017/0,08394
Одновременное погашение шин	0,3332/0,3552	1,5/1,5	0,05705/0,06082

*Примечание – числитель – вакуумные выключатели, знаменатель – маломасляные 0,4 кВ с.1 ТП-1 и ТП-2.

Применение вакуумных выключателей вместо маломасляных на РП-10 кВ позволяет снизить коэффициент неготовности потребителей 0,4 кВ в 1,047 раза.

Выводы

Схема городской электрической сети для электроснабжения потребителей 2 категории имеет близкие показатели надежности (коэффициент неготовности) при отключении шины 0,4 кВ ТП-1 или шины 0,4 кВ ТП-2. Одновременное погашение ниш 0,4 кВ ТП-1 и ТП-2 является менее вероятным событием по сравнению с событием погашения шины 0,4 кВ одного из ТП, т.к. коэффициент неготовности ниже в 1,4 раза при установке на РП-10 кВ вакуумных выключателей и в 1,38 раза при установке на РП-10 кВ маломасляных выключателей.

Литература

1. Козлов Б. А., Ушаков И. А. Справочник по расчету надежности М.: Советское радио, 1975. – 471 с.
2. Короткевич М. А. Эксплуатация электрических сетей / М.А. Короткевич. – Минск: Вышэйш. шк., 2005. – 364 с.
3. Элементы САПР электрической части АЭС на персональных компьютерах / А. К. Черновец. – СПб.: Санкт-Петербург, гос. техн. ун-т, 1992. – 89 с.

УДК 621.3

СТРУКТУРА КАТЕГОРИИ НАДЕЖНОСТЬ. НАДЕЖНОСТЬ ЭЛЕМЕНТА, ОБЪЕКТА, СИСТЕМЫ

Крапивина Т.С.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Петруша Ю.С.

Электроэнергетические системы являются динамическими системами сложного типа, состоящими из большого числа составляющих элементов (генераторы, трансформаторы, линии электропередачи, коммутационные аппараты и др.). При этом сложность системы определяется не только числом элементов, но главным образом наличием связей между ними. Для ЭЭС сложность определяется тем, что все ее элементы функционально связаны единством процесса производства, распределения и потребления электрической энергии.

Электроэнергетическая система (ЭЭС) в силу своих технологических особенностей (сложность и многообразие структуры, географическая протяженность, быстрота протекающих процессов, риск потери синхронизма, физическая связь со всеми объектами экономики и социального обеспечения) требует особых подходов при выборе и реализации идеологии и стратегии организационно-технического управления. Составляющим элементом при решении задачи построения устойчивой и адекватной системы управления является контроль управляемости отдельных процессов и объектов в целом, формирование необходимой среды функционирования.

Проблема оценки и выбора рациональной степени надежности электрических станций и электроэнергетических систем является одной из наиболее важных проблем на современном уровне развития электроэнергетики. Этим и определяется повышенный интерес к проблеме надежности в последние годы как в нашей стране, так и за рубежом.

Вообще, под надежностью понимается свойство объекта (оборудования, установки, элемента или системы) выполнять заданные функции в заданном объеме в течение заданного времени при определенных условиях функционирования, сохраняя свои эксплуатационные показатели в пределах, оговоренных в нормативных документах.

Объект в данном случае - предмет целевого назначения, рассматриваемый в период проектирования, производства, эксплуатации, изучения, исследования и испытания на надежность (объектами могут быть системы и их элементы, в частности сооружения, установки, технические изделия, устройства, машины, аппараты, приборы и их части, агрегаты и отдельные детали).

Надежность электроэнергетической системы есть свойство обеспечивать потребителей электроэнергией при отклонениях частоты и напряжения в определенных пределах, оговоренных ГОСТом и ПУЭ, и исключать ситуации, опасные для людей и окружающей среды.

Надежность ЭЭС определяется надежностью ее отдельных элементов.

Сформулируем три основные практические задачи анализа надежности ЭС и ЭЭС:

оценка показателей надежности для существующих и создаваемых установок или оборудования;

обеспечение заданного уровня надежности оборудования и установок;

выбор технических решений и оптимизация уровня надежности.

Решение основных задач надежности ЭЭС предусматривает достижение оптимального соотношения между затратами на производство, передачу и распределение электроэнергии и технико-экономическими последствиями от недоотпуска электроэнергии, для чего необходимо достоверное прогнозирование показателей надежности электрических станций, электрических систем и узлов электропотребления.

Надежность электроэнергетической системы – свойство комплексное, включающее в себя ряд свойств: безотказность, долговечность, ремонтпригодность, сохраняемость, устойчивоспособность, режимную управляемость, живучесть и безопасность.

Отечественный и зарубежный опыт решения задач по оценке надёжности систем электроэнергетики показывает, что показатели надёжности в общем случае образуют три группы:

- a. вероятность какого-либо события, например, отказа;
- b. интенсивность событий, например, число отказов в единицу времени;
- c. средняя продолжительность события (математическое ожидание), например, средняя продолжительность времени между отказами, средняя продолжительность времени восстановления после отказа.

Рассматривая иерархическую структуру следует выделить такие уровни:

1. элемент – оборудование, аппаратура и конструкции – включает в себя электросетевое силовое оборудование, коммутационную аппаратуру, элементы и конструкции линий электропередачи и электроподстанций, аппаратуру систем автоматики, релейной защиты и управления. Всё перечисленное относится к заводским изделиям, как правило, серийного выпуска;

К числу возможных задач, решаемых на данном иерархическом уровне рассмотрения, в которых требуется учитывать оценки по надёжности, следует отнести: составление технических требований и рекламаций к предприятиям-поставщикам на выпускаемую ими продукцию в части надёжности, разработка регламентов по обслуживанию основного оборудования, графиков профилактических и ремонтных работ и т.д.

2. объект – электросетевые объекты, фрагменты и узлы электрической сети – к данному уровню относятся большинство типовых технических решений, которые могут повторяться при проектировании линий электропередачи, узлов электроподстанций (сборных шин, систем собственных нужд, трансформаторного блока и другого), внешнего электроснабжения выделенного узла нагрузки, комплекса релейной защиты и автоматики и другого;

К числу возможных задач, решаемых на данном иерархическом уровне рассмотрения, в которых необходимо использовать оценки по надёжности, следует отнести: оценка по надёжности вариантов технических решений и выбор наиболее рационального решения, обоснование резервов электросетевого оборудования, обоснование мероприятий для обеспечения надёжности электроснабжения выделенного узла нагрузки, планирование и обеспечение выполнения ремонтных и профилактических работ на электросетевых объектах.

3. система – электрическая сеть в целом – представляет собой уникальный объект рассмотрения.

К числу задач, решаемых на уровне проектирования и эксплуатации электрической сети на верхнем уровне рассмотрения, относится: обеспечение требуемого уровня надёжности электроснабжения при перспективном планировании развития электрической сети, экономические аспекты надёжности электроснабжения потребителей, составление графика проведения профилактических работ на электросетевых объектах с учётом обеспечения надёжности электроснабжения и т.д.

При выборе состава показателей надёжности электрической сети (особенно показателей, подлежащих нормированию) следует учитывать иерархический уровень рассмотрения, степень ответственности объекта, условия его эксплуатации, характер отказов, возможные последствия от них. При этом целесообразно, чтобы число нормируемых показателей надёжности было минимально, они имели простой физический смысл, допускали возможность получения расчетной оценки на этапе проектирования и получения статистической оценки по результатам испытаний или данным эксплуатации.

Оценка надёжности электроснабжения должна производиться на стадиях разработки элементов, планирования развития электроэнергетических систем, проектирования отдельных систем и объектов, а также в процессе эксплуатации. Даже при хорошем качестве оборудования и высоком уровне эксплуатации отказы оборудования в работе неизбежны в силу ряда объективных причин случайного характера и, прежде всего, из-за того, что в

условиях эксплуатации оборудование может подвергаться нерасчетным воздействиям, учет которых при его разработке потребовал бы введения неоправданно больших запасов.

Литература

1. Электротехнический справочник: Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии. / Под общ. ред. профессоров МЭИ. – М.: Издательство МЭИ, 2004, 964 с.
2. Гук Ю. Б. Теория надежности в электроэнергетике: Учеб. пособие для ВУЗов. – Л.: Энергоатомиздат, 1990-208 с.
3. Петруша Ю.С. Риски потери управляемости при либерализации электроэнергетической отрасли – БНТУ, Минск
4. Скопинцев В.А., Чемоданов В.И., Чичинский М.И. Оценка надежности работы электрической системы (Трактат) - Научно-методический центр по надёжности энергетических систем.-. Москва, 2004.
5. Фокин Ю.А. Вероятностно-статистические методы в расчетах систем электроснабжения. М.: Энергоатомиздат, 1985. – 240 с.
6. Фокин Ю.А., Туфанов В.А. Оценка надежности систем электроснабжения. М.: Энергоиздат, 1981. – 224 с.

УДК 621.311

УСТОЙЧИВОСТЬ И ЖИВУЧЕСТЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

Янушкевич К.С.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Петруша Ю.С.

Выбранная тема особо актуальна в условиях стремительного развития современного мира. Производство электроэнергии обладает рядом особенностей, резко отличающих энергетическое производство от других отраслей промышленности. Важнейшая особенность электроэнергетической системы (далее ЭЭС) заключается в том, что производство электроэнергии, распределение и преобразование ее в другие виды энергии осуществляются практически в один и тот же момент времени. Другими словами, электроэнергия нигде не аккумулируется. Именно эта особенность превращает всю сложную ЭЭС в единый механизм, и приводит к тому, что все элементы системы взаимно связаны и взаимодействуют. Энергия, произведенная в системе, равна энергии, потребленной в ней в любой промежуток времени. Поэтому следует рассмотреть проблему устойчивости и живучести ЭЭС в целом.

Устойчивость энергосистемы – это способность ее возвращаться в исходное состояние при малых или значительных возмущениях, т.е. система находится в равновесном положении. Параллельная работа генераторов электрических станций, входящих в энергосистему, отличается от работы генераторов на одной станции наличием линий электропередачи, связывающих эти станции. Сопротивления линий электропередачи уменьшают синхронизирующую мощность генераторов и затрудняют их параллельную работу. Поэтому изучение проблемы устойчивости очень важно, особенно применительно к линиям электропередачи переменным током. Различают два вида устойчивости: статическую (способность системы самостоятельно восстановить исходный режим при малых и медленно происходящих возмущениях) и динамическую (способность системы сохранять синхронизм после внезапных и резких изменений параметров режима или при авариях в системе). Основным способом повышения устойчивости является увеличение предела передаваемой мощности. Основными средствами повышения устойчивости являются следующие:

- применение быстродействующих АРН, увеличивающих ЭДС генераторов при возрастании нагрузки. Для повышения динамической устойчивости при КЗ большое значение имеет форсировка возбуждения;
- повышение напряжений действующих линий, например, со 110 на 150 или 220 кВ;
- уменьшение индуктивного сопротивления линий, достигаемое расщеплением проводов мощных линий на два или три, или применением продольной емкостной компенсации с последовательным включением в линию батареи конденсаторов;
- применение быстродействующих выключателей, защит и АПВ линий.

На устойчивость энергосистемы может повлиять использование компенсирующих устройств.

Живучесть – способность системы восстановить свою работу после аварийных режимов.

В настоящее время вопросам живучести в технических задачах, и в частности в энергетике, начинают уделять все большее внимание. Это связано с тем, что потеря живучести в ЭЭС сопровождается большими народнохозяйственными ущербами и может явиться причиной высокой опасности для жизни человека и окружающей среды. Понятие живучести для ЭЭС еще требует содержательного уточнения и детализации. Если воспользоваться понятиями о «внешних» и «внутренних» целях подсистем, то работу каждой подсистемы ЭЭС можно представить пятью иерархиями целей (далее ИЦ) с соответствующими им узлами управления. К ним относятся две «внешних» иерархии: ИЦ 1 – выполнение подсистемой главных ее функций с точки зрения работы всей системы; ИЦ 2

– обеспечение ресурсом основного функционального процесса; и три «внутренних» иерархии: ИЦ 3 – снабжение ресурсом жизнеобеспечивающих механизмов подсистемы; иерархия определяющих целей (ИЦ 4), характеризующих работу самих механизмов жизнедеятельности подсистемы; иерархия дополняющих целей (ИЦ 5), оптимизирующих как процессы жизнедеятельности подсистемы, так и ее функционирование в отношении ИЦ 2. Нарушение устойчивости по целям ИЦ 1, ИЦ 2, прямо не приводит к потере живучести рассматриваемой подсистемы, хотя через различные обратные связи может вызвать каскадное развитие событий, которое в конце концов приведет к нарушению живучести в своей подсистеме или в других подсистемах. Непосредственное нарушение живучести будет лишь в том случае, если произойдет нарушение устойчивости хотя бы по одной из целей в ИЦ 4. В свою очередь, это дает начало качественно новому этапу развития аварийного режима — процессу умирания. Здесь также можно говорить о реанимации подсистемы за счет действия различных систем защиты и автоматики, ориентированных на прерывание процесса умирания и обеспечение обратимости нарушения живучести. В ЭЭС, как правило, происходит реанимация подсистемы, а полная гибель может быть только на уровне отдельных объектов, подверженных физическому разрушению. Исходя из этого, установим какое-то предельное время $T_{доп}$, больше которого реанимационный период α_p считается недопустимым, и если $\alpha_p > T_{доп}$, то, значит, произошла относительно необратимая потеря живучести. Особенно важны для сохранения устойчивости и живучести системы управления. Однако они сами могут нарушать свое функционирование и терять живучесть, что вызывает в зависимости от их роли в общей структуре управления подсистемой, возникновение каскада нарушений устойчивости. Поскольку в узлах управления ЭЭС находятся люди, следует говорить и об их живучести. Отсюда в ЭЭС следует различать три типа потери живучести:

1. Объектная потеря живучести: физическая (разрушение объекта, необходимость его ликвидации) и функциональная (потеря работоспособности из-за нарушения связей между элементами, прекращение энергопитания).

2. Управленческая потеря живучести: физическая (разрушение элементов системы управления под воздействием теплового фактора или др. причин), функциональная (потеря работоспособности датчиков информации, каналов связи, вычислительной техники как аппаратной, так и программной) и исполнительская (выход из строя исполнительных органов, прекращение их электропитания и т. д.).

3. Диспетчерская потеря живучести: физическая (ранение или гибель операторов), психическая (под действием тех или иных причин потеря способности объективно воспринимать текущую ситуацию и принимать правильные решения) и информационная (нарушение работы систем отображения информации или связи, что лишает оператора способности наблюдать за объектами и управлять ими).

Из всего вышесказанного можно сделать вывод о том, какую роль в ЭЭС играют такие её показатели, как устойчивость и живучесть. Потеря живучести в ЭЭС сопровождается большими народнохозяйственными ущербами, может явиться причиной высокой опасности для жизни человека и окружающей среды. Нарушение устойчивости ЭЭС может иметь следующие последствия: повышение/снижение напряжения сети, нарушение синхронной работы оборудования станций и подстанций, перегрузки работающего оборудования, повышение/снижение частоты сети. Все эти последствия также нарушают бесперебойное энергоснабжение потребителей.

Все виды нарушений могут привести к авариям, финансовым затратам как самих станций (подстанций), так и потребителей электроэнергии.

Литература

1. Гук Ю. Б. Теория надежности в электроэнергетике: Учеб. пособие для ВУЗов. – Л.: Энергоатомиздат, 1990-208 с.

2. Воропай Н.И., Ковалёв Г.Ф., Кучеров Ю.Н. и др. Концепция обеспечения надёжности в электроэнергетике. – М.: ООО ИД «ЭНЕРГИЯ», 2013. – 212 с.
3. Калентионюк Е.В. Устойчивость электроэнергетических систем: учебное пособие. - Минск: Техноперспектива, 2008. - 375 с.
4. Манов Н.А., Хохлов М.В., Шумилова Г.П. и др. Методы и модели исследования надёжности электроэнергетических систем. – Сыктывкар: Российская Академия Наук, 2010. – 291 с.
5. Фёдоров В.К., Фёдоров И.В. Энтропийные аспекты эффективности, устойчивости и живучести электроэнергетических систем // Омский научный вестник. – 2013. - №1. – С. 187-193.
6. Устойчивость энергосистемы. Общие сведения. Способы повышения устойчивости. [Электронный ресурс]. – 2012. – Режим доступа: <http://electric-zone.ru/ustojchivost-energосistemy-obshhie-svedeniya-sposoby-povysheniya-ustojchivosti/>. – Дата доступа: 27.04.2017.

УДК.621.321

ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ СХЕМ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ СТАНЦИЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 220 КВ

Андросов В.М., Шурыгин Б.В.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Старжинский А.Л.

Для обеспечения надёжности электроснабжения при проектировании и эксплуатации электростанций необходимо производить расчёт надёжности. Для расчёта надёжности в этой работе используется программа «ТОPAS».

Для расчёта и сравнения надёжности схем электростанций выбраны два варианта распределительных устройств: РУ с тремя выключателями на два присоединения (рис. 1) и РУ с двумя выключателями на одно присоединение (рис. 2).

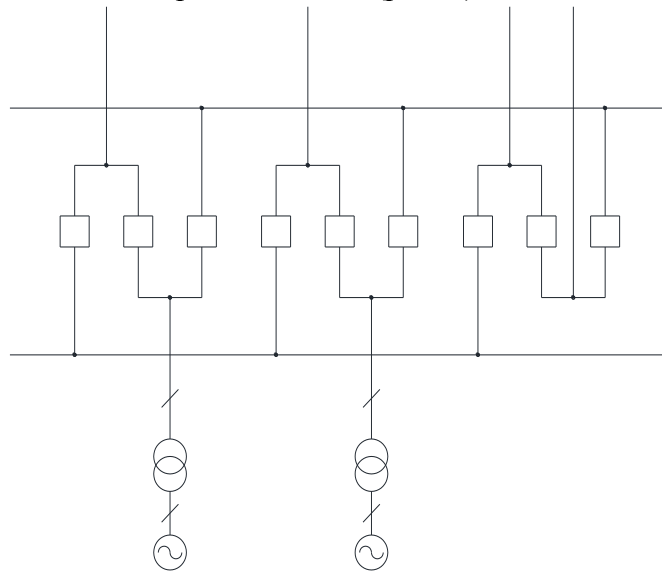


Рисунок 1 – Схема РУ с тремя выключателями на два присоединения

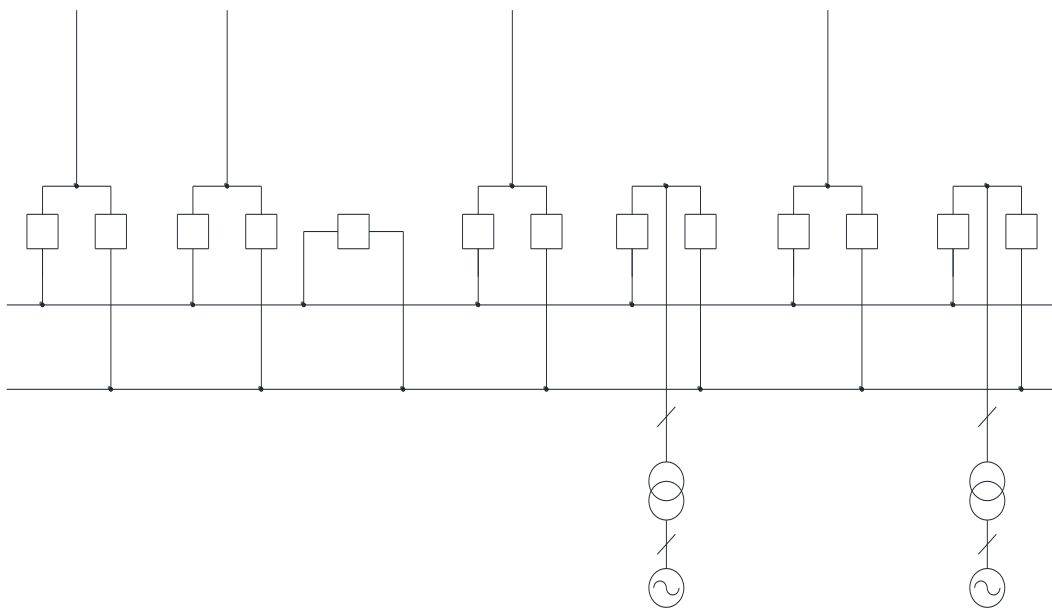


Рисунок 2 – Схема РУ с двумя выключателями на одно присоединение

Для всех элементов схемы были заданы следующие показатели надёжности: частота отказа (λ , 1/год), время послеаварийного восстановления (T_v , ч), частота планового ремонта

($\lambda_{\text{рем}}, 1/\text{год}$) и длительность планового ремонта ($T_{\text{рем}}, \text{ч}$). Показатели надежности для всех элементов представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Показатели надежности элементов

Элементы схемы	Частота отказа, 1/год	Время послеаварийного восстановления, ч	Частота планового ремонта, 1/год	Длительность планового ремонта, ч	Вероятность отказа в срабатывании РЗ, о.е.
Генераторы	0,6	46	0,236	227	0,001
ЛЭП	0,5	16,2	2,8	15,8	0,001
Трансформаторы	0,085	104	1	30	0,001
Шины	0,016	5	0,166	4	0,001
Выключатели	0,026	32	0,2	105,4	-

Вычисление логических показателей надёжности главной схемы осуществляется на основе определения количества комбинаций событий (конъюнкций) $C(k)$, приводящих к отказу её функционирования k -го вида:

$$C(k) = \sum_i \sum_j \sum_s L(k), \quad (1)$$

где $L(k)$ - логическая функция, принимающая значение 0 или 1.

Вычисление частот отказов функционирования k -го вида $\lambda(k)$ и длительностей аварийного восстановления $T(k)$ в общем случае осуществляется по выражениям:

$$\lambda(k) = \sum_j \sum_i q(j) \lambda(i) Q(s/i) L(k); \quad (2)$$

$$T(k) = \frac{1}{\lambda(k)} \sum_j \sum_i q(j) \lambda(i) \min \left\{ \frac{t(j)}{2}; t(i); t_{\text{о.п.}} \right\} Q(s/i) L(k), \quad (3)$$

где $q(j)$ - относительная длительность j -го ремонтного режима (о.е.); $\lambda(i)$ - частота повреждения i -го элемента схемы (1/год); $t(i)$ - длительность послеаварийного восстановления i -го элемента схемы (ч); $t(j)$ - длительность j -го ремонтного режима работы схемы; $t_{\text{о.п.}}$ - время оперативных переключений (ч); $Q(s/i)$ - вероятность отказа в срабатывании s -го устройства РЗ или КА.

По результатам расчета программы «ТОPAS» получены следующие показатели надежности схем: частота аварийных отключений ($\lambda_{\Sigma}, 1/\text{год}$) и среднее время восстановления ($T_{\Sigma}, \text{ч}$). Полученные показатели надежности схем представлены в таблице 2. Также вычислен коэффициент неготовности (K_n , о.е.), представленный в таблице 3.

Таблица 2 – Показатели надежности схем

Код аварии	Частота аварийных отключений, 1/год		Среднее время восстановления, ч	
	2 выключателя на присоединение	3 выключателя на 2 присоединения	2 выключателя на присоединение	3 выключателя на 2 присоединения
1Г	1,5	1,45	49,05	50,76
2Г 4Л	0,0294	0,000751	0,5	3,54
1Г 1Л	0,00208	0,0606	0,5	0,62
1Л	2,2	2,1	15,2	15,92
1Г 2Л	0,00156	0,0303	0,5	0,65

Таблица 3 – Коэффициенты неготовности схем

Код аварии	Коэффициент неготовности	
	2 выключателя на присоединение	3 выключателя на 2 присоединения
1Г	0,008398973	0,008402055
2Г 4Л	1,67808E-06	3,03486E-07
1Г 1Л	1,18721E-07	4,28904E-06
1Л	0,003817352	0,003816438
1Г 2Л	8,90411E-08	2,24829E-06

По результатам, представленным в таблицах 2 и 3 видно, что коэффициенты неготовности при потере одного трансформатора или одной линии различаются не значительно. При потере одного трансформатора и одной линии или одного трансформатора и двух линий коэффициент неготовности у схемы РУ с тремя выключателями на два присоединения примерно в 30 раз больше, чем у схемы РУ с двумя выключателями на одно присоединение. Однако при потере двух трансформаторов и четырех линий коэффициент неготовности у схемы РУ с двумя выключателями на одно присоединение в 5,5 раз больше, чем у схемы РУ с тремя выключателями на два присоединения.

Исходя из всего вышеперечисленного можно сделать вывод о том, что схема РУ с двумя выключателями на одно присоединение является более надежной.

Литература

1. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. - 3-е изд. - М., Энергоатомиздат, 1987 г.
2. Электротехнический справочник: В 4 т. Т.3. Производство, передача и распределение электрической энергии / Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. редактор А.И. Попов). – 9-е изд. – М.: Издательство МЭИ, 2004. – 964 с.

РАСЧЕТ РЕЖИМА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ МЕТОДОМ ПРОСТОЙ ИТЕРАЦИИ

Ничипорков И. А.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Новиков С.О.

Расчет установившихся режимов электрических систем нужен для того, чтобы знать напряжения и токи в узлах и ветвях, падение и потери напряжения, потокораспределение. Знание этих параметров помогает отражать реальную ситуацию в сетях, а также помогает избежать аварийных режимов, которые могут возникнуть вследствие перегруженности сети, либо наоборот, избавиться от нерационального использования электрических сетей.

1. Составление схемы замещения, определение параметров и нагрузок в узлах

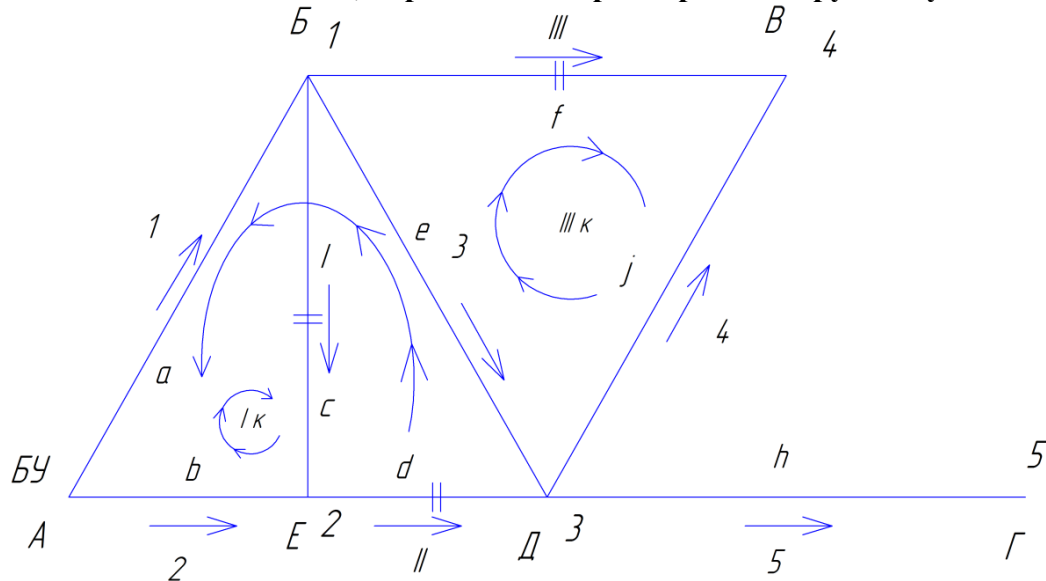


Рисунок 1. Общая схема сети

Параметры схемы сети:

Удельное сопротивление ветвей, Ом/км

$$r_0 = 0.2$$

Напряжение в балансирующем узле, кВ

$$U_{BY} = 120$$

Длины участков, км

52, 31, 53, 40, 27, 54, 25, 54

Мощности в узлах, МВт

0, 35, 33, 60, 66

Найдем диагональную матрицу сопротивлений:

$$Z_b = r_0 \cdot l_i$$

Первая матрица инцидентий:

$$M_{\Sigma} := \begin{pmatrix} -1 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 1 \\ 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & -1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 1 & 1 & 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{pmatrix}$$

2. Простая итерация

Закон Ома в матричной форме имеет вид:

$$Y_y \cdot \vec{U}_\Delta = \vec{J}_y \quad (1)$$

где Y_y - матрица узловых проводимостей без учета балансирующего узла;

$\vec{U}_\Delta$ - столбец падений напряжений в узлах, относительно балансирующего;

$\vec{J}_y$ - столбец задающих токов.

Организуем итерационный процесс.

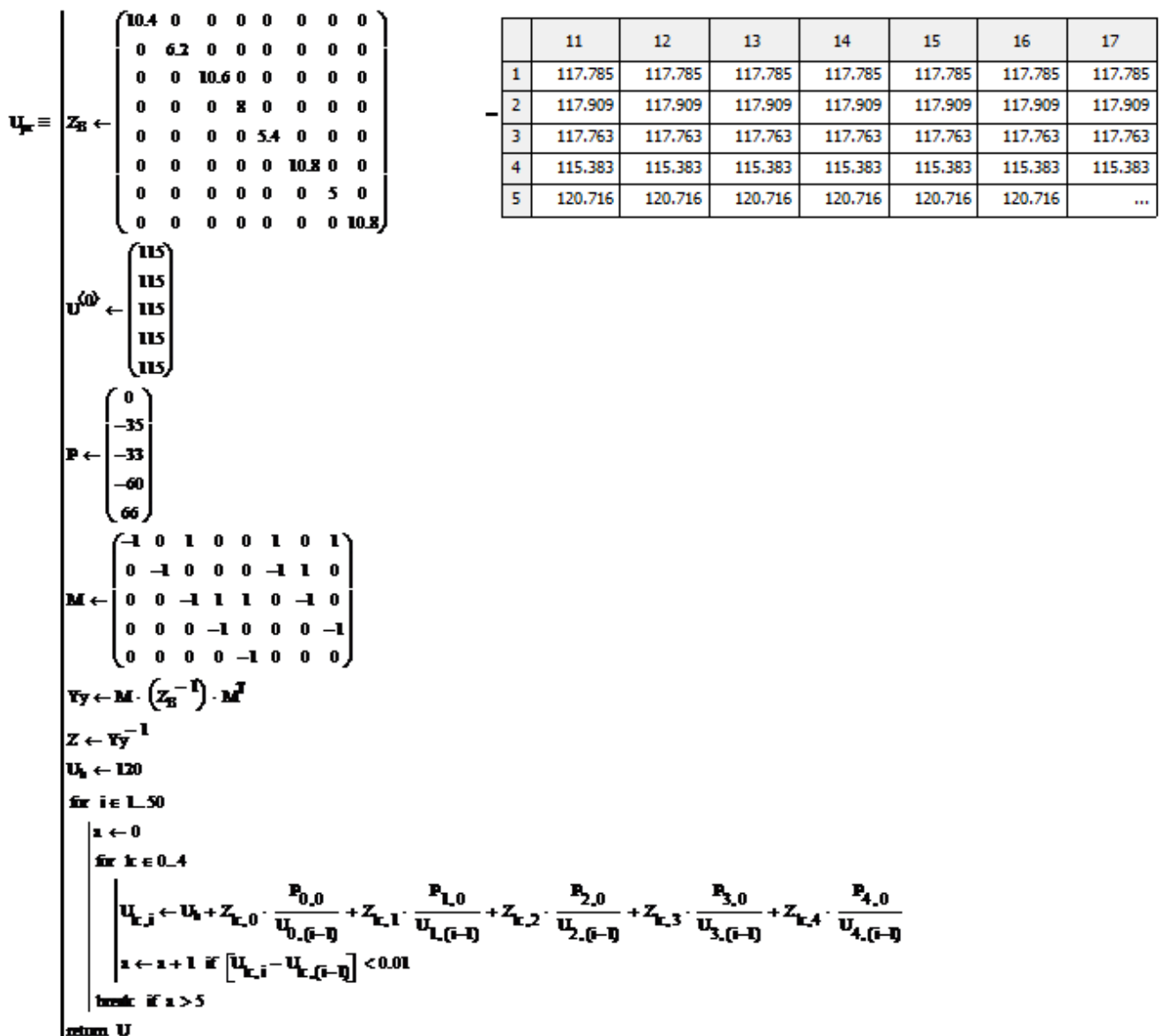


Рисунок 2. Организация итерационного процесса в программе Mathcad.

Результаты расчета для наглядности сведем в таблицу 1

Таблица 1. Результаты расчета напряжений методом простой итерации

	1	2	3	4	5	6	7
$U_{pr} =$	115	117.837	117.783	117.785	117.785	117.785	117.785
	115	117.947	117.907	117.909	117.909	117.909	117.909
	115	117.864	117.76	117.764	117.763	117.763	117.763
	115	115.454	115.381	115.383	115.383	115.383	115.383
	115	120.963	120.706	120.716	120.716	120.716	...

и отобразим в виде графика на рисунке 2.

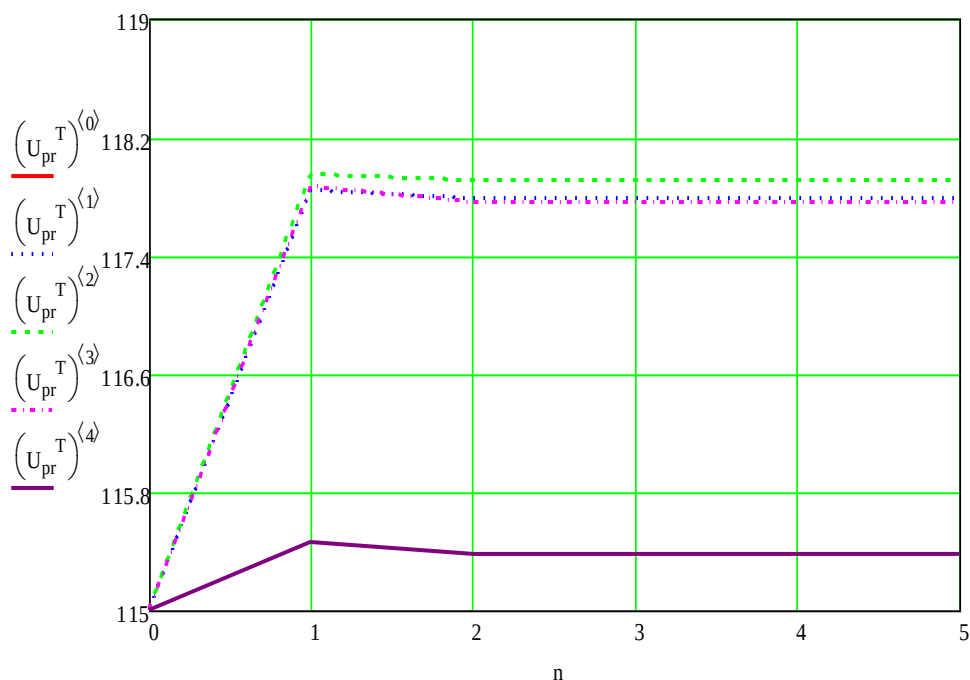


Рисунок 2. График сходимости

Для расчета режима нужно определить:

- 1) Ток в ветвях

$$I_B = \Delta Y_B \cdot M^T \cdot U_\Delta = [0.216 \quad 0.342 \quad 0.0029 \quad 0.298 \quad -0.546 \quad -0.012 \quad 0.032 \quad 0.223]_{\text{кА}}$$

- 2) Падение напряжения в ветвях

$$\Delta U_B = dZ_b \cdot I_B = [2.246 \quad 2.119 \quad 0.032 \quad 2.382 \quad -2.949 \quad -0.127 \quad 0.159 \quad 2.414]_{\text{кВ}}$$

- 3) Приближенные потери мощности

$$\Delta P = I_B \cdot M^T \cdot U_\Delta = [0.485 \quad 0.724 \quad 0.00009 \quad 0.709 \quad 1.61 \quad 0.0014 \quad 0.005 \quad 0.539]_{\text{кВт}}$$

- 4) Токи в узлах

$$J = M \cdot I_B = [-0.0013 \quad -0.298 \quad -0.283 \quad -0.521 \quad 0.546]_{\text{кА}}$$

- 5) Мощность в узлах

$$P = U_{40} \cdot J = [-0.149 \quad -35.162 \quad -33.319 \quad -60.116 \quad 65.89]_{\text{МВт}}$$

- 6) Небаланс мощности составляет менее 1%.

УДК 629.735

ХАРАКТЕРИСТИКА СПОСОБОВ ПРОКЛАДКИ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ

Дроздовская Е.В.

Научный руководитель- ассистент Юршо Е.Л.

Передача и распределение огромных потоков электроэнергии вызывают соответствующий рост и развитие кабельных прокладок с сооружением большого количества кабельных линий.

Прокладка кабельных линий требует особых профессиональных знаний и навыков, и необходима для организации системы электроснабжения от источника до точки потребления электроэнергии.

Чтобы обеспечить высокую надежность и долговечность сооружаемых электрических силовых кабельных линий в условиях эксплуатации, необходимо строгое соблюдение всех тех требований, которые предусмотрены «Правилами устройства электроустановок».

Кабели могут прокладываться в земле (траншее), в кабельных помещениях (туннели, галереи, эстакады), в блоках (трубах), в производственных помещениях (в кабельных каналах, по стенам). Способ прокладки кабелей выбирается на стадии проектирования кабельной линии.

Прокладка кабеля в земле (в траншеях), наиболее экономична. Для этого применяют кабели, бронированные стальными лентами с наружным покровом из кабельной пряжи. В одной траншее их может быть не более шести. Расстояние в свету между кабелями должно быть от 100 до 250 мм.

Глубина заложения кабеля напряжением до 35 кВ от планировочной отметки должно быть не менее 0,7 м, а при пересечении дорог – 1 м, но не менее 0,5 м от дна водоотводной канавы. Если эти расстояния выдержать невозможно, то кабели укладывают в трубы или отделяют друг от друга несгораемой перегородкой.

К недостаткам прокладки в земле можно отнести как возможность механических повреждений кабелей при земляных работах вблизи трассы кабелей. Если кабели пересекаются с инженерными сооружениями, то, начиная от габарита, устанавливают механическую защиту кабелей. Чаще всего для этого кабеля прокладывают в трубах. Эти трубы должны допускать замену кабелей без нарушения нормальной работы пересекаемого линией сооружения.

Если кабели проложены раньше, чем возводится сооружение, то рядом с ними прокладывают пустые трубы для новых кабелей при порче существующих.

В случаях, когда габариты выдержать невозможно, а также под прочным усовершенствованным покрытием кабели прокладывают в трубах и блоках.

Кабельные блоки обычно выполняют из асбестоцементных труб диаметром 100 мм,

применяемых для безнапорной канализации, в редких случаях — из замкнутых бетонных блоков или составных бетонных блоков. Кабельные блоки должны иметь достаточную механическую прочность и выдерживать нагрузку от массы слоя грунта, тяжелых грузовых и дорожных машин, применяемых при асфальтировании дорог. Прокладывать кабельные блоки в местах с высоким уровнем грунтовых вод не следует.

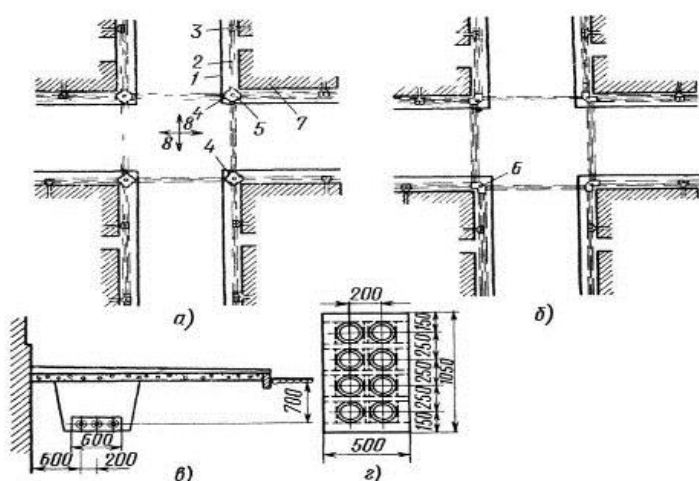


Рисунок 1 -Кабельные блоки под тротуаром

Общий вид блочной кабельной канализации приведен на рис. 1, горизонтальное расположение труб в блоке — на рис. 1,б а их вертикальное расположение — на рис. 1,г. Внутренняя поверхность трубы должна быть гладкой, без задиrow, чтобы при протаскивании кабеля не повредить его герметическую оболочку.

В местах, где изменяется направление трассы или глубина заложения кабельных блоков, сооружаются кабельные колодцы, обеспечивающие удобную протяжку кабелей и замену их в случае надобности.

Кабельные блоки имеют следующие недостатки: слабое использование сечений кабельных линий. Допустимые нагрузки на кабели, положенные в блоках ниже аналогичных кабелей, проложенных в земле.

Повреждение кабеля вызывает необходимость замены всей строительной длины между соседними колодцами, в то время как при других условиях прокладки для ремонта кабеля достаточно вставка небольшой длины (4 — 5 м). Это наименее экономичный способ прокладки кабелей. В блоках предусматривают 10 % запасных труб или каналов, но не менее одного.

Коллектором называется подземное проходное замкнутое сооружение, предназначенное для общего размещения силовых кабельных линий, линий связи и сигнализации, а также трубопроводов.

Размеры коллектора определяют в зависимости от количества и вида размещаемых в нем коммуникаций, а конструкцию его определяет способ строительства.

Коллекторы могут быть круглого и прямоугольного сечений. Коллекторы круглого сечения строятся, как правило, при помощи щитов на глубине 5 м и более закрытым способом, прямоугольного сечения — открытым способом.

Для вводов в коллектор кабельных линий устраивают камеры (Рис.2). Они представляют собой уширение коллектора с тем, чтобы не закрывать или не затруднять проход эксплуатационному персоналу. Камеры обычно устраивают на перекрестке для пропуска сетей, пересекающих коллектор, а также пересечений коммуникаций внутри коллектора при изменениях направления.

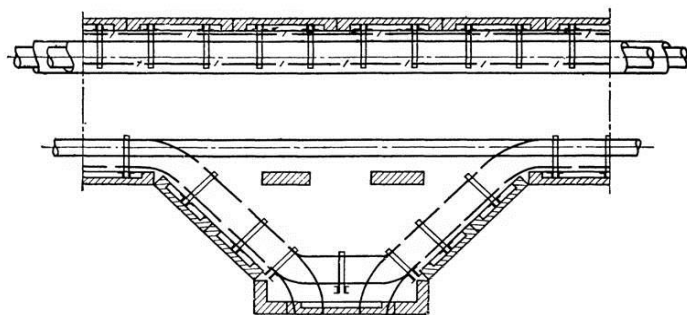


Рисунок 2- Камера для ввода кабелей в коллектор

В производственных помещениях кабели прокладывают так, чтобы они были доступны для ремонта, а открыто проложенные, например, на лотках — для осмотра. В местах, где возможны механические повреждения, а также везде на высоте до 2 м кабели защищают. В полу и междуэтажных покрытиях кабели прокладывают в трубах или коробах.

В остальном прокладка кабеля в производственных помещениях аналогична кабельным проводкам. Разница заключается в том, что в данном случае применяют не только небронированные кабели, но и кабели с броней без защитных покровов из горючих материалов. Кроме того, сечение кабелей не ограничивается.

В производственных помещениях к прокладке кабеля приступают после проверки соответствия трассы прокладки проекту и следующим требованиям: доступность для осмотра и ремонта, достаточность расстояний от параллельно проложенных трубопроводов, а также в местах их пересечения с трассой прокладки кабелей. Кабели, прокладываемые

внутри помещений, не должны иметь внешних защитных покровов из горючих волокнистых веществ.

Трассу кабеля под водой (Рис. 3), например, на пересечениях рек, каналов, заливов и т.п. выбирают на участках с дном и берегами, мало подверженными размыванию. Кабели заглубляют на 0,5...1 м. Подводные препятствия обходят или в них предусматривают траншеи и проходы. Без труб под водой прокладывают кабели в свинцовой оболочке с броней из плоских или круглых проводок с внешним защитным покрытием.

Кабели с резиновой (пластмассовой) изоляцией и с герметической оболочкой из винилита.

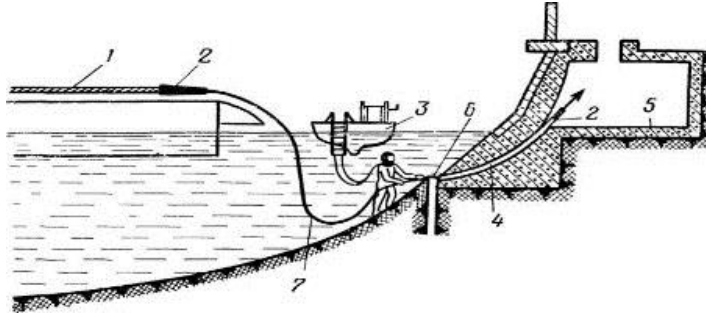


Рисунок 3 -Прокладка кабеля под водой

Не годны для подводной прокладки кабели с бумажно-масляной изоляцией и алюминиевой герметической оболочкой.

Техпроцесс прокладки состоит из следующих операций:

1. Установка барабана с кабелем.
2. Подъема барабана домкратами.
3. Снятие обшивки с барабана.
4. Раскатка кабеля равномерным вращением барабана и протяжка кабеля вдоль трассы в проектное положение.

Кабели в холодное время года прокладывают без предварительного подогрева. При температуре прокладки ниже -20°C кабель в течении всего периода раскатки подогревают электротоком по схеме(Рис.4).

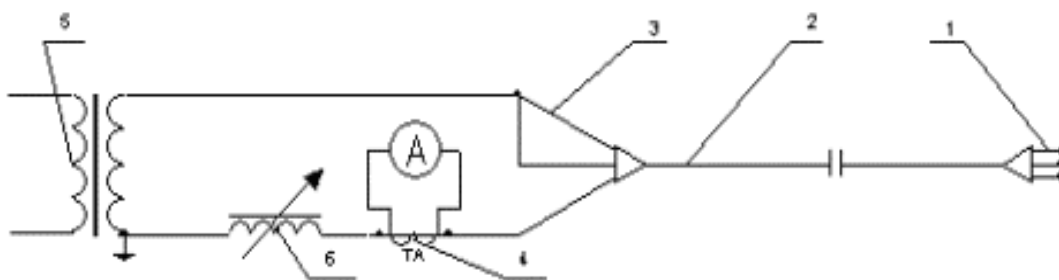


Рисунок 4 – Схема подогрева кабеля

- 1-токопроводящие жилы внутреннего конца кабеля; 2 – прогреваемый кабель;
3 – токопроводящие жилы наружного конца кабеля; 4 – трансформатор тока;
5 – трансформатор; регулируемый трансформатор.

Помимо вышеприведенных способов прокладки кабельных линий, существуют и другие. Наиболее простым и экономичным является монтаж кабельных линий с прокладкой в земляных траншеях.

По улицам и площадям, насыщенным подземными коммуникациями, прокладку кабельных линий рекомендуется производить в коллекторах и туннелях. Прокладка в блоках, как менее экономичная по сравнению с другими прокладками, допускается в местах пересечений с железнодорожными путями и проездом в условиях стесненности трассы.

Сравнивая различные системы кабельных канализаций по их удельным показателям, можно получить представление о целесообразности применения тех или иных способов прокладки кабелей.

Литература

1. Живов М. С. Подготовка трасс электропроводок и кабельных линий. М., «Энергия», 1971. – С.88
2. Инструкция по прокладке кабелей напряжением до 35 кВ. СН 85-74. М., Стройиздат, 1975.- С.136
3. Инструкция по эксплуатации кабельных линий напряжением до 220 кВ. М., «Энергия», 1966. – С.1444. Правила устройства электроустановок. М.//«Энергия»-1966. -С.464
5. Строительные нормы и правила СНиП III-И.6-62. Москва- 1963. -С.136

РАСЧЕТ РЕЖИМА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ МЕТОДОМ ПРОСТОЙ И УСКОРЕННОЙ ИТЕРАЦИИ

Ничипорков И.А., Скурат Д.А.

Научный руководитель – старший преподаватель Мышковец Е.В.

Расчет установившихся режимов электрических систем нужен для того, чтобы знать напряжения и токи в узлах и ветвях, падение и потери напряжения, потокораспределение. Знание этих параметров помогает отражать реальную ситуацию в сетях, а также помогает избежать аварийных режимов, которые могут возникнуть вследствие перегруженности сети, либо наоборот, избавиться от нерационального использования электрических сетей.

Составление схемы замещения, определение параметров и нагрузок в узлах

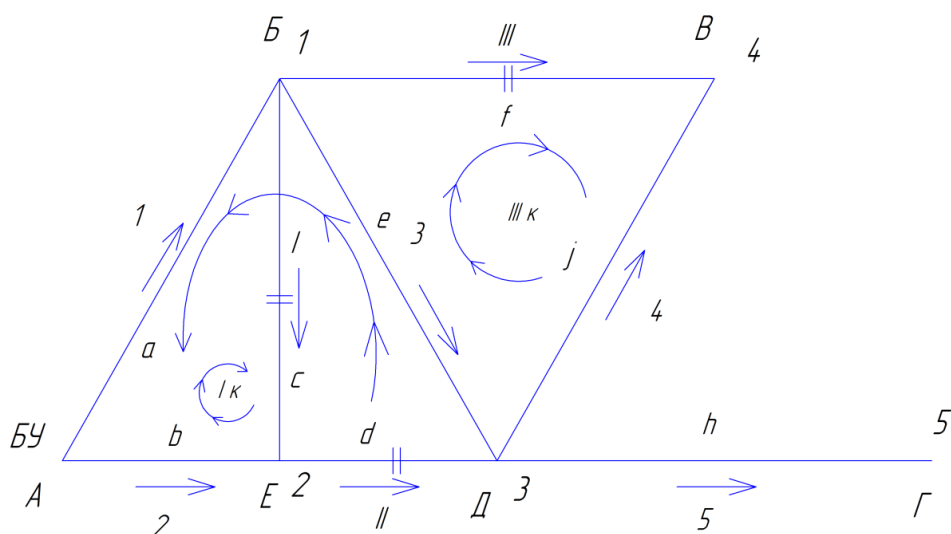


Рисунок 1. Общая схема сети

Параметры схемы сети:

Удельное сопротивление ветвей, Ом/км

$$r_0 = 0.2$$

Напряжение в балансирующем узле, кВ

$$U_{BY} = 120$$

Длины участков, км

$$52, 31, 53, 40, 27, 54, 25, 54$$

Мощности в узлах, МВт

$$0, 35, 33, 60, 66$$

Найдем диагональную матрицу сопротивлений:

$$Z_b = r_0 \cdot l_i$$

$$dZ_b := \begin{pmatrix} Z_{b1} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & Z_{b2} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & Z_{b3} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & Z_{b4} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & Z_{b5} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & Z_{b6} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & Z_{b7} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & Z_{b8} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 10.4 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 6.2 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 10.6 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 8 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 5.4 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 10.8 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 5 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 10.8 \end{pmatrix}$$

Первая матрица инциденций:

$$M_{\Sigma} := \begin{pmatrix} -1 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 1 \\ 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & -1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 1 & 1 & 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{pmatrix}$$

Простая итерация

Закон Ома в матричной форме имеет вид:

$$Y_y \cdot \vec{U}_{\Delta} = \vec{J}_y \quad 1)$$

где Y_y - матрица узловых проводимостей без учета балансирующего узла;

$\vec{U}_{\Delta}$ - столбец падений напряжений в узлах, относительно балансирующего;

$\vec{J}_y$ - столбец задающих токов.

Так как нагрузки заданы в мощностях, то правая часть уравнения примет вид:

$$|J_i|^{(k)} = \left[\frac{P_i}{U_{\Delta i}^{(k)} + U_{BV}} \right], \quad 2)$$

где P_i - задающая мощность в i -ом узле;

$U_{\Delta i}^{(k)}$ - падение напряжения в i -ом узле при k -ом приближении.

Подставляя в уравнение (1) выражение (2) и выразив полученные выражения для пяти узлов сети через падения напряжений получаем систему (3). Задавись начальным приближением можем решить систему приведенную ниже.

Начальное приближение:

$$U_0 = [-6 \quad -6 \quad -6 \quad -6 \quad -6]$$

$$\begin{aligned} U_{y11} &:= 0 - \frac{Y_{y1,2}}{Y_{y1,1}} \cdot U_{02} - \frac{Y_{y1,3}}{Y_{y1,1}} \cdot U_{03} - \frac{Y_{y1,4}}{Y_{y1,1}} \cdot U_{04} - \frac{Y_{y1,5}}{Y_{y1,1}} \cdot U_{05} + \frac{P_{1,1}}{(U_{01} + U_{bu}) \cdot Y_{y1,1}} \\ U_{y12} &:= -\frac{Y_{y2,1}}{Y_{y2,2}} \cdot U_{01,1} - 0 - \frac{Y_{y2,3}}{Y_{y2,2}} \cdot U_{03,1} - \frac{Y_{y2,4}}{Y_{y2,2}} \cdot U_{04,1} - \frac{Y_{y2,5}}{Y_{y2,2}} \cdot U_{05,1} + \frac{P_{2,1}}{(U_{02,1} + U_{bu}) \cdot Y_{y2,2}} \\ U_{y13} &:= -\frac{Y_{y3,1}}{Y_{y3,3}} \cdot U_{01,1} - \frac{Y_{y3,2}}{Y_{y3,3}} \cdot U_{02,1} - 0 - \frac{Y_{y3,4}}{Y_{y3,3}} \cdot U_{04,1} - \frac{Y_{y3,5}}{Y_{y3,3}} \cdot U_{05,1} + \frac{P_{3,1}}{(U_{03,1} + U_{bu}) \cdot Y_{y3,3}} \\ U_{y14} &:= -\frac{Y_{y4,1}}{Y_{y4,4}} \cdot U_{01,1} - \frac{Y_{y4,2}}{Y_{y4,4}} \cdot U_{02,1} - \frac{Y_{y4,3}}{Y_{y4,4}} \cdot U_{03,1} - 0 - \frac{Y_{y4,5}}{Y_{y4,4}} \cdot U_{05,1} + \frac{P_{4,1}}{(U_{04,1} + U_{bu}) \cdot Y_{y4,4}} \\ U_{y15} &:= -\frac{Y_{y5,1}}{Y_{y5,5}} \cdot U_{01,1} - \frac{Y_{y5,2}}{Y_{y5,5}} \cdot U_{02,1} - \frac{Y_{y5,3}}{Y_{y5,5}} \cdot U_{03,1} - \frac{Y_{y5,4}}{Y_{y5,5}} \cdot U_{04,1} + \frac{P_{5,1}}{(U_{05,1} + U_{bu}) \cdot Y_{y5,5}} \end{aligned} \quad 3)$$

Результаты расчетов 1-ой, 2-ой и 40-ой итераций:

$$U_{y1} := \begin{pmatrix} U_{y11} \\ U_{y12} \\ U_{y13} \\ U_{y14} \\ U_{y15} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -4.464 \\ -4.544 \\ -6.479 \\ -8.419 \\ -2.874 \end{pmatrix} \quad \text{кВ} \quad U1 := U_{y1} + U_{bu} = \begin{pmatrix} 115.536 \\ 115.456 \\ 113.521 \\ 111.581 \\ 117.126 \end{pmatrix} \quad \text{кВ} \quad e_{\text{max}} := U_{y1} - U_0 = \begin{pmatrix} 1.536 \\ 1.456 \\ -0.479 \\ -2.419 \\ 3.126 \end{pmatrix}$$

$$\begin{aligned}
 U_{y2} &:= \begin{pmatrix} U_{y21} \\ U_{y22} \\ U_{y23} \\ U_{y24} \\ U_{y25} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -4.822 \\ -4.433 \\ -5.302 \\ -8.093 \\ -3.436 \end{pmatrix} \quad \kappa B \quad U_2 := U_{y2} + U_{bu} = \begin{pmatrix} 115.178 \\ 115.567 \\ 114.698 \\ 111.907 \\ 116.564 \end{pmatrix} \quad \kappa B \quad \varepsilon_2 := U_{y2} - U_{y1} = \begin{pmatrix} -0.358 \\ 0.111 \\ 1.177 \\ 0.326 \\ -0.562 \end{pmatrix} \\
 U_{y40} &:= \begin{pmatrix} U_{y401} \\ U_{y402} \\ U_{y403} \\ U_{y404} \\ U_{y405} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -2.246 \\ -2.119 \\ -2.278 \\ -4.66 \\ 0.671 \end{pmatrix} \quad \kappa B \quad U_{40} := U_{y40} + U_{bu} = \begin{pmatrix} 117.754 \\ 117.881 \\ 117.722 \\ 115.34 \\ 120.671 \end{pmatrix} \quad \varepsilon_{40} := U_{y40} - U_{y39} = \begin{pmatrix} 3.797 \times 10^{-3} \\ 3.375 \times 10^{-3} \\ 5.063 \times 10^{-3} \\ 5.173 \times 10^{-3} \\ 5.488 \times 10^{-3} \end{pmatrix}
 \end{aligned}$$

График сходимости простого итерационного процесса:

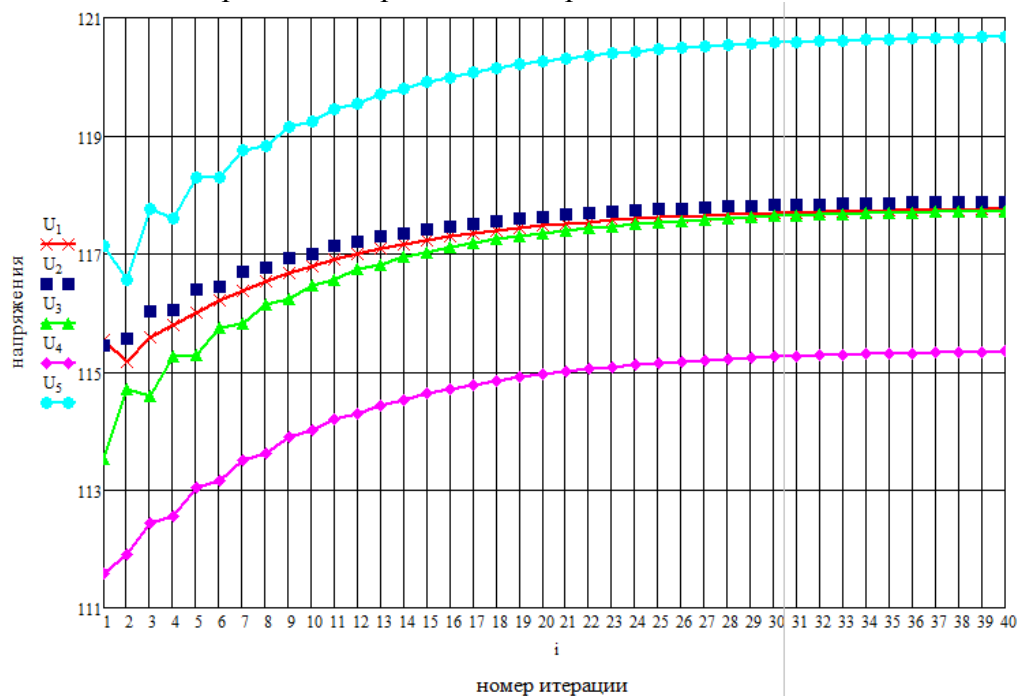


Рисунок 2. График сходимости при использовании метода простой итерации

Для расчета режима нужно определить:

7) Ток в ветвях:

$$I_B = \Delta Y_B \cdot M^T \cdot U_\Delta = [0.216 \quad 0.342 \quad 0.0029 \quad 0.298 \quad -0.546 \quad -0.012 \quad 0.032 \quad 0.223] \kappa A;$$

8) Падение напряжения в ветвях:

$$\Delta U_B = dZ_b \cdot I_B = [2.246 \quad 2.119 \quad 0.032 \quad 2.382 \quad -2.949 \quad -0.127 \quad 0.159 \quad 2.414] \kappa B;$$

9) Приближенные потери мощности:

$$\Delta P = I_B \cdot M^T \cdot U_\Delta = [0.485 \quad 0.724 \quad 0.00009 \quad 0.709 \quad 1.61 \quad 0.0014 \quad 0.005 \quad 0.539] MBm$$

10) Токи в узлах:

$$J = M \cdot I_B = [-0.0013 \quad -0.298 \quad -0.283 \quad -0.521 \quad 0.546] \kappa A;$$

11) Мощность в узлах:

$$P = U_{40} \cdot J = [-0.149 \quad -35.162 \quad -33.319 \quad -60.116 \quad 65.89] MBm;$$

12) Небаланс мощности составляет менее 1%.

Ускоренная итерация

Подготовка для расчета режима в ускоренной итерации аналогична простой итерации. Поэтому сразу приведем систему уравнений.

Отличие ускоренной итерации от простой заключается в том, что в ускоренной итерации используется только что вычисленное приближение для узла $k-1$.

$$\begin{aligned} U_{d11} &:= 0 - \frac{Y_{y1,2}}{Y_{y1,1}} \cdot U_{d0(2,1)} - \frac{Y_{y1,3}}{Y_{y1,1}} \cdot U_{d03,1} - \frac{Y_{y1,4}}{Y_{y1,1}} \cdot U_{d04,1} - \frac{Y_{y1,5}}{Y_{y1,1}} \cdot U_{d05,1} + \frac{P_{1,1}}{(U_{d01,1} + U_{bu}) \cdot Y_{y1,1}} \\ U_{d12} &:= -\frac{Y_{y2,1}}{Y_{y2,2}} \cdot U_{d11} - 0 - \frac{Y_{y2,3}}{Y_{y2,2}} \cdot U_{d03,1} - \frac{Y_{y2,4}}{Y_{y2,2}} \cdot U_{d04,1} - \frac{Y_{y2,5}}{Y_{y2,2}} \cdot U_{d05,1} + \frac{P_{2,1}}{(U_{d02,1} + U_{bu}) \cdot Y_{y2,2}} \\ U_{d13} &:= -\frac{Y_{y3,1}}{Y_{y3,3}} \cdot U_{d11} - \frac{Y_{y3,2}}{Y_{y3,3}} \cdot U_{d12} - 0 - \frac{Y_{y3,4}}{Y_{y3,3}} \cdot U_{d04,1} - \frac{Y_{y3,5}}{Y_{y3,3}} \cdot U_{d05,1} + \frac{P_{3,1}}{(U_{d03,1} + U_{bu}) \cdot Y_{y3,3}} \\ U_{d14} &:= -\frac{Y_{y4,1}}{Y_{y4,4}} \cdot U_{d11} - \frac{Y_{y4,2}}{Y_{y4,4}} \cdot U_{d12} - \frac{Y_{y4,3}}{Y_{y4,4}} \cdot U_{d13} - 0 - \frac{Y_{y4,5}}{Y_{y4,4}} \cdot U_{d05,1} + \frac{P_{4,1}}{(U_{d04,1} + U_{bu}) \cdot Y_{y4,4}} \\ U_{d15} &:= -\frac{Y_{y5,1}}{Y_{y5,5}} \cdot U_{d11} - \frac{Y_{y5,2}}{Y_{y5,5}} \cdot U_{d12} - \frac{Y_{y5,3}}{Y_{y5,5}} \cdot U_{d13} - \frac{Y_{y5,4}}{Y_{y5,5}} \cdot U_{d14} + \frac{P_{5,1}}{(U_{d05,1} + U_{bu}) \cdot Y_{y5,5}} \end{aligned}$$

Результаты расчетов 1-ой, 2-ой и 21-ой итераций:

$$\begin{aligned} U_{d1} &:= \begin{pmatrix} U_{d11} \\ U_{d12} \\ U_{d13} \\ U_{d14} \\ U_{d15} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -4.464 \\ -4.231 \\ -5.654 \\ -7.567 \\ -2.528 \end{pmatrix} \text{ кВ} \quad U_1 := \begin{pmatrix} U_{11} \\ U_{12} \\ U_{13} \\ U_{14} \\ U_{15} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 115.536 \\ 115.769 \\ 114.346 \\ 112.433 \\ 117.472 \end{pmatrix} \text{ кВ} \quad \varepsilon_2 := U_{d1} - U_{d0} = \begin{pmatrix} 1.536 \\ 1.769 \\ 0.346 \\ -1.567 \\ 3.472 \end{pmatrix} \text{ кВ} \\ \\ U_{d2} &:= \begin{pmatrix} U_{d21} \\ U_{d22} \\ U_{d23} \\ U_{d24} \\ U_{d25} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -4.328 \\ -4.04 \\ -4.828 \\ -7.068 \\ -1.794 \end{pmatrix} \text{ кВ} \quad U_2 := \begin{pmatrix} U_{21} \\ U_{22} \\ U_{23} \\ U_{24} \\ U_{25} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 115.672 \\ 115.96 \\ 115.172 \\ 112.932 \\ 118.206 \end{pmatrix} \text{ кВ} \quad \varepsilon_2 := U_{d2} - U_{d1} = \begin{pmatrix} 0.137 \\ 0.191 \\ 0.826 \\ 0.499 \\ 0.733 \end{pmatrix} \text{ кВ} \\ \\ U_{d21} &:= \begin{pmatrix} U_{d211} \\ U_{d212} \\ U_{d213} \\ U_{d214} \\ U_{d215} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -2.243 \\ -2.116 \\ -2.27 \\ -4.649 \\ 0.684 \end{pmatrix} \text{ кВ} \quad U_{21} := \begin{pmatrix} U_{211} \\ U_{212} \\ U_{213} \\ U_{214} \\ U_{215} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 117.757 \\ 117.884 \\ 117.73 \\ 115.351 \\ 120.684 \end{pmatrix} \text{ кВ} \quad \varepsilon_{21} := U_{21} - U_{20} = \begin{pmatrix} 7.169 \times 10^{-3} \\ 6.243 \times 10^{-3} \\ 8.547 \times 10^{-3} \\ 8.174 \times 10^{-3} \\ 8.292 \times 10^{-3} \end{pmatrix} \text{ кВ} \end{aligned}$$

Расчет режима производится так же, как и при простой итерации. Результаты расчета аналогичны тем, что получились в простой итерации. По этой причине подробные расчеты режима методом ускоренной итерации в данной работе опускаются.

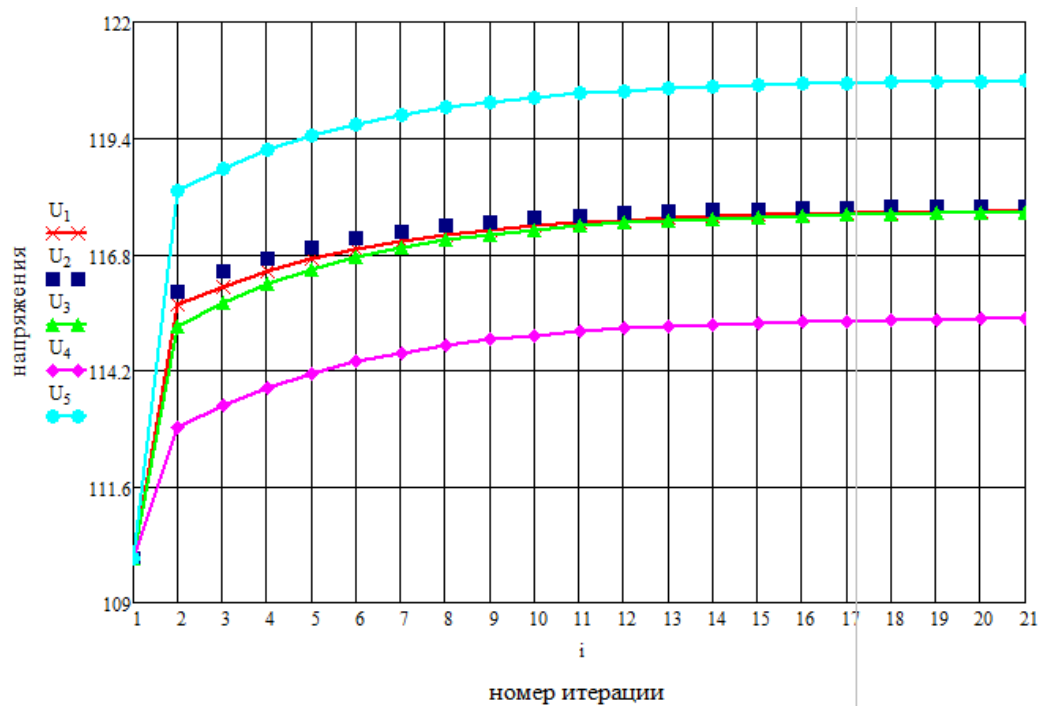


Рисунок 3. График сходимости при использовании метода ускоренной итерации

Из результатов расчета видно, что при расчете режима методом простой итерации получилось 40 итераций, а при ускоренной – 21 итерация. Исходя из этого можно сделать вывод, что скорость сходимости ускоренной итерации выше. Отсюда и время сходимости меньше. Однако в пользу простой итерации можно отметить, что ее проще поддается программированию.

Литература

1. Применение матричных моделей для расчета и анализа режимов электрических сетей: метод. пособие/Т.А. Шиманская-Семенова.- Минск: БНТУ,2010.-158с.
2. Электрические системы. Математические задачи электроэнергетики: Учебник для студентов вузов / Под ред. В. А. Веникова – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Высш. школа, 1981. – 288 с.

УДК 621.332

РАСЧЕТ НЕСИММЕТРИЧНОГО УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА С ПРИМЕНЕНИЕМ МЕТОДА СИММЕТРИЧНЫХ СОСТАВЛЯЮЩИХ

Рачкевич В.И.

Научный руководитель – старший преподаватель Мышковец Е.В.

Для анализа и расчетов несимметричных режимов в трехфазных цепях широко применяется метод симметричных составляющих. Он основан на представлении любой трехфазной несимметричной системы величин в виде суммы в общем случае трех симметричных систем величин. Эти симметричные системы, называются симметричными составляющими.

Рассмотрим метод расчета на примере схемы рисунок 1, содержащей симметричную динамическую и несимметричную статическую нагрузки. Пусть заданы э.д.с. генераторов и сопротивления элементов схемы. Требуется найти токи и напряжения несимметричной нагрузки.

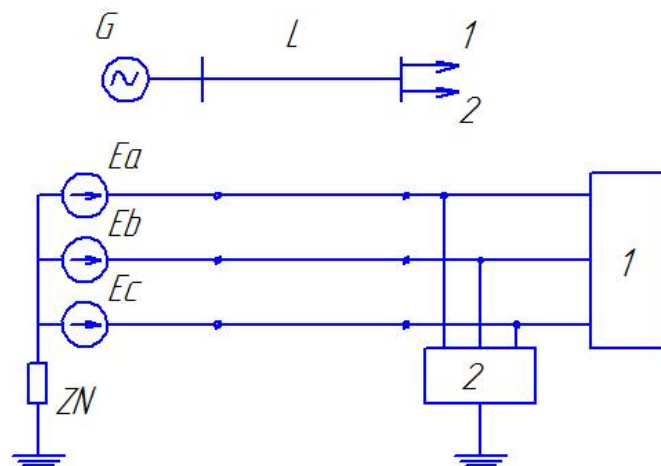


Рисунок 1. Исходная схема

- 1 – симметричная динамическая нагрузка;
- 2 – несимметричная статическая нагрузка;
- G – генератор;
- L – линия.

Таблица 1. Исходные данные

Параметр	Значение
Оператор фазы	$a = e^{j120}$
ЭДС генератора	$E_a = 10 \text{ кВ};$ $E_b = E_a \cdot a^2 = 10e^{-j120} \text{ кВ};$ $E_c = E_a \cdot a = 10e^{j120} \text{ кВ};$
Сопротивление прямой последовательности генератора:	$Z_{g1} = 0.2 + j0.4 \text{ Ом};$
Сопротивление обратной последовательности генератора	$Z_{g2} = 0.2 + j0.4 \text{ Ом};$

Таблица 1. Продолжение

Сопротивление нулевой последовательности генератора	$Z_{g0} = 0.03 + j0.1 \text{ Ом};$
Сопротивление линии:	$Z_{л} = 1.15 + 0.32j \text{ Ом};$
Сопротивление прямой последовательности линии:	$Z_{л1} = Z_{л} = 11.5 + 3.2j \text{ Ом};$
Сопротивление обратной последовательности линии	$Z_{л2} = Z_{л} = 1.15 + 0.32j \text{ Ом};$
Сопротивление нулевой последовательности линии	$Z_{л0} = 3Z_{л} = 3 \cdot (1.15 + 0.32j) = 3.45 + 0.96j \text{ Ом};$
Сопротивление нейтрали:	$Z_N = 2 \text{ Ом};$
Сопротивление симметричной нагрузки:	$Z_{s1} = Z_{s2} = 70 + 100j \text{ Ом};$
Сопротивление несимметричной нагрузки по фазам:	$Z_a = 120 \text{ Ом};$ Фазы В и С не нагружены.

Заменим несимметричную нагрузку тремя источниками неизвестных напряжений U_a , U_b , U_c .

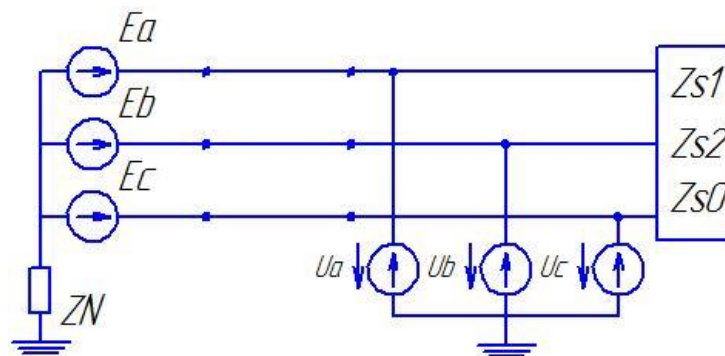


Рисунок 2. Замена несимметричной нагрузки источниками неизвестных напряжений

Разложим напряжения U_a , U_b , U_c на симметричные составляющие U_1 , U_2 , U_3 , приняв фазу А за основную.

$$\begin{aligned} U_a &= U_1 + U_2 + U_3; \\ U_b &= a^2 \cdot U_1 + a \cdot U_2 + U_0; \\ U_c &= a \cdot U_1 + a^2 \cdot U_2 + U_0. \end{aligned}$$

В симметричной цепи симметричная система напряжений какой-либо последовательности вызывает симметричную систему токов той же самой последовательности. Следовательно, можно составить три независимые схемы.

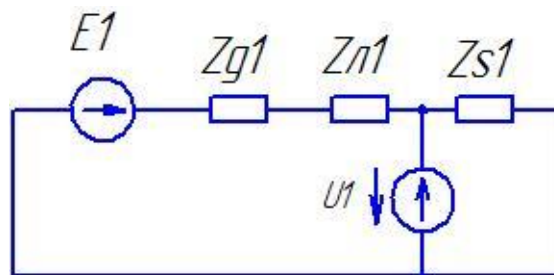


Рисунок 3. Схема прямой последовательности

Преобразуем схему к простейшему виду:

$$Y_1 = \frac{1}{Z_{\pi 1} + Z_{g1}} = 0.078 - 0.024j \text{ См};$$

$$Y_{s1} = \frac{1}{Z_{s1}} = 4.698 \cdot 10^{-3} - 6.711i \cdot 10^{-3} \text{ См};$$

$$E_{\Sigma 1} = \frac{Y_1 \cdot E_{s1}}{Y_1 + Y_{s1}} = 9.237 + 0.527j \text{ кВ};$$

$$Z_{\Sigma 1} = \frac{Z_{s1} \cdot (Z_{\pi 1} + Z_{g1})}{Z_{\pi 1} + Z_{g1} + Z_{s1}} = 10.617 + 3.942j \text{ Ом}.$$

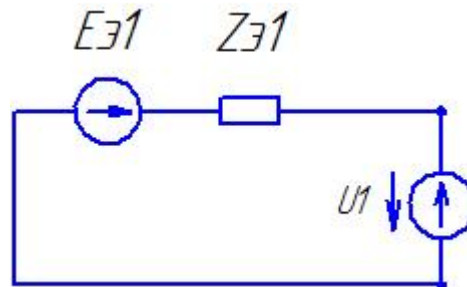


Рисунок 4. Схема прямой последовательности после преобразований

ЭДС генераторов симметричны, т.е. являются источниками только прямой последовательности, а значит, в схеме обратной последовательности существовать не будут.

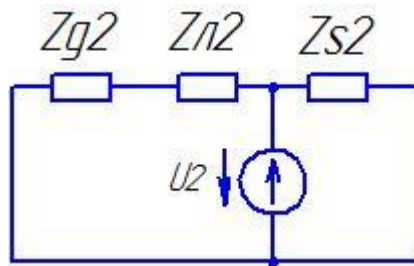


Рисунок 5. Схема обратной последовательности

Найдем эквивалентное сопротивление:

$$Z_{\Sigma 2} = \frac{Z_{s2} \cdot (Z_{\pi 2} + Z_{g2})}{Z_{\pi 2} + Z_{g2} + Z_{s2}} = 11.169 + 4.278j \text{ Ом};$$

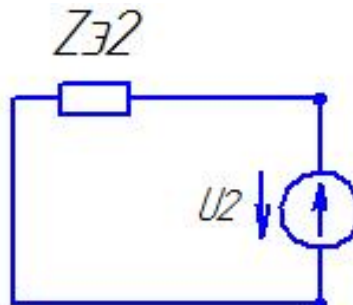


Рисунок 5. Схема обратной последовательности после преобразования

Нулевая последовательность. Схема нулевой последовательности не имеет разветвления, так как в правой части трехфазной цепи токов нулевой последовательности быть не может. Сопротивление в нейтральном проводе вводится в схему нулевой

последовательности утроенной величиной. Токи нулевой последовательности являются однофазным током, разветвленным между фазами и возвращающимся через землю и параллельные ей цепи.

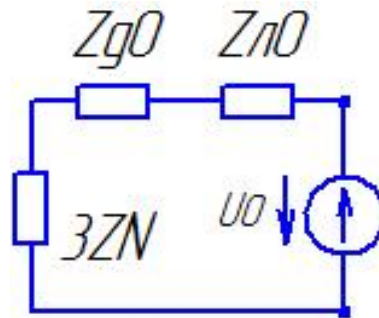


Рисунок 6. Схема нулевой последовательности

$$Z_{\Sigma 0} = Z_{\text{л}0} + Z_{g0} + 3 \cdot Z_N = 40.53 + 9.7j \text{ Ом.}$$

Для каждой из трех схем напомним уравнения по второму закону Кирхгофа:

$$\begin{aligned} Z_{\Sigma 1} \cdot I_1 + U_1 &= E_{\Sigma 1}; \\ Z_{\Sigma 2} \cdot I_2 + U_2 &= 0; \\ Z_{\Sigma 0} \cdot I_0 + U_0 &= 0. \end{aligned}$$

В этих уравнениях 6 неизвестных. Дополнительные три уравнения, связывающие эти шесть неизвестных величин, могут быть составлены на основании схемы и параметров несимметричной нагрузки.

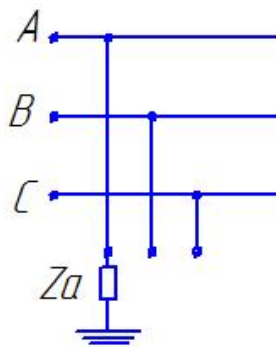


Рисунок 6. Схема подключения несимметричной нагрузки

Составим дополнительные уравнения:

$$\begin{aligned} U_1 + U_2 + U_0 &= Z_a \cdot (I_1 + I_2 + I_0); \\ a^2 \cdot I_1 + a \cdot I_2 + I_0 &= 0; \\ a \cdot I_1 + a^2 \cdot I_2 + I_0 &= 0. \end{aligned}$$

При совместном решении уравнений Кирхгофа для схем различных последовательностей с дополнительными уравнениями определяются симметричные составляющие тока и напряжения ответвлений несимметричного приемника.

$$\begin{aligned} I_1 &= 21.9e^{j0.84} \text{ А}; \\ I_2 &= 21.9e^{j0.84} \text{ А}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 I_0 &= 21.9e^{j0.84} \text{ A}; \\
 U_1 &= 9e^{j2.8} \text{ кВ}; \\
 U_2 &= 0.262e^{-j158.2} \text{ кВ}; \\
 U_0 &= 0.912e^{-j165.7} \text{ кВ}.
 \end{aligned}$$

Вычислим суммарные напряжения и токи несимметричного приемника:

$$\begin{aligned}
 U_a &= U_1 + U_2 + U_3 = 7.88e^{j0.8} \text{ кВ}; \\
 U_b &= a^2 \cdot U_1 + a \cdot U_2 + U_0 = 9.68e^{-j119.8} \text{ кВ}; \\
 U_c &= a \cdot U_1 + a^2 \cdot U_2 + U_0 = 9.53e^{j126.9} \text{ кВ}; \\
 I_a &= I_1 + I_2 + I_3 = 65.662e^{j0.8} \text{ A}.
 \end{aligned}$$

Токи I_b и I_c равны нулю.

Литература

1. Основы теории цепей/ Г.В. Зевеке [и др.] 4-е изд., перераб. — М.: Энергия, 1975. — 752 с.: ил.
2. Силюк С.М. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах / С.М. Силюк, Л.Н. Свита. — Минск: БНТУ, 2004.-103с

УДК 621.321

РАСЧЕТ НАДЕЖНОСТИ ГЛАВНЫХ СХЕМ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ПОДСТАНЦИЙ

Крапивина Т.С., Янушкевич К.С.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Старжинский А.Л.

Электроэнергетические системы являются динамическими системами сложного типа, состоящими из большого числа составляющих элементов (генераторы, трансформаторы, линии электропередачи, коммутационные аппараты и др.). При этом сложность системы определяется не только числом элементов, но главным образом наличием связей между ними. Для ЭЭС сложность определяется тем, что все ее элементы функционально связаны единством процесса производства, распределения и потребления электрической энергии.

Проблема оценки и выбора рациональной степени надежности электрических станций и электроэнергетических систем является одной из наиболее важных проблем на современном уровне развития электроэнергетики.

Для расчёта надёжности в этой работе используется программа «ТОPAS». Пакет прикладных программ «ТОPAS» позволяет проводить анализ надежности главных схем электрических соединений, включающих в себя распределительные устройства любого класса напряжения, генераторные присоединения, высоковольтные линии электропередачи, присоединения резервных трансформаторов собственных нужд и трансформаторы связи между ними. Пакет данных программ предназначен для вычисления частот и длительностей возможных аварийных режимов схемы, сопровождающихся отключением от сети генераторов, воздушных линий, трансформаторов связи, определения снижения генерируемой в систему мощности и соответствующего недоотпуска электрической энергии с учетом имеющегося в системе резерва.

Эффективный способ описания схем электрических соединений ЭС достигается при использовании коммутационного графа, ветвями которого являются коммутационные аппараты (КА) различных типов, а узлами - остальные связываемые ими элементы схемы. Гибким и эффективным подходом при моделировании надёжности схем электрических соединений ЭС является логико-цифровой компьютерный анализ, позволяющий производить описание схем с использованием наиболее экономичных матриц, обеспечивающих минимальную трудоёмкость подготовки исходных данных и минимум занимаемой компьютерной оперативной памяти на этапе выполнения расчётов.

Для расчёта надёжности станции используются такие показатели как:

- ✓ частоты отказов;
- ✓ длительности послеаварийного восстановления;
- ✓ частоты плановых ремонтов;
- ✓ длительности плановых ремонтов;
- ✓ вероятности отказа в срабатывании основных комплектов релейных защит при возникновении КЗ;
- ✓ вероятности отказа в срабатывании при отключении КЗ (только для выключателей).

Вычисление логических показателей надёжности главной схемы осуществляется на основе определения количества комбинаций событий (конъюнкций) $C(k)$, приводящих к отказу её функционирования k -го вида:

$$C(k) = \sum_i \sum_j \sum_s L(k), \quad (1)$$

где $L(k)$ - логическая функция, принимающая значение 0 или 1.

Вычисление частот отказов функционирования k -го вида $\lambda(k)$ и длительностей аварийного восстановления $T(k)$ в общем случае осуществляется по выражениям:

$$\lambda(k) = \sum_j \sum_i q(j) \lambda(i) Q(s/i) L(k); \quad (2)$$

$$T(k) = \frac{1}{\lambda(k)} \sum_j \sum_i q(j) \lambda(i) \min \left\{ \frac{t(j)}{2}; t(i); t_{o.n.} \right\} Q(s/i) L(k), \quad (3)$$

где $q(j)$ - относительная длительность j -го ремонтного режима (о.е.);

$\lambda(i)$ - частота повреждения i -го элемента схемы (1/год);

$t(i)$ - длительность послеаварийного восстановления i -го элемента схемы (ч);

$t(j)$ - длительность j -го ремонтного режима работы схемы;

$t_{o.n.}$ - время оперативных переключений (ч);

$Q(s/i)$ - вероятность отказа в срабатывании s -го устройства РЗ или КА.

Произведем расчет трех схем электрических соединений напряжением 330 кВ, предварительно пронумеровав все элементы (рис.1). Показатели надежности элементов схемы напряжением 330 кВ представлены в табл.1.

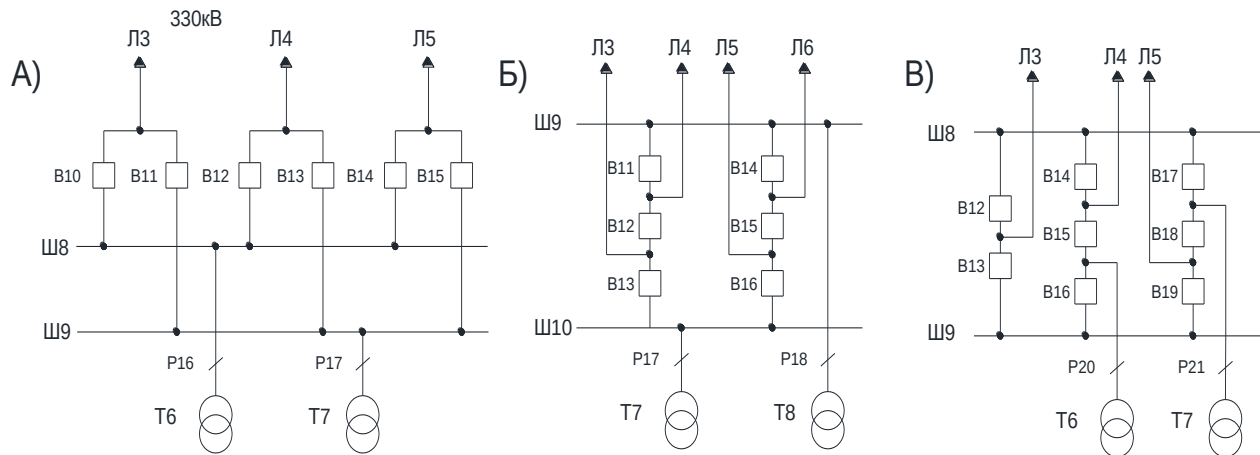


Рисунок 1. Схемы электрических соединений напряжением 330 кВ

Таблица 1 – Показатели надежности элементов

Элементы схемы	Частота отказа, 1/год	Время восстановления, ч	Частота планового ремонта, 1/год	Длительность планового ремонта, ч
Схема а «трансформаторы - шины с присоединением линий на два выключателя»				
Мнимые генераторы	0,00010	0	0	0
Высоковольтные линии	0,00200	9	0,500	20
Трансформаторы	0,04100	74	1	30
Шины	0,01300	5	0,166	3
Выключатели	0,02600	30	0,2	137
Схема б «трансформаторы - шины с полуторным присоединением линий»				
Мнимые генераторы	0,00010	0	0	0
Высоковольтные линии	0,00200	9	0,500	20
Трансформаторы	0,04100	74	1	30
Выключатели	0,01300	5	0,166	3
Схема в Полуторная схема				
Мнимые генераторы	0,00010	0	0	0

Высоковольтные линии	0,00200	9	0,500	20
Трансформаторы	0,04100	74	1	30
Шины	0,01300	5	0,166	3
Выключатели	0,02600	30	0,2	137

Схема а) («трансформаторы - шины с присоединением линий на два выключателя») позволяет в случае возникновения КЗ на шине, а также при ремонте одного из выключателей сохранить электроснабжение потребителей. Однако вследствие присоединения линий на два выключателя увеличивается количество операций, необходимых по выводу линии в ремонт. Также в случае КЗ на шине будет лишена часть генерации.

Схема б) («трансформаторы - шины с полуторным присоединением линий») схожа с полуторной схемой. Отличие состоит в том, что присоединение трансформаторов выполнено напрямую к шине. К недостаткам такой схемы в дополнение к минусам полуторной схемы можно отнести отключение трансформатора при КЗ на шинах, а также полное погашение ПС при КЗ на двух шинах одновременно, в то время как для полуторной схемы даже при таком повреждении при правильном проектировании схемы можно сохранить электроснабжение потребителей.

Схема в) (полуторная схема) обладает следующими достоинствами:

- При ревизии любого выключателя все присоединения остаются в работе
- Высокая надёжность (все цепи остаются в работе даже при повреждениях на сборных шинах)
- Ремонт оборудования происходит без нарушения работы цепей
- Количество необходимых операций разъединителями значительно меньше, чем в схеме с двумя рабочими и обходной системами шин

Однако такая схема обладает и недостатками:

- Отключение КЗ на линии производится двумя выключателями, что увеличивает общее количество ревизий выключателей
- Удорожание конструкции РУ при нечётном числе присоединений
- Снижение надёжности в случае, когда число линий не совпадает количеству трансформаторов (возможное отключение одновременно двух линий (трансформаторов))
- Усложнение цепей РЗ
- Увеличение количества выключателей в схеме

Получим следующие результаты:

Таблица 2 - Результаты анализа надёжности

Код аварии	Суммарная частота, 1/год	Среднее время восстановления, ч	Коэффициент неготовности
Схема а)	«трансформаторы - шины с присоединением линий на два выключателя»		
1Т 1Л	0,117	0,51	0,0000068
2Т 3Л	0,0213	0,50	0,0000012
Схема б)	«трансформаторы - шины с полуторным присоединением линий»		
1Т 1Л	0,224	35,47	0,00091
2Т 4Л	0,096	1,18	0,000129
Схема в)	полуторная схема		
1Т 1Л	0,112	0,50	0,00000639
2Т 3Л	0,0000981	0,50	0,000000056

По результатам расчётов можно сделать вывод: наиболее надёжной считается полуторная схема. Для данной схемы вероятность возникновения отказов и время простоя

оборудования наименьшее. Наихудшей считается схема «трансформатор - шины с полуторным присоединением линий» вследствие того, что в случае возникновения КЗ на сборных шинах, действием защит будут отключены выключатели как со стороны линий, так и со стороны трансформаторов. Сравнивая коэффициенты неготовности, можно отметить, что при коде аварии 1Т 1Л коэффициент полуторной схемы меньше коэффициента неготовности схемы «трансформатор - шины с полуторным присоединением линий» в 142,4 раза, а при коде аварии 2Т 3Л – в 23035,7 раза. При проектировании подстанций с такими схемами необходимо предусмотреть установку надёжных коммутационных аппаратов (элегазовых выключателей), позволяющие снизить вероятность их возможных отказов, а также время простоя оборудования.

Литература

1. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. – 3-е изд. – М., Энергоатомиздат, 1987 г.
2. Электротехнический справочник: в 4 т. Т.3. Производство, передача и распределение электрической энергии/ Под общ. Ред. Профессоров МГЭИ. – 9-е изд. – М.: Издательство МЭИ, 2004г.

УДК 621.311

МЕТОД НЬЮТОНА ПРИ ЗАДАНИИ НАГРУЗКИ УЗЛАМИ ТИПА PU

Гославский П.С.

Научный руководитель – старший преподаватель Мышковец Е. В.

Алгоритмы большинства современных расчетов на электронно-вычислительных машинах (ЭВМ) и анализ расчета установившихся режимов электрических сетей (ЭС) и систем передачи электроэнергии базируются на методах первого порядка и их сочетаниях, в первую очередь на методе Ньютона. Основное достоинство метода заключается в быстрой и устойчивой сходимости, что позволяет определить параметры нормальных эксплуатационных, а также тяжелых и близких к предельным электрическим режимов.

Наиболее распространенными в алгоритмах, реализующих метод Ньютона, являются уравнения в форме баланса мощностей. Причина тому - удобство расчета напряжений основных генераторных узлов типа $P, U = \text{const}$.

Рассмотрим решение уравнений узловых напряжений (УУН) в форме баланса мощности в прямоугольной системе координат, которые с учетом уравнений для n -генераторных узлов, имеющих регулирование напряжения (узлы типа PU), в итоге запишем в виде:

$$\begin{aligned} \omega_{P_i}(\bar{U}', \bar{U}'') &= g_{ii}(U_i'^2 + U_i''^2) - \sum_{j=1, j \neq i}^{n+1} g_{ij}(U_i' U_j' + U_i'' U_j'') - \\ &- \sum_{j=1, j \neq i}^{n+1} b_{ij}(U_i' U_j'' + U_i'' U_j') - P_i = 0, \quad i = \overline{1, n} \end{aligned} \quad (1a)$$

$$\begin{aligned} \omega_{Q_i}(\bar{U}', \bar{U}'') &= b_{ii}(U_i'^2 + U_i''^2) - \sum_{j=1, j \neq i}^{n+1} b_{ij}(U_i'' U_j' + U_i' U_j'') - \\ &- \sum_{j=1, j \neq i}^{n+1} b_{ij}(U_i' U_j'' + U_i'' U_j') - Q_i = 0, \quad i = \overline{1, n} \end{aligned} \quad (1б)$$

$$\omega_{Q_i}(\bar{U}', \bar{U}'') = U_i'^2 + U_i''^2 - U_i^2 = 0, \quad i = \overline{1, n_z}, \quad n_1 + n_z = n \quad (1в)$$

где $\omega_{P_i}, \omega_{Q_i}$ – небаланс активной и реактивной мощности в i -м узле

$Y_{ii} = g_{ii} - jb_{ii}$ – собственная проводимость узлов;

$Y_{ij} = g_{ij} - jb_{ij}$ – взаимная проводимость узлов;

Основу алгоритмов ряда программных комплексов представляет, как правило, полный метод Ньютона, в соответствии с которым решение систем нелинейных уравнений (1) заменяется решением последовательности систем линейных уравнений (СЛУ).

При данном выборе переменных U', U'' получим следующее $2n$ мерное представление СЛУ:

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial W_P}{\partial U'} & \frac{\partial W_P}{\partial U''} \\ \frac{\partial W_Q}{\partial U'} & \frac{\partial W_Q}{\partial U''} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \Delta \bar{U}' \\ \Delta \bar{U}'' \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{W}_P \\ \bar{W}_Q \end{bmatrix} \quad (2)$$

$$\text{где } \frac{\partial W_P}{\partial U'} = \left[\frac{\partial W_{P_i}}{\partial U_j'} \right], \frac{\partial W_P}{\partial U''} = \left[\frac{\partial W_{P_i}}{\partial U_j''} \right], \frac{\partial W_Q}{\partial U'} = \left[\frac{\partial W_{Q_i}}{\partial U_j'} \right], \frac{\partial W_Q}{\partial U''} = \left[\frac{\partial W_{Q_i}}{\partial U_j''} \right]$$

- квадратные матрицы-блоки размера n производных небалансов активной и реактивной мощностей по действительным и мнимым составляющим напряжений узлов

W_P, W_Q – вектор-функций небалансов активных и реактивных мощностей в узлах.

$\Delta U', \Delta U''$ – векторы поправок искомых переменных U', U'' .

Для получения матрицы Якоби системы необходимо выражения четырех собственных

$$\frac{\partial W_{Pi}}{\partial U'_i}; \frac{\partial W_{Pi}}{\partial U''_i}; \frac{\partial W_{Qi}}{\partial U'_j}; \frac{\partial W_{Qi}}{\partial U''_j}$$

и четырех взаимных элементов

$$\frac{\partial W_{Pi}}{\partial U'_j}; \frac{\partial W_{Pi}}{\partial U''_j}; \frac{\partial W_{Qi}}{\partial U'_i}; \frac{\partial W_{Qi}}{\partial U''_i}$$

Производные вычисляются следующим образом:

собственные (диагональные) элементы

$$\begin{aligned} \frac{\partial \omega_{Pi}}{\partial U'_i} &= 2g_{ii}U'_i - \sum_{j+1, j \neq i}^{n+1} (g_{ij}U'_j - b_{ij}U''_j) & \frac{\partial \omega_{Pi}}{\partial U''_i} &= 2g_{ii}U'_i - \sum_{j+1, j \neq i}^{n+1} (g_{ij}U''_j - b_{ij}U'_j) \\ \frac{\partial \omega_{Qi}}{\partial U'_i} &= 2b_{ii}U'_i - \sum_{j+1, j \neq i}^{n+1} (b_{ij}U'_j - g_{ij}U''_j) & \frac{\partial \omega_{Qi}}{\partial U''_i} &= 2b_{ii}U'_i - \sum_{j+1, j \neq i}^{n+1} (b_{ij}U''_j - g_{ij}U'_j) \end{aligned} \quad (4)$$

взаимные (недиагональные) элементы:

$$\begin{aligned} \frac{\partial \omega_{Pi}}{\partial U'_j} &= -g_{ij}U'_i + b_{ij}U''_i & \frac{\partial \omega_{Pi}}{\partial U''_j} &= -g_{ij}U''_i + b_{ij}U'_i \\ \frac{\partial \omega_{Qi}}{\partial U'_j} &= -b_{ij}U'_i - g_{ij}U''_i & \frac{\partial \omega_{Qi}}{\partial U''_j} &= -b_{ij}U''_i + g_{ij}U'_i \end{aligned} \quad (5)$$

Недиагональные элементы матрицы Якоби нулевые, если узел j непосредственно не связан с узлом i . Для схем реальных ЭС размером в несколько сотен узлов n количество ненулевых элементов в матрице Якоби значительно меньше нулевых. Такие матрицы большого размера ($2n \times 2n$) характеризуются как слабозаполненные или разреженные. Заполненность матриц СЛУ аналогично матрице Y для таких схем составляет несколько процентов.

В общем случае, если схема ЭС содержит n_r опорных генераторных узлов типа $P_i, U_i - const$, то в матрице Якоби диагональные элементы производных реактивных небалансов $\partial \omega_{Qi} / \partial U'_i$; $\partial \omega_{Qi} / \partial U''_i$ заменяются производными уравнений (1 б) вида:

$$\frac{\partial \omega_{Qi}}{\partial U'_i} = 2U'_i; \quad \frac{\partial \omega_{Qi}}{\partial U''_i} = 2U''_i; \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (6)$$

Число уравнений узловых напряжений (1) в этом случае также остаётся равным $2n$.

Решение СЛУ (2) выполняется преимущественно методом упорядоченного исключения переменных по Гауссу, например, с разделением матрицы коэффициентов на верхнюю и нижнюю треугольные части, что может дать значительную экономию в количестве вычислений и объеме памяти, и, в итоге, увеличить точность и скорость решения СЛУ. Отмеченная операция (2) выполняется неоднократно, а поэтому эффективность решения СЛУ во многом определяет эффективность алгоритма Ньютона в целом.

Определение поправок переменных $\Delta U', \Delta U''$ из линеаризованных уравнений (2) соответствует внутреннему итерационному процессу метода Ньютона. Уточнение значений переменных выполняется на внешнем k -м шаге метода в соответствии с выражениями:

$$U'_i{}^{(k)} = U'_i{}^{(k-1)} + \Delta U'_i{}^{(k)}, \quad U''_i{}^{(k)} = U''_i{}^{(k-1)} + \Delta U''_i{}^{(k)}, \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (7)$$

При таком выборе переменных для узлов типа $P_i, U_i - const$ неизвестные значения Q_i^r вычисляются в процессе расчета по формуле:

$$Q_i^r = b_{ii}U_i^2 - \sum_{j+1, j \neq i}^{n+1} b_{ij}(U'_i U'_j + U''_i U''_j) + \sum_{j+1, j \neq i}^{n+1} g_{ij}(U'_i U'_j - U''_i U''_j), \quad i = 1, 2, \dots, n_r$$

Модуль напряжения U_i в опорных узлах поддерживается неизменным, если расчётные значения реактивной мощности Q_i находятся в допустимых пределах: $Q_i^{\min} \leq Q_i \leq Q_i^{\max}$. Другими словами, напряжение может поддерживаться неизменным только при наличии достаточного резерва реактивной мощности в узле. Если полученное значение Q_i^F таково, что нарушаются указанные ограничения то расчетная величина Q_i^F заменяется нарушенным предельным значением $Q_i^{\max}$ или $Q_i^{\min}$. Данный генераторный узел становится неопорным ($P_i, U_i - \text{const}$), а его напряжение как зависимая величина определяется из решения СЛУ (2). Выполняется смена состава зависимых и независимых переменных генераторных узлов (смена базиса). Определяются по (7) новые значения переменных, в том числе напряжение неопорного генераторного узла, т.е.:

$$U_i^c = \sqrt{U_i'^2 + U_i''^2}$$

После того как на k -й итерации получены значения неизвестных $U^{(k)}, U''^{(k)}$ и соответствующие им невязки уравнений (1), расчет напряжений заканчивается, если погрешность балансирования уравнений не более допустимой величины η :

$$\omega_i(U^{(k)}) = \sqrt{\omega_{P_i}^2(U^{(k)}) + \omega_{Q_i}^2(U^{(k)})} \leq \eta, \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (9)$$

Величина допустимой невязки УУН зависит от назначения расчета, класса номинального напряжения рассчитываемой сети и других факторов. Так, при расчете режимов местных и районных ЭС значения η следует принять в пределах 0.1 – 0.5 МВ·А.

В итоге отметим, что итерационный процесс вычисления напряжений методом Ньютона осуществляется в соответствии со следующей схемой:

- определение расчетных мощностей узлов и небалансов уравнений (1);
- вычисление элементов, формирование матрицы Якоби (4) – (6) и решение линеаризованных уравнений (2);
- уточнение искомых напряжений в узлах по (7);
- контроль точности решения в соответствии (9) и так далее до сходимости итерационного процесса или фиксации его расходимости.

Расчет практической задачи проведем в программе RastrWin3, так как внутренний цикл расчета в программе производится по методу Ньютона. Схема и исходные данные приведены на рисунке 1.

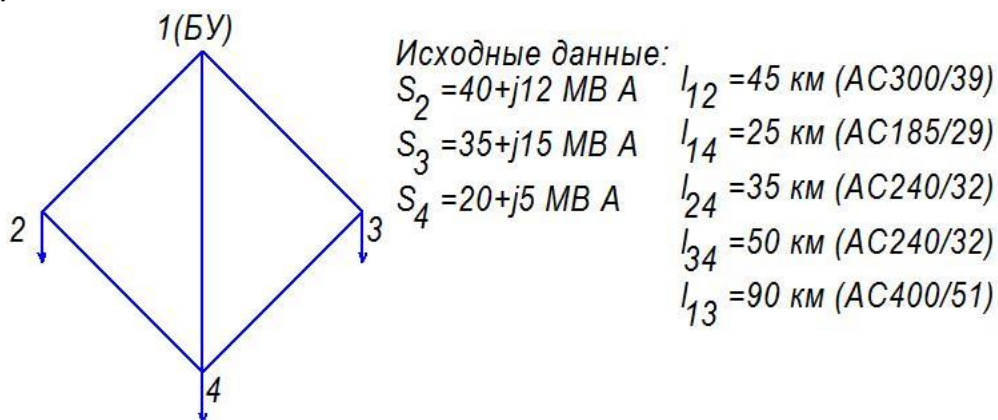


Рисунок 1 – Схема электрической сети и ее исходные данные

Узел 1 задается как балансирующий, узлы 2 и 3 принимаются за генераторные, узел 4 как нагрузочный. Предел регулирования значений для генераторных узлов примем в

пределах от $Q_i^{\min} = -0.5P_i$ и $Q_i^{\max} = 0.5P_i$. Тогда таблица с данными для ветвей и узлов в программе RastrWin3 запишется в следующем виде:

Таблица 1 – Параметры ветвей и узлов в программе RastrWin3

Ветви																	
O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	Кт/г	N_яц	БД...	P_нач	Q_нач	Na	I max
1		ЛЭП	1	2		-		4,41	19,30	-118,0				-33	10		92
2		ЛЭП	2	4		-		6,75	37,80	-243,0				7	6		23
3		ЛЭП	3	4		-		6,05	21,75	-130,0				-2	9		24
4		ЛЭП	1	4		-		4,24	15,22	-91,0				-25	12		73
5		ЛЭП	1	3		-		4,05	10,32	-68,8				-32	7		85

выбрано 5 записей из 5

Узлы																	
O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V_ш	V	Delta
1		База	1		220					90,3	-29,4					220,00	
2		Ген	2		220			40,0	12,0		11,1	220,0	-20,0	20,0		220,00	-0,80
3		Ген+	3		220			30,0	15,0		10,0	220,0	-10,0	10,0		219,67	-0,42
4		Нагр	4		220			20,0	5,0		9,7					220,21	-0,50

Как видно из таблицы «узлы» в узле 2 генерации реактивной мощности достаточно, чтобы поддерживать напряжение в заданном значении, а вот в узле 3 генерации реактивной мощности недостаточно, поэтому значение реактивной мощности принимается предельным для этого диапазона и этот узел становится неопорным, а его напряжение как зависимая величина определяется из решения СЛУ.

Схема электрической сети с рассчитанными параметрами приведена на рисунке 2.

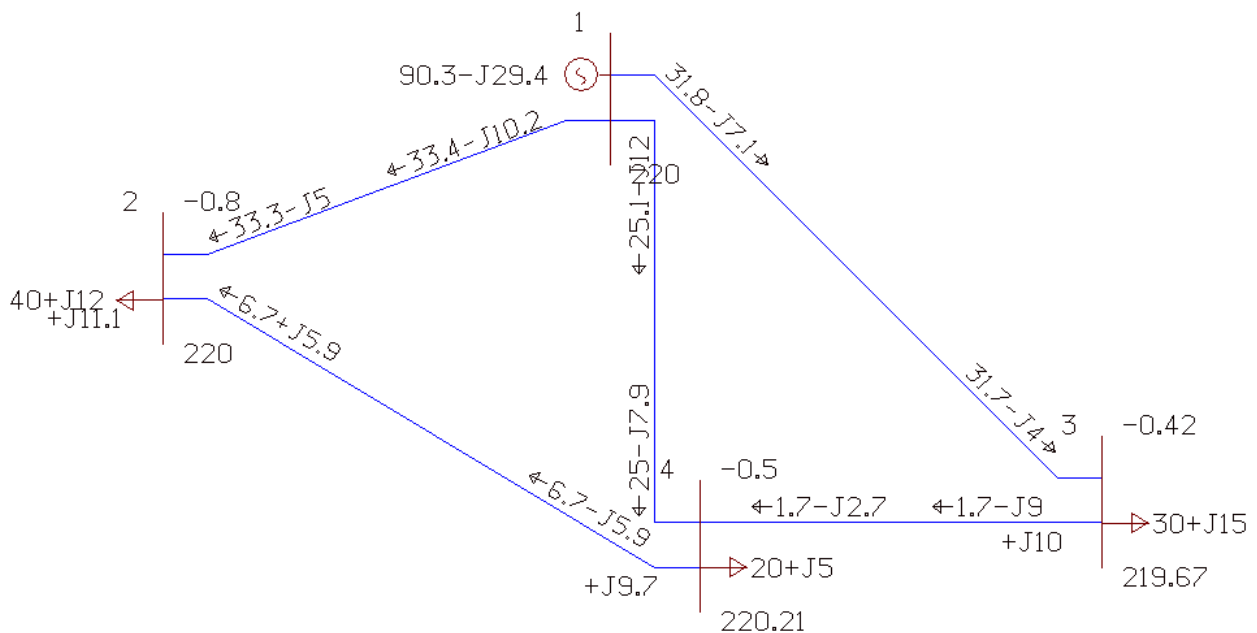


Рисунок 2 – Схема электрической сети в программе RastrWin3

Литература

1. Герасименко А.А., Федин В.Т. Передача и распределение электрической энергии/ Герасименко А.А., Федин В.Т. – Изд. 2-е – Ростов н/Д: Феникс, 2008. – 715, [2]с. – (Высшее образование).

УДК 621.315.1

РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА, СОСТАВЛЕНИЕ И ОТЛАДКА ПРОГРАММЫ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОЙ ЗАДАЧИ

Позняк Б.А.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Новиков С.О.

JavaScript — мультипарадигменный язык программирования. Поддерживает объектно-ориентированный, императивный и функциональный стили. Является реализацией языка ECMAScript.

JavaScript обычно используется как встраиваемый язык для программного доступа к объектам приложений. Наиболее широкое применение находит в браузерах как язык сценариев для придания интерактивности веб-страницам.

Основные архитектурные черты: динамическая типизация, слабая типизация, автоматическое управление памятью, прототипное программирование, функции как объекты первого класса.

На JavaScript оказали влияние многие языки, при разработке была цель сделать язык похожим на Java, но при этом лёгким для использования непрограммистами. Языком JavaScript не владеет какая-либо компания или организация, что отличает его от ряда языков программирования, используемых в веб-разработке.

Название «JavaScript» является зарегистрированным товарным знаком компании Oracle Corporation.

JavaScript является объектно-ориентированным языком, но используемое в языке прототипирование обуславливает отличия в работе с объектами по сравнению с традиционными класс-ориентированными языками. Кроме того, JavaScript имеет ряд свойств, присущих функциональным языкам — функции как объекты первого класса, объекты как списки, карринг, анонимные функции, замыкания — что придаёт языку дополнительную гибкость.

Несмотря на схожий с Си синтаксис, JavaScript по сравнению с языком Си имеет коренные отличия:

- 1) объекты с возможностью интроспекции;
- 2) функции как объекты первого класса;
- 3) автоматическое приведение типов;
- 4) автоматическая сборка мусора;
- 5) анонимные функции.

В языке отсутствуют такие полезные вещи, как:

- 1) модульная система: JavaScript не предоставляет возможности управлять зависимостями и изоляцией областей видимости;
- 2) стандартная библиотека: в частности, отсутствует интерфейс программирования приложений по работе с файловой системой, управлению потоками ввода-вывода, базовых типов для бинарных данных;
- 3) стандартные интерфейсы к веб-серверам и базам данных;
- 4) система управления пакетами, которая бы отслеживала зависимости и автоматически устанавливала их.

Целью работы являлось создание программы по расчёту потерь электроэнергии в электрических сетях, на языке программирования JavaScript.

Программа предназначена для расчета разомкнутой электрической сети. Для того чтобы осуществить расчет необходимо последовательно и внимательно выполнить следующие действия:

1. Откройте файл index.html в любом удобном для вас браузере(Chrome, Firefox, Safari).

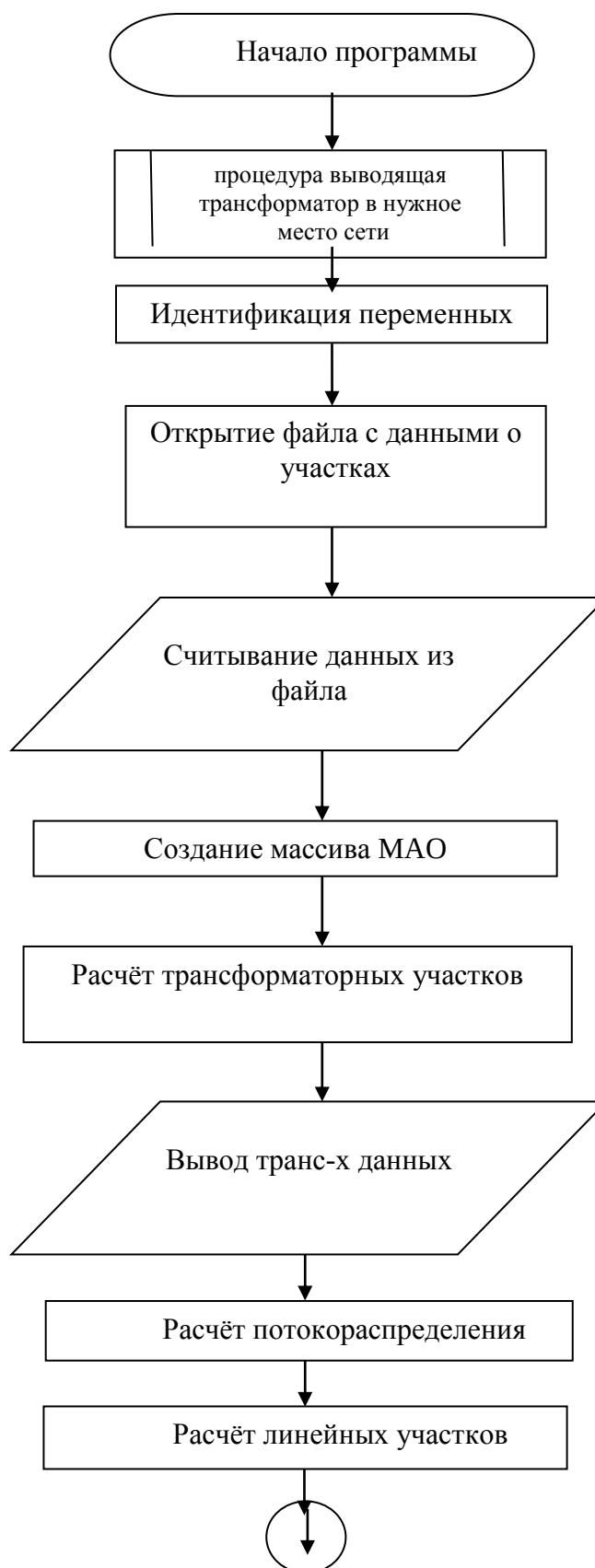
2. Пронумеруйте заданную схему электрической сети. Нумерация узлов схемы выполняется в произвольном порядке арабскими цифрами. При этом нужно учитывать, что номер начала головного участка (источник питания) обязательно задается цифрой 1.

3. Введите каждый из параметров для данного участка.

4. Нажмите кнопку «Ввод», далее кнопку «Расчет».

Данная программа содержит графическое представление результатов расчёта электрических сетей.

Блок-схема и алгоритм решения задачи



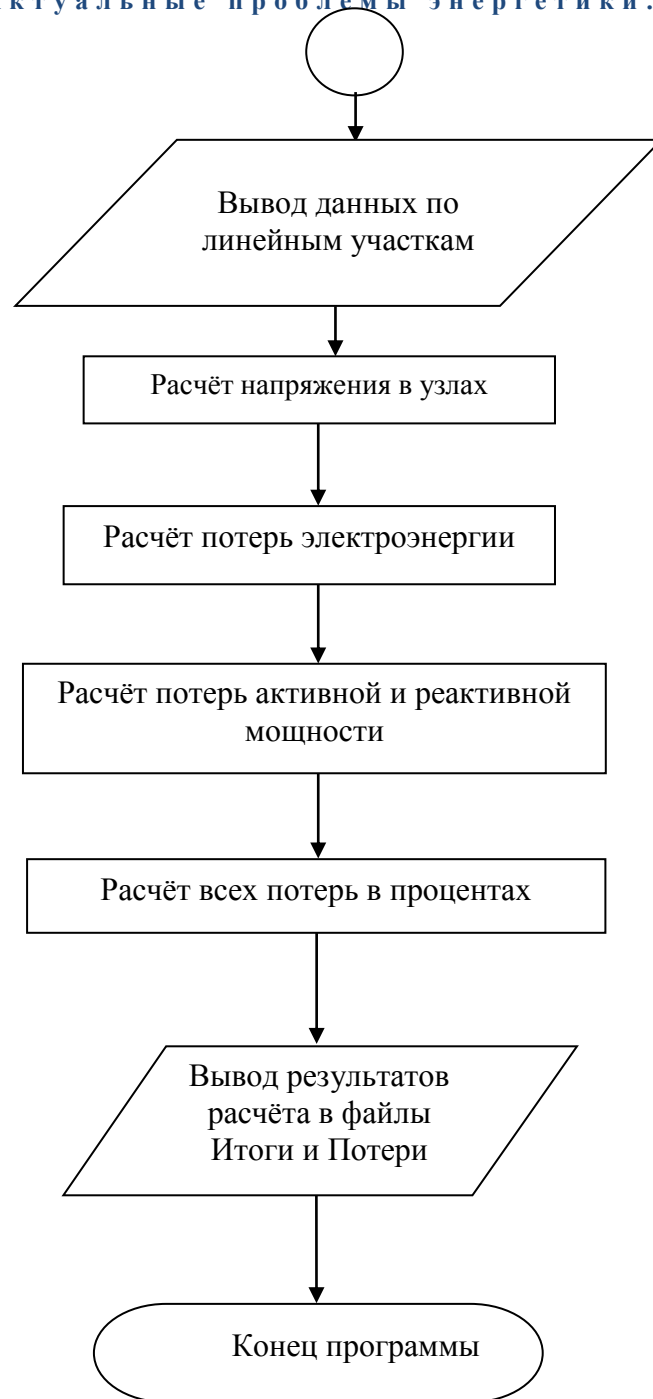


Схема 1. Общий алгоритм решения задачи.

Ввод данных					Ввод
Линия ▼	Номер начала	Номер конца	Длина линии	Марка провода	Расчет Добавить участок Удалить участок Очистить все
Линия ▼	Номер начала	Номер конца	Длина линии	Марка провода	
Линия ▼	Номер начала	Номер конца	Длина линии	Марка провода	
Линия ▼	Номер начала	Номер конца	Длина линии	Марка провода	
Линия ▼	Номер начала	Номер конца	Длина линии	Марка провода	
Линия ▼	Номер начала	Номер конца	Длина линии	Марка провода	
Линия ▼	Номер начала	Номер конца	Длина линии	Марка провода	
Линия ▼	Номер начала	Номер конца	Длина линии	Марка провода	

Рисунок 1. Ввод данных по каждому участку.

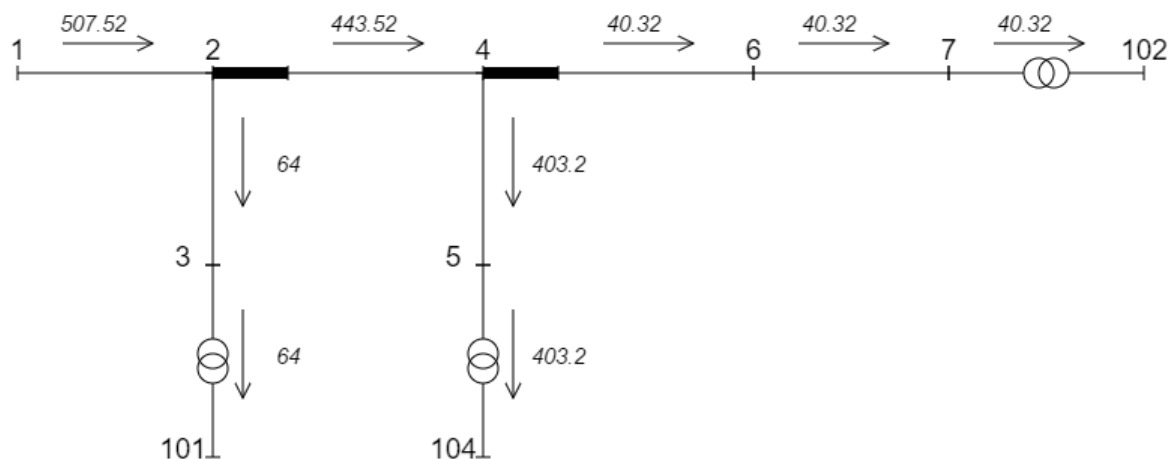


Рисунок 2. Графическое представление потерь электроэнергии рассматриваемого участка разомкнутой электрической сети.

Потери реактивной мощности



Потери активной мощности



Потери электроэнергии

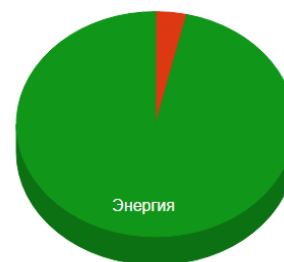


Рисунок 2. Графическое представление различных потерь в виде интерактивных круговых диаграмм.

Литература

1. Фурсанов М. И. Разработка алгоритма, составление и отладка программы для решения электротехнической задачи. Учебно-методическое пособие. – Мн.: БНТУ, 2005
2. Фурсанов, М.И. Определение и анализ потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистем / М.И. Фурсанов . - Минск : Белэнергосбережение, 2006. - 207 с. : ил.
3. <https://learn.javascript.ru/>
4. <http://jquery.com/>
5. <http://htmlbook.ru>

УДК 621.315.1

РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА, СОСТАВЛЕНИЕ И ОТЛАДКА ПРОГРАММЫ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОЙ ЗАДАЧИ

Веракса Р.В.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Новиков С.О.

PascalABC.NET – это система программирования и язык Pascal нового поколения для платформы Microsoft .NET. Язык PascalABC.NET содержит все основные элементы современных языков программирования: модули, классы, перегрузку операций, интерфейсы, исключения, обобщенные классы, сборку мусора, лямбда-выражения, а также некоторые средства параллельности, в том числе директивы OpenMP. Система PascalABC.NET включает в себя также простую интегрированную среду, ориентированную на эффективное обучение современному программированию.

Язык Паскаль был разработан швейцарским ученым Никлаусом Виртом в 1970 г. как язык со строгой типизацией и интуитивно понятным синтаксисом. В 80-е годы наиболее известной реализацией стал компилятор Turbo Pascal фирмы Borland, в 90-е ему на смену пришла среда программирования Delphi, которая стала одной из лучших сред для быстрого создания приложений под Windows. Delphi ввела в язык Паскаль ряд удачных объектно-ориентированных расширений, обновленный язык получил название Object Pascal. С версии Delphi 7 язык Delphi Object Pascal стал называться просто Delphi. Из альтернативных реализаций Object Pascal следует отметить многоплатформенный open source компилятор Free Pascal.

Создание PascalABC.NET диктовалось двумя основными причинами: устаревание стандартного языка Pascal и систем, построенных на его основе (Free Pascal), а также необходимость в современной простой, бесплатной и мощной интегрированной среде программирования.

Целью работы являлось создание программы по расчёту потерь электроэнергии в электрических сетях, на базе системы программирования PascalABC.NET.

Программа предназначена для расчета разомкнутой электрической сети. Для того чтобы осуществить расчет необходимо последовательно и внимательно выполнить следующие действия:

1. Необходимо пронумеровать заданную схему электрической сети. Нумерация узлов схемы выполняется в произвольном порядке арабскими цифрами. При этом нужно учитывать, что номер начала головного участка (источник питания) обязательно задается цифрой 1.

2. Создайте файл Входная таблица.txt. Он должен содержать данные о характеристиках понижающих трансформаторов и линиях.

3. Запустите программу Program.pas. Далее следуйте указаниям.

4. Откройте файл Таблица.txt и посмотрите конечные результаты.

Данная программа содержит графическое представление результатов расчёта электрических сетей.

Фрагмент текста программы (Сортировка исходной информации, вторые адресные отображения, Расчёт трансформаторных участков и расчет линейных участков):

```
{Сортировка исходной информации}
for a:=1 to i-1 do
begin
    maxn:=n[a];
    maxk:=k[a];maxrO:=rO[a];maxxO:=xO[a];maxli:=li[a];maxSnom:=Snom[a];maxcosf:=cosf[a];maxUnom:=
    Unom[a];maxPkz:=Pkz[a];
```

```

maxTma:=Tma[a];maxPxx:=Pxx[a];maxQxx:=Qxx[a];maxIxx:=Ixx[a];maxUkz:=Ukz[a];maxtgf:=tgf[a] ;
v:=a;
forb:=a+1 to 1 do
if(n[b]<maxn) or ((n[b]=maxn) and (k[b]<maxk)) then
begin
    maxn:=n[b];maxk:=k[b];    maxrO:=rO[b];maxxO:=xO[b];maxli:=li[b];    maxSnom:=Snom[b];
    maxcosf:=cosf[b];maxUnom:=Unom[b];maxPkz:=Pkz[b];
    maxTma:=Tma[b];maxPxx:=Pxx[b];maxQxx:=Qxx[b];maxIxx:=Ixx[b];maxUkz:=Ukz[b];maxtgf:=tgf[b];v:=b; end;
    n[v]:=n[a];n[v]:=k[a];    rO[v]:=rO[a];    xO[v]:=xO[a];    li[v]:=li[a];    kzj[v]:=kzj[a];    Snom[v]:=Snom[a];
    cosf[v]:=cosf[a];    Unom[v]:=Unom[a];    Pkz[v]:=Pkz[a];    Tma[v]:=Tma[a];    Pxx[v]:=Pxx[a];    Qxx[v]:=Qxx[a];
    Ixx[v]:=Ixx[a];    Ukz[v]:=Ukz[a];    tgf[v]:=tgf[a];
    n[a]:=maxn; k[a]:=maxk;rO[a]:=maxrO; xO[a]:=maxxO; li[a]:=maxli; Kzj[a]:=maxkzj; Snom[a]:=maxSnom;
    cosf[a]:=maxcosf; Unom[a]:=maxUnom; Pkz[a]:=maxPkz; Tma[a]:=maxTma; Pxx[a]:=maxPxx;Qxx[a]:=maxQxx;
    Ixx[a]:=maxIxx; Ukz[a]:=maxUkz; tgf[a]:=maxtgf;end;
    {вторыеадресныеотображения}
fora:=1 to ido
forb:=1 to ido
ifn[b]=k[a]
then begin ao[b]:=a; break;end;
a:=i;
{Расчёт трансформаторных участков}
assign(f1,'trans.txt');
rewrite(f1);
writeln(f1,'Sj':7,'Pj':16,'Qj':16,'dPj':16,'dQj':16,'Wpj':16,'Wqj':19,'Ij':16,'dQxxj':16,'dWxxj':13,'dWj':17);
fori:=1 to a do
ifli[i]=0 then begin
    Sj[i]:=kz[i]*Snom[i];
    Pj[i]:=Sj[i]*cosf[i];
    Qj[i]:=Sj[i]*sqrt(1-sqr(cosf[i]));
    rj[i]:=Pkz[i]*sqr(Unom[i])/sqr(Snom[i]);
    dPj[i]:=(sqr(Pj[i])+sqr(Qj[i]))*rj[i])/sqr(Unom[i]);
    zj[i]:=(Ukz[i]*sqr(Unom[i]))/(100*Snom[i]);
    xj[i]:=sqrt(sqr(zj[i])-sqr(rj[i]));
    dQj[i]:=(sqr(Pj[i])+sqr(Qj[i]))*xj[i])/sqr(Unom[i]);
    Wpj[i]:=Pj[i]*Tma[i];
    Wqj[i]:=Wpj[i]*tgf[i];
    kzj[i]:=Tma[i]/8760;
    kf2j[i]:=(0.16/kz[i])+0.82;
    Ij[i]:=Pj[i]/(sqrt(3)*0.38*cosf[i]);
    dQxxj[i]:=Ixx[i]*Snom[i]/100;
    dWxxj[i]:=Pxx[i]*8760;
    dPt:=dPt+dPj[i];
    dQt:=dQt+dQj[i];
    dPxx:=dPxx+Pxx[i];
    dQxx:=dQxx+Qxx[i];
    dWxx:=dWxx+dWxxj[i];
    dU[i]:=(Qj[i]*xj[i]+rj[i]*Pj[i])/(Unom[i]*1000);
    dWj[i]:=(sqr(Wpj[i])*(1+sqr(tgf[i]))*rj[i]*sqr(kf2j[i]))/8760/sqr(Unom[i]);
    writeln(f1,nom[i],Sj[i]:10:3,' кВТ',Pj[i]:10:3,' кВТ',Qj[i]:10:3,' кВа',dPj[i]:10:3,' кВТ',dQj[i]:10:3,' кВа',Wpj[i]:12:3,'
кВТ*ч',Wqj[i]:12:3,' кВТ*ч',Ij[i]:12:3,' А',dQxxj[i]:12:3,' кВа',dWxxj[i]:12:3,' кВТ*ч',dWj[i]:12:3,' кВТ*ч');
    dWt:=dWt+dWj[i];
end;
close(f1);
fori:=1 to a do begin
    p[i]:=pj[i];
    q[i]:=qj[i];
    wpi[i]:=wpj[i];
    wqi[i]:=wqj[i];
end;
{Потокораспределение}
fori:=a downto1 do
forj:=1 to a do
ifK[j]=N[i] then
begin
    ri[i]:=rO[i]*li[i];
    xi[i]:=xO[i]*li[i];

```



```

q[j]:=q[i]+q[j];
wpi[j]:=wpi[i]+wpi[j];
wqi[j]:=wqi[i]+wqi[j];
Unomi[j]:=Unom[i];
end;

dQli[i]:=(sqr(p[i])+sqr(q[i]))*xi[i]/(sqr(Unomi[i])*1000);
dPli[i]:=(sqr(p[i])+sqr(q[i]))*ri[i]/(sqr(Unomi[i])*1000);
Tmai[i]:=Wpi[i]/p[i];
kzi[i]:=Tmai[i]/8760;
kf2i[i]:=0.16/kzi[i]+0.82;
tgfl[i]:=wqi[i]/wpi[i];
dWi[i]:=(sqr(Wpi[i])*(1+sqr(tgfl[i]))*sqr(kf2i[i])*ri[i])/(sqr(Unomi[i])*8760
*1000);
dU[i]:=(ri[i]*p[i]+xi[i]*q[i])/(Unomi[i]*1000);
dQl:=dQl+dQli[i];
dPl:=dPl+dPli[i];
dWl:=dWl+dWi[i];
end;
    
```

Блок-схема и алгоритм решения задачи представлены на рисунке 1.

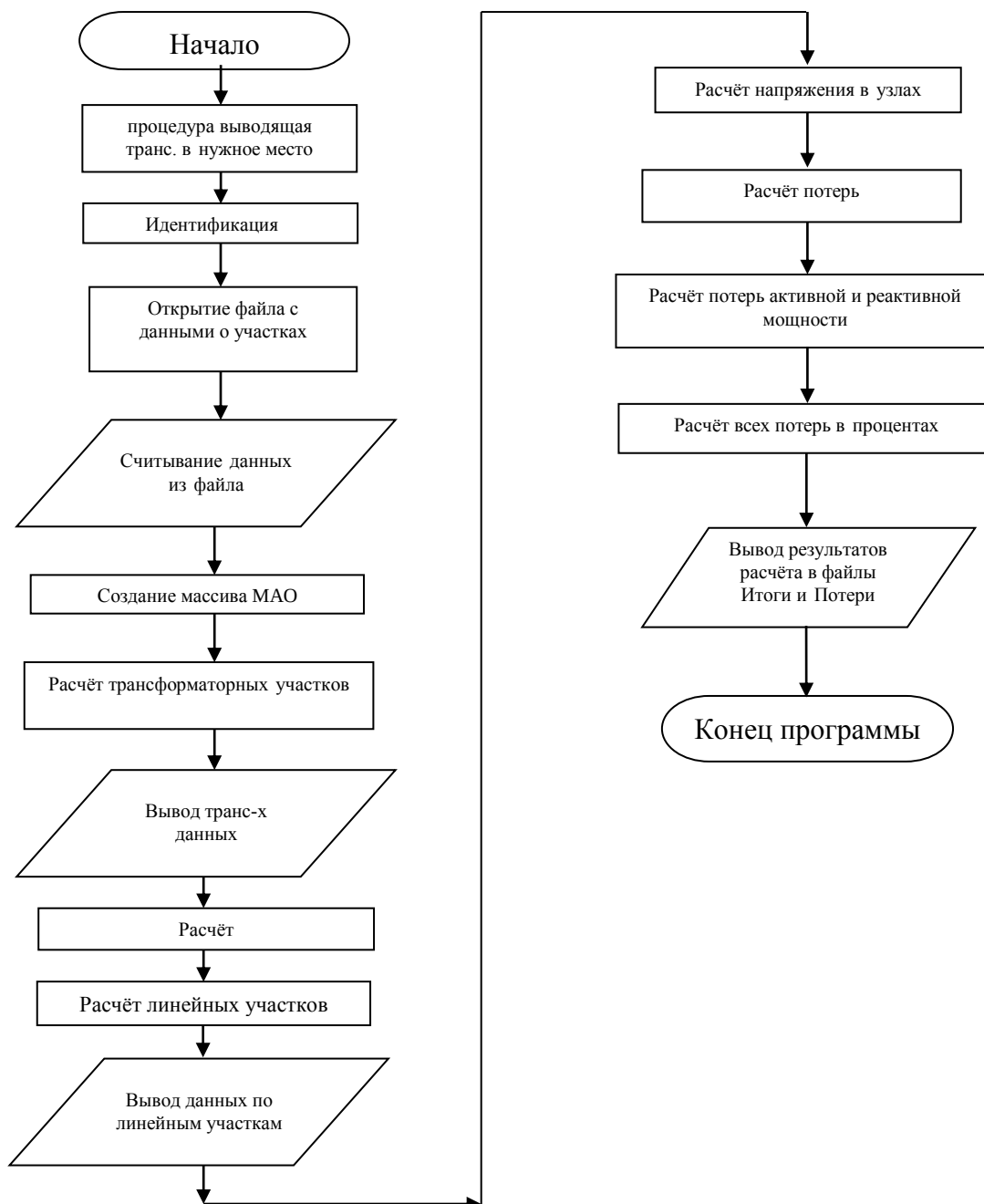


Рисунок 1 – Общий алгоритм решения задачи.

Результаты работы графической части программы представлены на рисунках 2 и 3.

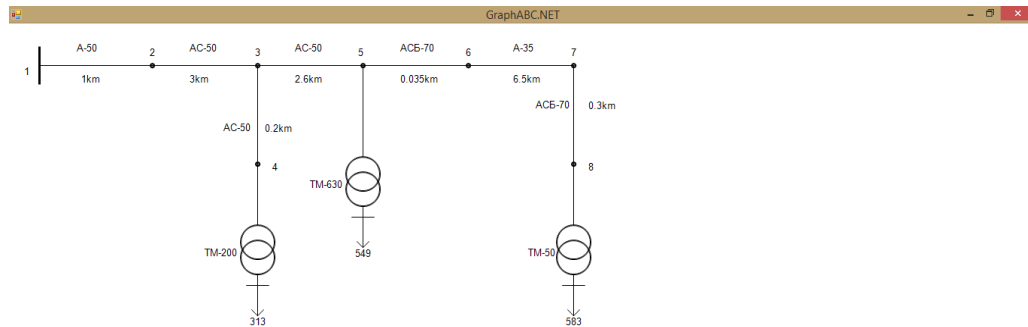


Рисунок 2. Графическое представление рассматриваемого участка разомкнутой электрической сети.

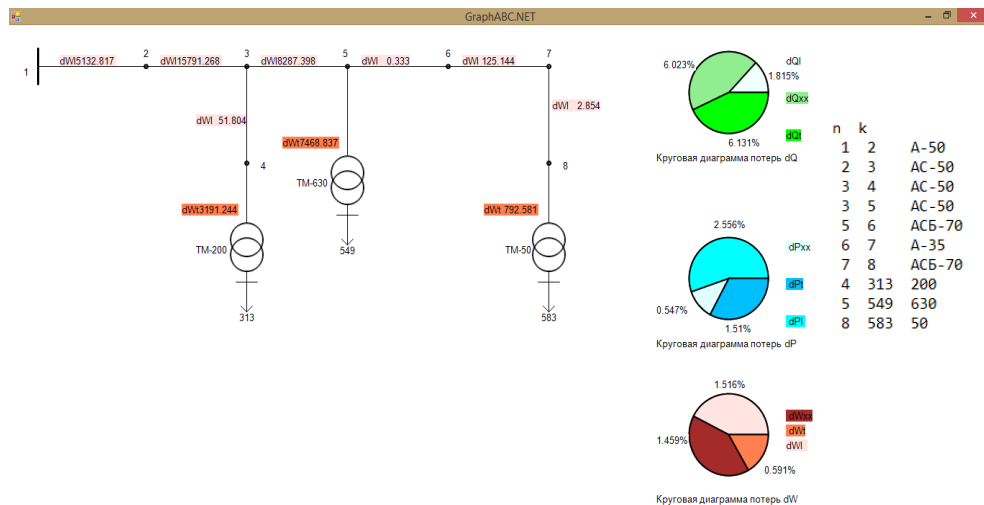


Рисунок 3. Графическое представление потерь электроэнергии рассматриваемого участка разомкнутой электрической сети.

Литература

1. Фурсанов М. И. Разработка алгоритма, составление и отладка программы для решения электротехнической задачи. Учебно-методическое пособие. – Мн.: БНТУ, 2005
2. Фурсанов, М.И. Определение и анализ потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистем / М.И. Фурсанов . - Минск :Белэнергосбережение, 2006. - 207 с. : ил.
3. <http://pascalabc.net/stati-po-pascalabc-net/obuchenie-programmirovaniyu/16-grafika-grafika-grafika-chast-1-vvedenie>

УДК 004.021

АЛГОРИТМ ПРОГРАММЫ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СУММАРНЫХ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В СХЕМЕ РАЗОМКНУТОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Голета Д.А.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Новиков С.О.

Современную жизнь невозможно представить без вычислительной техники. Технологический прогресс позволил нам постоянно иметь под рукой средство коммуникации или вычислительное устройство с весьма широким набором функций. На бытовом уровне люди каждый день используют компьютеры, телефоны и другие устройства, так как они в огромной мере ускоряют жизнь и делают нас более мобильными.

Еще большее влияние изобретение электронных вычислительных устройств оказало на промышленность, энергетику и другие отрасли профессиональной деятельности людей, связанные с обработкой большого количества информации. Теперь инженеры не привязаны к огромным и дорогостоящим аналоговым устройствам, все необходимые инструменты теперь помещаются в небольшом корпусе обычного компьютера. Вычислительная техника, на современном этапе развития, имеет весьма мощную аппаратную часть, которой хватает для решения большинства задач, однако для правильной работы только мощной аппаратной части недостаточно. Очень часто быстрое выполнение работы зависит от программного обеспечения. Существует большое количество математических пакетов, позволяющие обрабатывать массивные объемы информации затрачивая относительно небольшие временные ресурсы, но куда эффективнее иметь под рукой набор специализированных программ. Особенно эффективной работа в них будет при знании инженером алгоритмов, по которым работает эта программа. Это позволит избежать неприятных ошибок, часто имеющих критическое значение, и существенно ускорит выполнение задачи, так как для получения правильных результатов необходимо всего-навсего корректно ввести начальные данные. Причем немаловажно что, с появлением высокоуровневых языков программирования, написание таких программ не вызовет сложностей даже у специалистов, не имеющих образования в области программирования. Начальные знания, необходимые для написания простейших программ, находятся в свободном доступе и их изучение не вызовет сложностей благодаря огромной базе пояснительной литературы. Немаловажным фактором является и наличие дисциплин, связанных с языками программирования, в учебных курсах высших учебных заведений.

Примером может являться курс изучения информатики в Белорусском национальном техническом университете на Энергетическом факультете. Базовые знания, полученные на лекционных занятиях и в ходе выполнения лабораторных работ, дают возможность приступить к написанию курсовой работы. Целью ее является закрепление студентами основ программирования путем написания полноценной программы для определения суммарных потерь электроэнергии в схеме разомкнутой электрической сети по известным аналитическим соотношениям на одном из высокоуровневых языков программирования, ознакомление со специальной терминологией, приобретение навыков написания и отладки программ. Студенты получают необходимые знания и навыки работы с вычислительными устройствами в процессе обучения и для решения практических задач в будущем.

Для выполнения курсовой работы, студенты могут использовать учебно-методическое пособие «Разработка алгоритма, составление и отладка программы для решения электротехнической задачи» Михаила Ивановича Фурсанова, а также иную литературу по высокоуровневым языкам программирования. В методическом пособии изложен теоретический материал, а также рекомендации к выполнению, так что каких-либо специальных знаний работа не требует.

Рассмотрим выполнение работы более подробно. В первую очередь студент должен изучить задание, разобраться с полученной схемой сети, а также определить исходные

данные и провести ручной расчет. Определение промежуточных и конечных результатов расчета ускорит отладку программы. Все необходимые теоретические сведения для ручного расчета имеются в методическом пособии. После получения результатов необходимо разработать алгоритм программы, составить блок-схему программы, написать блок ввода и печати исходных данных.

Алгоритм программы должен содержать все действия, которые выполняет программа, а блок-схема дает графическое представление о алгоритме. Упрощенный пример блок-схемы показан на рис. 1.

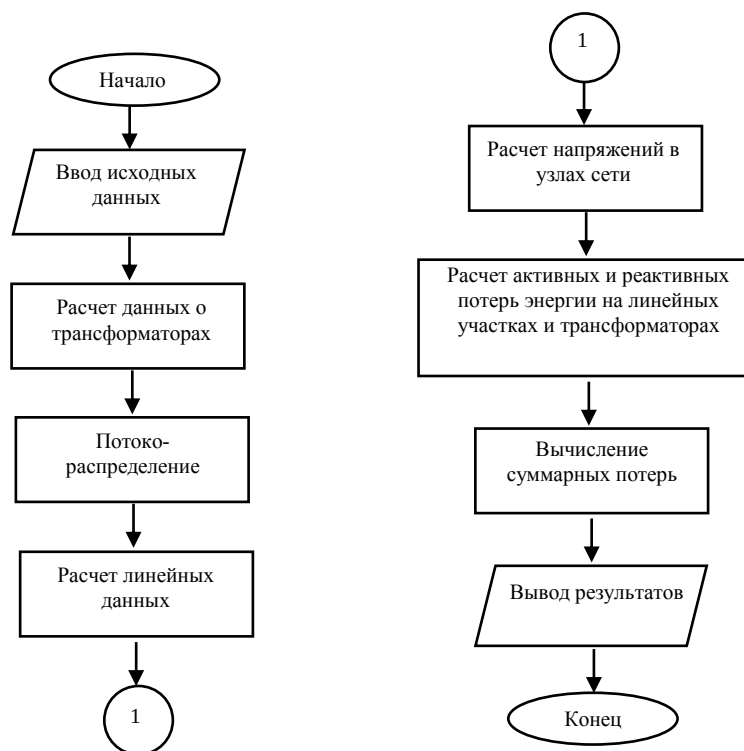


Рисунок 1

Причем каждый элемент этой схемы на рис.1 разбивается на более простую, например, элемент «ввод исходных данных» представлен на рис.2: Перед написанием блока ввода исходных данных, необходимо идентифицировать переменные – присвоить каждой составляющей расчета соответствующее имя. Например, L – длина участка линии, задается массивом данных, так как в сети мы имеем несколько линий, P – суммарные потери активной мощности, определяется вещественным числом, и т.д.

Блок-схема ввода исходных данных о трансформаторах представлена на рис.2. При написании этого блока следует обратить внимание на создание файла, из которого в последствии будут записываться данные. Значения параметров для каждого элемента целесообразно записывать упорядочено в строку, с последующим переходом на новую строку для каждого нового элемента.

Далее можно приступать к написанию текста самой программы. Разработку программы можно осуществлять на основе использования процедур и функций, или писать всю программу целиком. Первый вариант является предпочтительным, так как легче проверить результаты вычисления каждой подпрограммы и сопоставить с результатами ручного расчета, что существенно облегчает отладку. Как видим из общего алгоритма (рис.1), всю программу можно разделить на отдельные части: расчет трансформаторных данных, потокораспределение, расчет линейных данных, расчет напряжений в узлах сети, расчет активных и реактивных потерь мощности на трансформаторных и линейных участках, вычисление суммарных потерь, вывод результатов. В предложенном ранее методическом

пособии изложены теория и примеры решения основных трудностей, возникающих в ходе написания программы. Вывод результатов следует реализовать с помощью вывода в файл для более наглядного представления и сохранения информации. Нетрудно догадаться, что файл вывода должен содержать все результаты расчетов в упорядоченном виде. Оптимальным и самым наглядным вариантом будет вывод результатов в виде нескольких таблиц.

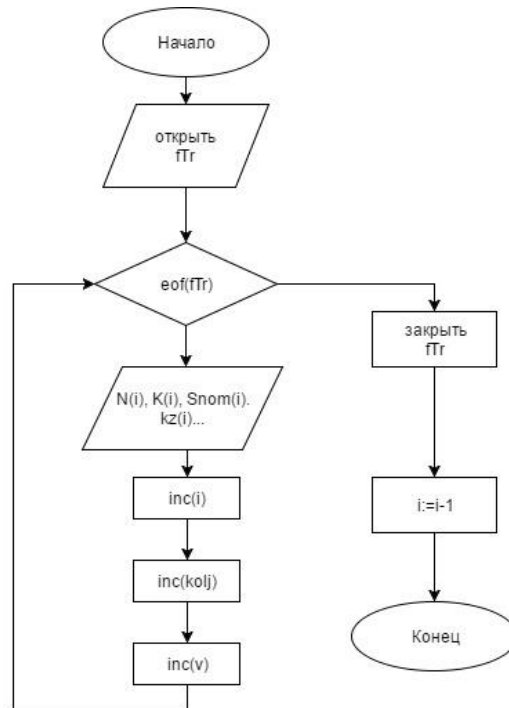


Рисунок 2

Написав такую программу, мы сможем легко и безошибочно определить потери электроэнергии в схеме разомкнутой электрической сети, состоящей из трансформаторных и линейных участков, любой сложности. Для этого нам всего лишь необходимо внести начальные условия в соответствующий файл. И даже такая простая программа существенно ускоряет выполнение расчетов на практике. Таким образом, современные технологии в области вычислительной техники дали ощутимый толчок развитию самых разных технических областей. А с помощью современных высокоуровневых языков программирования, любой может написать именно ту программу, которая ему необходима для использования в практической деятельности.

Литература

1. Фурсанов, М.И. Разработка алгоритма, составление и отладка программы для решения электротехнической задачи: учебно-метод. пособие к курсовой работе по дисциплине «Информатика» для студентов специальности 1-43 01 02 «Электроэнергетические системы и сети» / М. И. Фурсанов. – Мн.: БНТУ, 2005. – 56 с.

УДК 004.021

РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА, СОСТАВЛЕНИЕ И ОТЛАДКА ПРОГРАММЫ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОЙ ЗАДАЧИ

Камыш В.В.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Новиков С.О.

В учебном процессе знания вычислительной техники и программирование необходимы, поскольку ряд специальных дисциплин, учебных, курсовых и дипломных проектов, учебно-исследовательских работ выполняется с применением ЭВМ или полностью на них.

Темой данной курсовой работы является разработка алгоритма, составление и отладка программы на персональной электронной вычислительной машине для расчетов режима и потерь электроэнергии в распределительной электрической сети 0,4 кВ.

Для выполнения работы первоначально необходимо разработать блок-схему и алгоритм решения, используя основные аналитические соотношения, проверить работоспособность алгоритма вручную, написать программу, идентифицировать переменные, использованные в программе, разработать формы входной и выходной печати, вывести результаты расчета в табличной форме в отдельный файл и сравнить их с результатами ручного расчета.

Данная программа написана на языке PascalABC.NET версии 3.0, которая является улучшенной и современной версии языка PascalTurbo, которая была разработана в 1970 году Никлаусом Виртом.

Почему же была выбрана эта среда программирования? Давайте взглянем на ее преимущества:

1. PascalABC.NET является легковесной и мощной средой разработки программ.
2. PascalABC.NET – мощный и современный язык программирования. Данная среда содержит практически все возможности языка C#.
3. PascalABC.NET расширен современными языковыми возможностями для легкого, компактного и понятного программирования.
4. PascalABC.NET опирается на платформу Microsoft.NET - её языковые возможности и библиотеки, что делает его гибким, эффективным, постоянно развивающимся.
5. Компилятор, встроженный в PascalABC.NET генерирует код, выполняющийся так же быстро, как и код на C#.

Программа PascalABC.NET ориентирована на создание проектов малой и средней сложности, что позволяет в ней легко разобраться, а также помогает понять основы современного программирования в полном объеме.

Мнение, что язык Паскаль устарел и утрачивает свои позиции, основано на представлении о старом Паскале и старых средах программирования, и это является ошибкой. Данная среда активно развивается и полностью соответствует поставленным перед ней задачам.

Согласно заданию нам был дан разветвленный участок схемы сети 0,4 кВ.

Были заданы по условию марки проводов и марки трансформаторов. Для дальнейшего расчета потерь данной схемы необходимо было пронумеровать участки. Все участки схемы делятся на линейные и трансформаторные. Линейные участки на схеме имеют обозначение типа 1-2, 2-3, 2-4 и т.д.; трансформаторные 3-101, 4-102 и т.д. Данное решение позволяет отличать трансформаторные участки от линейных, не зная схемы, что необходимо при выполнении программы.

По условию выполнения курсовой работы требуется рассчитать цепь вручную. Для расчета потребовалась дополнительная информация, которая была взята из методических указаний.

Потери электроэнергии на линейных участках определяются по формуле

$$\Delta W_{\text{л}} = \sum_{i=1}^n \Delta W_i = \sum_{i=1}^n \frac{W_{pi}^2 (1 + \operatorname{tg}^2 \varphi_i)}{U_{\text{ном}}^2 T} k_{\varphi i}^2 r_i, \quad (1)$$

где W_{pi} – поток активной энергии на i -м линейном участке схемы, кВт·ч;

$\operatorname{tg} \varphi_i$ – коэффициент реактивной мощности, о.е.;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение сети, кВ;

T – расчетный период (месяц, квартал, год), ч;

$k_{\varphi i}$ – коэффициент формы графика нагрузки, о.е.;

r_i – активное сопротивление i -го участка линии, Ом.

Аналогичным образом определяются нагрузочные потери электроэнергии на трансформаторных участках. [1]

Потери мощности на участках прямо пропорционально зависят от квадрата мощности проходящей через эти участки, квадрата коэффициента реактивной мощности, квадрата коэффициента заполнения графика, а также от сопротивления участка и обратно пропорционально от квадрата напряжения участка и расчетного периода.

Из этого можно сделать вывод, что для достижения минимальных потерь необходимо уменьшать коэффициент реактивной мощности, и увеличивать напряжения участков сети. Поэтому мы и видим линии различных классов напряжения.

Написанная мною программа позволяет рассчитывать потери в распределительной сети 0,4 кВ. При небольших улучшениях программа позволяет считать и более сложные цепи различных классов напряжений. Это делает эту программу практически универсальной.

Код программы был максимально оптимизирован для получения хорошего быстродействия и минимальной нагрузки на вычислительную систему.

Для удобства пользования исходная информация вводится в два разных файла, отдельно для линий и отдельно для трансформаторов.

Вывод основной информации производится в отдельный файл и сведен в таблицу, что упрощает чтение результатов. При необходимости можно выводить и промежуточные расчёты для более точного выяснения на каких участках и по каким причинам происходят потери.

Также программа предусматривает графический вывод, для более наглядного анализа полученной информации.

Графический вывод является динамическим, т.е. его результаты изменяются с изменением начальных данных, что опять-таки доказывает универсальность программы.

Литература

1. Фурсанов, М.И. Разработка алгоритма, составление и отладка программы для решения электротехнической задачи: учебно-метод. пособие к курсовой работе по дисциплине «Информатика» для студентов специальности 1-43 01 02 «Электроэнергетические системы и сети» / М. И. Фурсанов. – Мн.: БНТУ, 2005. – 56 с.

УДК 621.316.11

РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ ПО СНИЖЕНИЮ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РАСХОДА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ 6 – 10 КВ

Томиловский А.И.

Научный руководитель – д.т.н., профессор Фурсанов М.И.

Функционирование электроэнергетической системы связано с большими материальными затратами. Поэтому важно использовать материальные ресурсы с наибольшей эффективностью в соответствии со всеми требованиями, которые предъявляются к современной электроэнергетической системе.

Известно, что при оптимальном сочетании топологических параметров электрических сетей (типы и номинальные мощности трансформаторов, марки и сечения проводов, длины ЛЭП и т.д., включая характеристики располагаемых средств регулирования) и электрических нагрузок существует некоторый теоретически возможный минимум технологического расхода электрической энергии и минимум стоимости передачи электрической энергии [3]. Для определения и достижения данных минимумов необходимо иметь точную исходную информацию, осуществлять быстрое и математически точное решение оптимизационных задач, а также иметь возможность в тот же момент применять полученное теоретическое решение на практике в условиях эксплуатации. Точность расчета, анализа и разработки мероприятий по снижению потерь электроэнергии напрямую зависит от точности и объема исходной информации.

Справедливо говорить лишь о необходимости работы сети при минимуме стоимости передачи электроэнергии, так как минимум потерь не отражает минимума затрат на передачу энергии. Оптимизация распределительной сети должна производиться с учетом динамики роста нагрузок на стадии долгосрочного проектирования сетей, потому что применение некоторых оптимизационных мероприятий: замены трансформаторов, замены проводов при неправильном подходе может потребовать дополнительной их замены уже в условиях эксплуатации, что будет связано с лишними затратами. Отыскание минимума стоимости передачи электрической энергии, разработка комплекса мероприятий по снижению потерь электроэнергии представляет высокую сложность и может быть решена только с применением современного вычислительного оборудования. Дополнительной сложностью в решении является то, что при решении задачи должен применяться системный подход. С этой точки зрения неправильно говорить об эффективности какого-то конкретного мероприятия и внедрять его повсеместно. При этом для каждой распределительной сети очередность и эффективность отдельного мероприятия будет меняться. Таким образом, в общем случае при разработке плана мероприятий по снижению потерь речь должна идти не о последовательном переборе определенного числа мероприятий и выборе наиболее эффективных из них по заданному критерию, а об оптимальном комплексе организационных и технических мероприятий по снижению потерь в распределительных сетях. Этот комплекс должен учитывать взаимное влияние мероприятий друг на друга, а также другие показатели работы сети [4]. При этом эффективность каждого последующего мероприятия определяется с учетом уже достигнутого эффекта от применения предыдущих мероприятий. Новое мероприятие должно внедряться с учетом изменения параметров состояния сети на предыдущем шаге оптимизации. В первую очередь должны выполняться организационные мероприятия и мероприятия по совершенствованию расчетного и технического учета электроэнергии [2], а только во вторую – технические мероприятия. Часто выделенных средств на проведение оптимизационных мероприятий бывает недостаточно для полной оптимизации сети, поэтому должно планироваться выполнение наиболее эффективных мероприятий с соответствующим снижением потерь электроэнергии. Также необходимо понимать, что нельзя использовать одинаковый порядок внедрения мероприятий во всех районах электрических сетей, так как в зависимости от параметров распределительной сети

мероприятие по снижению потерь электроэнергии может оказаться не только менее эффективным, но и неэкономичным вовсе.

Анализ потерь электроэнергии проводится для решения следующих задач [1]:

- выявления и оценки резервов энергосистемы и ее предприятий по снижению потерь электроэнергии;
- выявления и ранжирования основных факторов, определяющих уровень потерь электроэнергии;
- разработки мероприятий по снижению потерь электроэнергии, определения их эффективности и очередности внедрения;
- определения очагов коммерческих потерь электроэнергии;
- оценки результатов работы по показателю потери электроэнергии энергосистемы в целом и ее подразделений;
- подготовки и обоснования решений по развитию электрических сетей и внедрению мероприятий по снижению потерь, требующих капитальных вложений.

Основными формами анализа потерь электроэнергии являются:

- составление балансов электроэнергии по каждой подстанции, электростанции, предприятию электрических сетей и энергосистеме в целом;
- сравнение расчетных, плановых и отчетных потерь электроэнергии и анализ изменения потерь по энергосистеме и отдельным ее предприятиям;
- анализ изменения отдельных составляющих потерь электроэнергии с учетом изменения схем, режимов электрических сетей и структуры отпуска электроэнергии;
- сравнение отчетных и плановых нормируемых и лимитируемых составляющих баланса электроэнергии (собственные нужды, хозяйственные и производственные нужды);
- оценка фактической эффективности отдельных мероприятий по снижению потерь электроэнергии, а также плана мероприятий в целом;
- выявление зависимостей потерь электроэнергии от основных факторов, характеризующих схему сети и режимы ее работы.

Для анализа потерь электроэнергии должны использоваться:

- результаты расчетов режимов электрических сетей и их схемы;
- результаты расчетов потерь электроэнергии и их структуры;
- отчетные данные по потерям электроэнергии в энергосистеме и ее предприятиях за ряд лет;
- данные по перетокам электроэнергии за ряд лет;
- итоги выполнения планов мероприятий по снижению потерь электроэнергии;
- проектные решения по развитию электрических сетей;
- материалы, характеризующие состояние и использование средств компенсации реактивной мощности и регулирования режима электрических сетей;
- данные по оснащенности сетей потребителей электроэнергии компенсирующими устройствами (квар/кВт) за ряд лет;
- данные по состоянию расчетного и технического учета электроэнергии;
- данные по среднемесячной оплате электроэнергии одного бытового абонента и результаты борьбы с хищениями электроэнергии;
- данные по материальному стимулированию персонала энергосистемы за снижение потерь электроэнергии.

В докладе представлен анализ известных мероприятий по снижению технологического расхода в электрической сети напряжением 6 – 10 кВ, выбор наиболее эффективных мероприятий на основе теории чувствительности и их внедрение. Разработка мероприятий рассмотрена на примере таких мероприятий как регулирование напряжения в центре питания, замена сечений проводников и замена понижающих трансформаторов.

Для выполнения цели доклада был выполнен сбор исходной информации в качестве которой служат следующие данные:

- схема распределительной сети;

- параметры состояния сети;
- режимные параметры сети;
- нагрузки распределительных линий за характерные сутки расчетного периода.

Стоит отметить, что схема сети постоянно меняется и полученное решение задачи при изменении схемы, параметров либо загрузки сети уже не приведет к наилучшему решению задачи. Это вытекает из таких свойств электроэнергетической системы как быстрота протекающих процессов и одновременности производства, и потребления электроэнергии. Поэтому важно иметь программный комплекс, способный справиться с задачей на интервале в несколько секунд. Однако, как показывает практика, пока такое быстроедействие не получается обеспечить ввиду недостаточного количества выполняемых операций в секунду современными ЭВМ по разработанным алгоритмам и огромного объема задачи. Также возникает проблема повсеместной оснащенности электрических сетей системами электронного контроля и учета электроэнергии. Это препятствует сбору оперативной информации о графиках нагрузки энергосистемы и лишает возможности точного и, что также важно, оперативного решения задачи оптимизации сети с минимальными затратами.

Процесс решения оптимизационной задачи базируется на следующих этапах [1]:

- выбор объективного критерия оптимальности;
- построение математической модели задачи, важнейшими компонентами которой являются вид и структура целевой функции;
- разработка эффективного метода решения задачи, т.е. ее алгоритмизация.

В качестве критерия оптимальности использован известный экономический критерий – приведенные затраты Z . Структурный алгоритм решения задачи по оптимизации сети по дискретным параметрам в статической постановке, который применяется в настоящей работе, выглядит следующим образом [1]:

1. Рассчитывается установившейся режим распределительной сети.

2. Рассчитывается начальное значение целевой функции $Z = Z(\bar{X}^{(0)})$ по формуле (1),

что представляет собой замену провода или трансформатора на провод аналогичного сечения или трансформатор такой же номинальной мощности.

$$Z_0 = E(K_0 + K_{см} + K_{дм} - K_{л}), \quad (1)$$

где $K_0, K_{см}, K_{дм}, K_{л}$ – капитальные затраты в стоимость, на строительно-монтажные работы, на работы по демонтажу, ликвидационная стоимость провода или трансформатора соответственно.

3. Вычисляется новое значение целевой функции. Для этого рассчитывается изменение нагрузочных потерь мощности $\delta\Delta P_{нагр}$ и потерь мощности холостого хода $\delta\Delta P_{хх}$ и изменение издержек по формуле (2):

$$\delta И = (p_a + p_o)(K_0 - K_{0st}) + (\delta\Delta P_H \cdot \tau + \delta\Delta P_X \cdot T) \cdot \beta, \quad (2)$$

где p_a, p_o – отчисления на амортизацию, обслуживание проводов и трансформаторов сети;

β – стоимость потерь холостого хода и нагрузочных;

K_0, K_{0st} – стоимость нового и заменяемого провода соответственно.

4. Вычисляется дискретный коэффициент эластичности по формулам (3), (4):

$$\delta = \frac{3 - Z_0}{|F - F_0|} \cdot \frac{F_0}{3_0}, \quad (3)$$

$$\delta = \frac{3 - Z_0}{|S_{ном} - S_{0ном}|} \cdot \frac{S_{0ном}}{3_0}, \quad (4)$$

где Z_0, Z – затраты в сети до и после проведения оптимизационного воздействия соответственно;

F_0, F – сечение использованного провода до и после оптимизационного воздействия;

$S_{\text{ном}}, S_{\text{ном}}$ – номинальные мощности трансформаторов до и после оптимизационного воздействия.

5. Оцениваются величины коэффициентов эластичности и выбирается наибольшее по модулю значение отрицательного коэффициента. После замены соответствующего провода или трансформатора пункты алгоритма 1-5 повторяются.

В докладе для рассматриваемого участка сети найдена структура потерь электроэнергии, построены графики процентов потерь и стоимости передачи электроэнергии по отношению к электроэнергии отпущенной в сеть $\Delta W\% = f(W_{\text{ГВ}})$, $C_{\text{П}} = f(W_{\text{ГВ}})$. Также установлено, что описанный структурный алгоритм позволяет приблизить фактические уровни потерь в сетях к оптимальным. Также вычисленный коэффициент эластичности служит не только показателем движения в сторону оптимального состояния сети, но и показывает с помощью какого действия можно это сделать наилучшим образом.

Результаты в докладе представлены в детерминированном виде. Однако, получение какого-то одного числового значения по своей природе ставит вопрос о погрешности выполненного расчета. При этом, задаваясь этим вопросом на каждом этапе расчета, получим значительный доверительный интервал, который на практике может быть огромным. В погрешность будет входить и точность самих исходных данных, и точность методов расчета режима, структуры потерь электроэнергии. Поэтому необходимо пользоваться понятием доверительного интервала, так как, зная закон распределения погрешностей, по интегралам вероятности легко вычислить сам интервал и его доверительную вероятность. Понятно, что при более простом методе расчета и меньшем объеме заданной информации, т.е. при больших допущениях точность расчета будет снижаться. В представленной работе вопрос оценки погрешностей расчета не рассмотрен.

Технико-экономическая эффективность принятых мер по оптимизации распределительной сети оценивается сроком окупаемости проведенных технических мероприятий. Оценка показала целесообразность применения таких мероприятий. Эффективность применения организационных мероприятий оценивается по абсолютному значению снижения потерь электроэнергии в сети. В денежном эквиваленте эта величина может быть выражена в снижении расхода и, соответственно, затрат на топливо на электростанциях.

Литература

1. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях: руководство для практических расчетов/ Ю.С. Железко. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 176 с.
2. Потери электроэнергии в электрических сетях энергосистем / В.Э. Воротников, Ю.С. Железко, В.Н. Казанцев и др.; под ред. В.Н. Казанцева. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 368 с.
3. Федин, В.Т. Основы проектирования энергосистем: учебное пособие для студентов энергетических специальностей: в 2 ч. / В.Т. Федин, М.И. Фурсанов. – Минск, 2010. Ч.1. – 322 с.
4. Федин, В.Т. Основы проектирования энергосистем: учебное пособие для студентов энергетических специальностей: в 2 ч. / В.Т. Федин, М.И. Фурсанов. – Минск, 2010. Ч.2. – 201 с.

УДК 629.735

СОВРЕМЕННЫЕ ДОСТИЖЕНИЯ В ОБЛАСТИ РАЗРАБОТКИ СВЕРХПРОВОДНИКОВ

Жмуренков Ю.С.

Научный руководитель – ассистент Юршо Е.Л.

Использование сверхпроводящих кабелей позволяет существенно повысить пропускную способность линии электропередач. Сети, использующие такие кабели, имеют существенные преимущества, такие как снижение потерь, увеличение удельной мощности передачи, экологическая чистота и пожарная безопасность. Сверхпроводящие линии постоянного тока дополнительно обеспечивают дальнейшее снижение потерь энергии, осуществление функции токоограничения, повышение управляемости и уменьшение мощности криогенного оборудования по сравнению с линиями переменного тока.

В настоящее время в мире разрабатываются различные устройства с применением технологии высокотемпературной сверхпроводимости (ВТСП), в том числе ограничители тока короткого замыкания, двигатели, накопители электроэнергии и различные вариации сверхпроводящих кабелей.

Сверхпроводящие кабели наряду с токоограничителями в наше время являются наиболее популярной темой в области применения эффекта сверхпроводимости в электроэнергетике. Сверхпроводящие кабельные линии (ВТСП КЛ) имеют очевидные преимущества при передаче больших потоков энергии по электрическим сетям по сравнению с традиционными линиями. Это стимулировало разработку большого количества конструкций кабелей для передачи энергии. Именно при разработке ВТСП КЛ накоплен начальный опыт эксплуатации в реальных электрических сетях, а уровень передаваемой мощности находится в интервале от единиц мегаватт до единиц гигаватт на одну цепь.

СВЕРХПРОВОДЯЩИЕ МАТЕРИАЛЫ. Основным элементом любого сверхпроводникового устройства являются сверхпроводящие материалы, из которых оно изготавливается. Более чем 50-летний опыт создания низкотемпературных практических сверхпроводников и почти 30-летний опыт разработок высокотемпературных сверхпроводников привели к формированию широкой номенклатуры различных сверхпроводящих материалов, из которых могут быть созданы всевозможные сверхпроводниковые устройства.

Терминологически технические сверхпроводящие материалы делятся на две категории: 1) низкотемпературные сверхпроводящие (НТСП) материалы, имеющие критическую температуру (температуру перехода в сверхпроводящее состояние в нулевом магнитном поле) ниже 25 К и работающие при гелиевом уровне температур; 2) высокотемпературные сверхпроводящие (ВТСП) материалы, имеющие, как правило, критическую температуру выше 25 К и зачастую способные работать при температуре порядка температуры кипения жидкого азота [~ 77 К] и несколько выше.

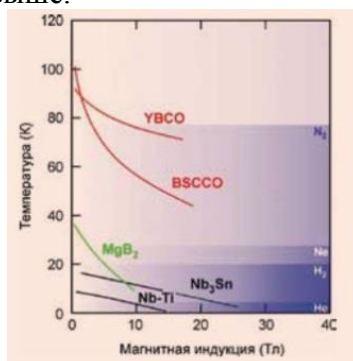


Рисунок 1 - Области существования сверхпроводимости в сверхпроводящих материалах, обладающих практическим значением, в ЗАВИСИМОСТИ от температуры и магнитной индукции

ПЕРСПЕКТИВЫ ВНЕДРЕНИЯ СВЕРХПРОВОДЯЩИХ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКУ. Во всем мире ведутся активные исследования и разработки различных типов электротехнических устройств на основе ВТСП: силовых кабелей, токоограничителей, индуктивных накопителей энергии, электрических машин и пр. Причем именно силовые сверхпроводящие кабели являются наиболее разработанным и продвинутым видом применения сверхпроводимости в электроэнергетике в настоящее время.

Основными преимуществами сверхпроводящих кабелей являются:

1. Низкие потери энергии в сверхпроводящей кабельной линии;
2. Возможность замены существующего кабеля на кабель с большей передаваемой мощностью при тех же габаритах;
3. Легкий вес за счет меньшего количества используемого материала;
4. Увеличение «жизненного цикла» кабеля в результате замедления процессов старения изоляции;
5. Отсутствие электромагнитных и тепловых полей рассеяния, экологическая чистота и пожаробезопасность;
6. Возможность передачи больших потоков энергии при сравнительно низком напряжении.

Высокотемпературные сверхпроводящие кабельные линии постоянного и переменного токов являются инновационной разработкой, позволяющей решить значительную часть проблемы электрических сетей. Однако при использовании ВТСП КЛ постоянного тока приобретает еще и новое качество передачи, так как линия становится управляемым элементом сети, регулирующим потоки передаваемой энергии вплоть до реверса передачи. *ВТСП КЛ постоянного тока имеют ряд дополнительных преимуществ по сравнению с линиями переменного тока, а именно:*

- ✓ ограничение токов короткого замыкания, что позволяет соединить по «низкой» стороне отдельные секторы энергосистемы без увеличения токов короткого замыкания;
- ✓ повышение устойчивости сети и предотвращение каскадных отключений потребителей за счет взаимного резервирования энергорайонов;
- ✓ регулирование распределения потоков мощности в параллельных линиях;
- ✓ передача мощности с минимальными потерями в кабеле и, как следствие, снижение требований к криогенной системе;
- ✓ возможность связи несинхронизированных энергосистем.

В электрических сетях возможно создание схемы с применением ВТСП КЛ как переменного, так и постоянного токов. Обе системы имеют свои предпочтительные области применения, и в конечном итоге выбор определяется и техническими, и экономическими соображениями.

ВТСП КЛ переменного тока целесообразны в тех случаях, когда необходима передача больших потоков электроэнергии на распределительном напряжении, а также при замене воздушных линий на кабельные без изменения класса напряжения. Возможна также передача энергии непосредственно с шин генератора на подстанцию или в распределительную сеть.

ВТСП КЛ постоянного тока, выполняя те же функции, что и ВТСП КЛ переменного тока, способны также осуществлять функцию ограничения токов короткого замыкания и управление потоками мощности. Поэтому в тех случаях, когда помимо передачи больших потоков мощности на низком напряжении требуется еще обеспечить и функцию ограничения токов короткого замыкания и управления потоками мощности, что характерно для мегаполисов, ВТСП КЛ постоянного тока наиболее предпочтительны. Кроме того, сверхдальние кабельные передачи возможны только при использовании линий постоянного тока.

Принимая во внимание очевидные преимущества ВТСП КЛ, во многих странах (США, Южная Корея, Китай, Япония, Европа) проводятся работы по созданию и опытной эксплуатации таких линий для различных целей[1].

ОБЩИЕСВЕДЕНИЯ О ВТСП КЛ. Упрощенно сверхпроводящий кабель устроен следующим образом (Рис 3.1). В центре обычно находится пучок медных проводов, диаметров около 20 мм, который является несущим элементом. На этот элемент по окружности укладываются ВТСП ламинированные латуной ленты 2-го поколения, то есть, проводников, где ВТСП-жила занимает лишь около 5% сечения (против 40% для ВТСП 1-го поколения) и представляет собой тонкое покрытие на поверхности подложки. Они укладываются спиралью, скручиваются под углом. 24 ленты – это первый слой (повив). Поверх этого слоя укладывается второй слой сверхпроводящих лент с противоположным направлением скрутки. Затем накладывается изоляция от 6 до 12 толщиной мм. Далее кладется еще примерно такое же количество сверхпроводящих лент – это так называемый сверхпроводящий экран. Поверх медный экранчик – это защита сверхпроводника. Этот кабель упаковывается в длинную гибкую трубу из гофрированной нержавейки. Причем труба эта двойная – внутренняя труба обмотана так называемой суперизоляцией, и между двумя трубами откачан воздух – это так называемая высоковакуумная термоизоляция. По внутренней трубе прокачивается жидкий азот. И таким образом сверхпроводящий кабель находится в криостате. Главная проблема – это надежная криогенная система, которая создает этот жидкий азот и качает его по длинному кабелю[3].



Рисунок 2 - Пример ВТСП проводника

АКТУАЛЬНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВТСП КЛ. Разрабатываемая технология является продолжением научно-исследовательских работ по разработке опытного образца силовой электрической высокотемпературной сверхпроводящей кабельной линии (далее – ВТСП КЛ) 200 м. В рамках разработки данной технологии предполагается доработка существующих, изготовление дополнительных элементов КЛ и проведение комплексных испытаний. Силовые ВТСП кабельные линии признаны актуальными во всем мире, поскольку они позволяют решить коренные проблемы передачи больших потоков электроэнергии и энергосбережения. Такое значительное увеличение (в 3 - 8 раз) мощности распределительных сетей (без изменения напряжения) может быть достигнуто путем замены традиционных силовых кабелей сверхпроводящими. Конструкция предполагаемой разработки состоит из трех сверхпроводящих кабелей и системы автономного криообеспечения. Основной задачей данных работ является разработка на основе экспериментального образца опытно-промышленной модульной высокоэффективной системы криообеспечения ВТСП КЛ на жидком азоте, а также новых токоотводов и комплектов основных деталей.

Основные преимущества силовых ВТСП кабелей следующие: высокая токовая нагрузка, малые потери в сверхпроводнике, экологическая чистота (отсутствие масел, минимальное электромагнитное и тепловое воздействие на окружающую среду), высокий

уровень пожарной безопасности. При передаче большой мощности при относительно низком напряжении – 10–20 кВ (генераторном) – не требуется промежуточных подстанций, что дает значительную экономию капитальных затрат и городских земельных ресурсов. Области внедрения в рамках разработки данной технологии планируется определение объекта, на котором предполагается внедрение ВТСП КЛ после апробации на полигоне в ОАО «ФСК ЕЭС» [1].

ПРИНЦИП ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ВТСП КЛ. Криогенная кабельная линия включает три основных компонента: собственно, криогенный кабель, систему криогенного обеспечения, концевые устройства (токоотводы). Токоотводы сверхпроводниковой кабельной линии сочетают функции высоковольтной концевой кабельной муфты и теплового моста между холодной зоной и окружающей средой. Схематическое изображения кабеля в разрезе отображено на рисунке 5.1. Преимущества такой конструкции заключаются в том, что при нарушении вакуума в одном из модулей линия может оставаться работоспособной продолжительное время, а место нарушения вакуума легко может быть обнаружено. В конструировании ВТСП кабелей для передачи малой мощности на относительно небольшие расстояния (внутри города, через небольшие водные преграды и пр.) прослеживается тенденция создания гибких кабелей большой единичной длины куска (> 1 км) с криогенной электрической изоляцией и узкой концентрической щелью для прокачки хладагента (проект LIPA, выполняемый компанией Nexans совместно с AMSC). Для линий большой протяжённости, предназначенной для передачи больших мощностей ($P > 1$ ГВА), вполне подходят модули небольшой (~ 50 м) протяжённости, с отдельным для каждого модуля вакуумом, где в качестве основной электрической изоляции используется сверхкритический азот. Модули могут соединяться между собой посредством муфт, имеющих отдельный вакуум. Соединительная муфта может закрепляться на месте спая ВТСП кабелей, как при помощи болтов, так и сваркой. Прокладка такой линии ненамного сложнее, чем прокладка магистрального газопровода. По такой линии легко прокачивать требуемые количества сверхкритического азота на большие расстояния при разумных ($D < 200$ мм) поперечных сечениях ЛЭП. Потери на спаях при токе ~ 7 кА остаются более чем на порядок меньше потерь на теплоприток из окружающей среды [2].

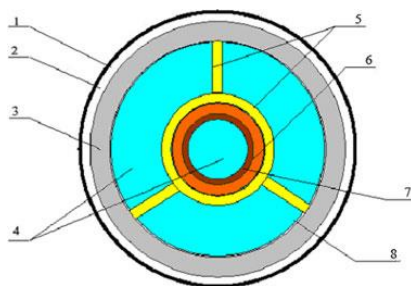


Рисунок 3 - Схематическое изображение кабеля в разрезе: 1 – наружный вакуумный кожух, 2 – вакуум, 3 – многослойная экрановакuumная изоляция, 4 – сверхкритический азот, 5 – стеклотекстолит, 6 – ВТСП, 7 – медный формер (он же защита), 8 – внутренний кожух.

ВОЗМОЖНОСТЬ ПЕРЕДАЧИ БОЛЬШИХ ПОТОКОВ ЭНЕРГИИ ПО СВЕРХПРОВОДЯЩИМ КАБЕЛЬНЫМ ЛИНИЯМ. Специфика размещения источников электроэнергии (АЭС, ГЭС, ветропарки) на больших расстояниях от крупных городов и потребителей электроэнергии приводит к необходимости транспортировки больших потоков энергии на значительные расстояния. При этом схема выдачи мощности предполагает использование высоковольтных воздушных линий передачи (220–750 кВ), что обусловлено стремлением минимизировать потери энергии при ее транспортировке. Это приводит к необходимости создания высоковольтных повышающих подстанций, заметным потерям энергии (6–8%) при ее транспортировке и отчуждению значительных площадей земли [2].

При оценке длинных линий будем рассматривать линии постоянного тока, так как любые кабельные линии переменного тока имеют ограничение по длине вследствие

возникновения зарядных токов, которые приводят к снижению мощности на дальнем конце линии. В результате этого длина кабельных линий переменного тока не превышает нескольких десятков километров.

ВОЗМОЖНЫЕ УРОВНИ ПЕРЕДАВАЕМОЙ МОЩНОСТИ ПО ВТСП КАБЕЛЬНОЙ ЛИНИИ ПОСТОЯННОГО ТОКА. Оценим возможный уровень передаваемой мощности при различных напряжениях, исходя из достигнутых характеристик сверхпроводящих материалов.

При величине конструктивной критической плотности тока, равной 200 А/мм², реальным является создание кабелей постоянного тока с номинальным током 10,0-20,0 кА. Кабели с рабочим током в 10,0 кА уже созданы. Примем для нижеприведенных оценок, сведенных в табл. 7.1, рабочий ток равным 15,0 кА. [1]

Таблица 1 - Передаваемая мощность по ВТСП линии постоянного тока

ПЕРЕДАВАЕМАЯ МОЩНОСТЬ ПО ВТСП ЛИНИИ ПОСТОЯННОГО ТОКА (В МВт)

Напряжение передачи, кВ	Монополярная передача	Биполярная передача		
	Одна линия	Две линии	Одна линия	Две линии
50	750	1500	1500	3000
100	1500	3000	3000	6000
200	3000	6000	6000	12 000

Таблица 2

Как видно из таблицы, мощность любой действующей электростанции может быть передана в сеть уже при напряжении 50-200 кВ, а передача энергии от одного энергоблока возможна на генераторном напряжении. Для увеличения надежности передачи целесообразно рассматривать передачу по двум параллельным линиям.

В настоящее время мы являемся свидетелями начала внедрения ВТСП кабельных линий в реальную электроэнергетику. В электрических сетях возможно создание схемы с применением ВТСП КЛ как переменного, так и постоянного тока. Обе системы имеют свои предпочтительные области применения, и в конечном итоге выбор определяется как техническими, так и экономическими соображениями.

При современном уровне развития сверхпроводниковой и криогенной техники возможно создание длинных сверхпроводящих кабельных линий постоянного тока для передачи энергии на расстояния в десятки и сотни километров. При этом мощность единичной линии может достигать нескольких гигаватт, а потери энергии в ней будут существенно ниже, чем в воздушных ЛЭП. Электрическое напряжение на линии и преобразовательной подстанции может быть снижено до 200 кВ и менее, однако его уровень должен быть оптимизирован с точки зрения эффективности работы и кабеля и преобразовательной установки. Криогенные станции для охлаждения линии могут располагаться на ее концах при длине линии до 30 км (в перспективе до 60 км). При создании линий большей длины криогенные станции должны размещаться вдоль трассы с шагом 20-60 км. Максимальная длина линии при таком подходе не имеет технических ограничений.

Успешная опытная эксплуатация первых линий постоянного и переменного токов может стать существенным ускорителем процессов внедрения ВТСП-устройств в электроэнергетику[1].

Основными сдерживающими факторами широкого внедрения ВТСП-кабельных линий являются:

- Высокая стоимость сверхпроводников, криогенной техники и НИОКР;
- Низкая эффективность криогенного оборудования и тепловой изоляции;
- Отсутствие стандартов по производству и испытаниям ВТСП- кабелей;
- Отсутствие реального длительного опыта эксплуатации; консерватизм энергетических компаний.

Тем не менее, есть все основания надеяться, что в обозримом будущем мощные сверхпроводящие кабельные линии позволят оптимизировать электрические сети мегаполисов и сформировать глобальную энергетическую сеть с передачей электроэнергии на сверхдальние расстояния, выполнять межсистемные связи, соединять несинхронизированные энергосистемы, строить длинные подводные линии и пр. Все это позволит существенно увеличить эффективность и надежность электрических сетей.

Литература

1. В.Е. Сытников. Сверхпроводящие кабели и перспективы их использования в энергетических системах XXI века. II Сверхпроводимость: исследования и разработки, 2011, № 15; 165-76.
2. И.А. Глебов, Н.А. Черноплеков, В.А. Альтов. Сверхпроводниковые технологии - новый этап в развитии электротехники и энергетики II Сверхпроводимость: исследования и разработки, 2002, № 11.

СОВРЕМЕННЫЕ КОНСТРУКЦИИ СИЛОВЫХ КАБЕЛЕЙ

Веракса Р.В.

Научный руководитель - ассистент Юршо Е.Л.

Силовой кабель - это электрический кабель, предназначенный для передачи электроэнергии от места её производства (или преобразования) к промышленным предприятиям, силовым и осветительным установкам стационарного типа, транспортным и коммунальным объектам. Термин силовой кабель в общепринятом смысле относят обычно к кабелям на напряжение до 35 кВ, преимущественно с бумажной изоляцией, пропитанной вязким изоляционным составом. Для более высоких напряжений используют кабель с избыточным давлением масла.

Наиболее массовое применение нашли силовые кабели на напряжение до 10 кВ (рисунок 1.), содержащие три алюминиевые или (реже) медные токопроводящие жилы секторной формы сечением до 240 мм^2 . Основная изоляция такого силового кабеля — спирально наложенные на каждую жилу бумажные ленты, пропитанные вязким изоляционным составом (75—85% минерального масла и 15—25% канифоли). Толщина изоляции жилы (фазной изоляции) зависит от номинального напряжения кабеля и составляет от 0,75 мм при 1 кВ до 2,75 мм при 10 кВ. На скрученные вместе изолированные жилы накладывают токо непроводящую поясную бумажную изоляцию, толщина которой примерно вдвое меньше толщины фазной. Поверх поясной изоляции методом прессования накладывают герметичную металлическую оболочку из свинца или алюминия (последний получает преимущественно распространение), а затем — защитный покров. Силовые кабели на напряжение 20 и 35 кВ имеют жилы круглой формы с фазной изоляцией толщиной до 9 мм; у каждой жилы — отдельная металлическая оболочка или экран из металлической фольги.

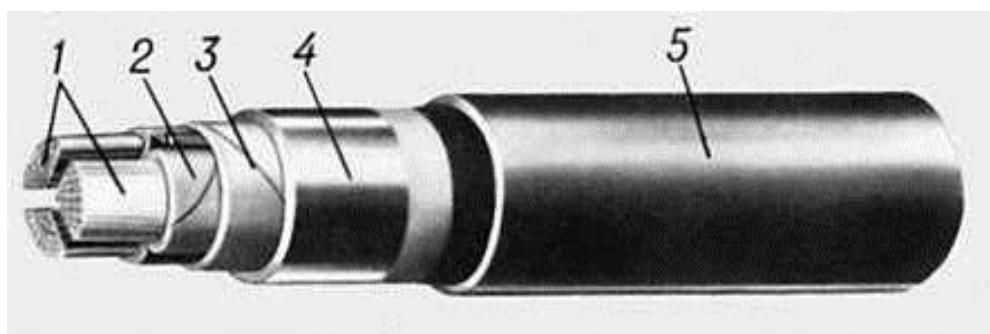


Рисунок-1 Трёхжильный силовой кабель на напряжение 6 кВ: 1 — секторные многопроволочные алюминиевые жилы; 2 — фазная бумажная изоляция; 3 — поясная бумажная изоляция; 4 — алюминиевая оболочка; 5 — пластмассовая (поливинилхлоридная) защитная оболочка.

В диапазоне рабочих температур от 50 до 80 °С вязкость масляно-канифольного состава снижается, поэтому на наклонных участках трассы прокладки силовых кабелей из-за постепенного стекания жидкой изоляции верхние участки силовых кабелей могут прийти в негодность. В связи с этим строго ограничивается максимально допустимая разность высот между верхней и нижней точками трассы (от 5 до 25 м для кабелей с напряжением соответственно от 35 до 1 кВ).

Основные направления совершенствования силовых кабелей — расширение выпуска кабелей с не стекающим пропиточным составом, позволяющим прокладывать трассы с крутонаклонными и вертикальными участками, а также переход от бумажной изоляции к полимерной (поливинилхлоридной, полиэтиленовой). Применение прогрессивных видов изоляции, помимо значительной экономии дефицитной бумаги, масел и канифоли, сокращает трудоёмкость и длительность технологических операций при производстве кабеля, уменьшает его массу, а также повышает допустимую рабочую температуру (силовой

кабель с изоляцией из вулканизируемого полиэтилена даже при температурах до 150 °С в течение некоторого времени сохраняет высокую стойкость к деформациям, что очень важно при коротких замыканиях). В последнее время набирают масштабы использования кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена.

Существует также ряд инновационных решений в области кабельной промышленности. Одна из главных инноваций сегодня — сверхпроводящие кабели. Обычные медные кабели могут пропускать ток не больше тысячи ампер. Сверхпроводящие легко передают 5 кА. В прошлом году в Китае испытали кабель на 20 кА. В Южной Корее существует специальная государственная программа развития сверхпроводящих кабельных сетей. Каждый год на нее выделяется около 10 миллионов долларов США. Ясно, что в будущем нас ждет переход на сверхпроводящие кабели.

В настоящее время повысился интерес потребителей к новым кабелям с изоляцией из сшитого полиэтилена (рисунк 2.) (СПЭ, XLPE), которые в недалеком будущем заменят кабели с бумажно-пропитанной (БПИ) и поливинилхлоридной (ПВХ) изоляцией. Это связано с тем, что СПЭ-кабели обладают рядом значимых преимуществ:

- 1) за счет увеличения допустимой температуры жилы достигнута большая пропускная способность кабеля (в зависимости от условий прокладки, допустимые нагрузочные токи на 1/6 – 1/3 выше, чем у кабелей с бумажной изоляцией);
- 2) высокая устойчивость к влаге, при этом отпадает необходимость в металлической оболочке;
- 3) при коротком замыкании обеспечивается больший ток термической устойчивости;
- 4) изоляционные электрические характеристики выше, а диэлектрические потери ниже;
- 5) меньше допустимый радиус изгиба кабеля;
- 6) поскольку для изоляции и оболочки применяются полимерные материалы, то для прокладки кабелей при температурах – 20°С их предварительный подогрев не требуется;
- 7) неограниченные возможности по прокладке кабелей на трассах с любой разностью уровней;
- 8) СПЭ-кабель имеет меньшие габариты и массу, как следствие прокладка кабеля, как в кабельных сооружениях, так и в грунте на сложных трассах становится легче.



Рисунок 2. Кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена.

Основной особенностью СПЭ-кабелей является их принципиально новая изоляция — сшитый полиэтилен. Полиэтилен как изоляция известен достаточно давно. Но обычному термопластичному полиэтилену присущи серьезные недостатки, главным из которых

является резкое ухудшение характеристик при температурах, близких к температуре плавления. Изоляция из термопластичного полиэтилена начинает терять форму, электрические и механические характеристики уже при температуре 85 °С.

Изоляция из сшитого полиэтилена сохраняет форму, электрические и механические характеристики даже при температуре 130 °С.

Термин «сшивка» или «вулканизация» подразумевает обработку полиэтилена на молекулярном уровне. Поперечные связи, образующиеся в процессе сшивки между макромолекулами полиэтилена, создают трехмерную структуру, которая и определяет высокие электрические и механические характеристики материала, меньшую гигроскопичность, больший диапазон рабочих температур.

Наибольшее распространение получила технология пероксидной сшивки, когда сшивка полиэтилена происходит с использованием специальных химических веществ — пероксидов в среде нейтрального газа при определенных температуре и давлении. Такая технология позволяет получить достаточную степень сшивки по всей толщине изоляции и обеспечить отсутствие воздушных включений. Помимо хороших диэлектрических свойств, это и больший, чем у других кабельных изоляционных материалов, диапазон рабочих температур, и отличные механические характеристики. Пероксидная технология применяется при производстве кабелей среднего и высокого напряжений.

Менее распространенной является силанольная сшивка, при которой в полиэтилен добавляются специальные смеси (силаны) для обеспечения сшивки при более низкой температуре. Сектор применения этой более дешевой технологии охватывает кабели низкого и среднего напряжений.

На сегодняшний день многие страны уже положительно оценили эксплуатационные характеристики кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ) на среднее и высокое напряжение и практически полностью перешли на их использование. Так, например, составляющая доля всего рынка силовых кабелей равняется в США и Канаде – 85%, в Германии и Дании – 95%, а в Японии, Франции, Финляндии и Швеции в распределительных сетях среднего напряжения используется только кабель с изоляцией из СПЭ.

Прикладные исследования по использованию эффекта сверхпроводимости, достигаемого у сверхпроводящих материалов (сверхпроводников) при температурах ниже критических, ведутся уже на протяжении многих десятков лет. В начале 60-х годов на базе сверхпроводящих материалов и криогенной техники с использованием в качестве хладагента жидкого гелия (температура кипения жидкого гелия – 4,2 К при нормальном давлении) зародились низкотемпературные сверхпроводниковые технологии (НТСП-технологии). Основу освоенных промышленностью сверхпроводящих материалов составляли два вещества: сплав Nb-Ti (с параметрами: критическая температура – 9,6 К при нулевых магнитном поле и токе, критическое магнитное поле – 12 Тл при 4,2 К и нулевом токе, критическая плотность тока – $3 \cdot 10^9$ А/м² при 4,2 К и в магнитном поле 5 Тл) и интерметаллическое соединение Nb₃Sn (с параметрами: критическая температура – 18,3 К при нулевых магнитном поле и токе, критическое магнитное поле – около 22 Тл при 4,2 К и нулевом токе, критическая плотность тока – более 10^9 А/м² при 4,2 К и в магнитном поле 10 Тл). Стоимость первого материала составляла несколько долларов за 1 кА/м, стоимость второго была, примерно, равной 10 долларам за 1 кА/м.

Сверхпроводящие провода представляли собой сложные конструкции из разнородных материалов с ультратонкими нитями собственно сверхпроводника. Технология их изготовления была освоена в США, СССР, Японии, Германии, Англии. Были созданы жесткие и гибкие кабели переменного тока мощностью до 3 ГВА (рисунок 3).

Несмотря на достигнутые успехи в области низкотемпературных сверхпроводников (НТСП), применение НТСП-кабелей сдерживалось необходимостью использования для охлаждения не возобновляемого и дорогостоящего жидкого гелия (цена жидкого гелия – 5–10 долларов за 1 литр).



Рисунок 3. НТСП-кабель на 3 ГВ (разработка ВНИИКТ).

Мощным толчком к развитию сверхпроводниковых технологий стало открытие в 1986 г. высокотемпературных сверхпроводников (ВТСП) с критическими температурами перехода в сверхпроводящее состояние, превышающими температуру 77,3 К, то есть температуру кипения жидкого азота при нормальном давлении. Соответственно, в ВТСП-технологиях появилась возможность использовать в качестве хладагента вместо не возобновляемого и дорогостоящего жидкого гелия (5–10 долларов за 1 литр) значительно более дешевый жидкий азот (0,1–0,3 долларов за 1 литр), упростить систему криостатирования, повысить ее надежность в эксплуатации, а также сократить эксплуатационные расходы.

Технология керамических сверхпроводников еще находится в стадии становления и развития. Однако уже к середине 90-х годов были разработаны конструкции 1-го поколения ВТСП-проводов на основе соединения $\text{Bi}_2\text{Sr}_2\text{Ca}_2\text{Cu}_3\text{O}_x$ (Bi-2223) (критическая температура – 104 К, критическая плотность тока – 108 А/м²). В настоящее время в США, Японии и странах Европы налажен опытно-промышленный выпуск ВТСП-проводов 1-го поколения на основе висмута с использованием так называемой технологии "порошок – в трубе", когда исходный порошок соединения запрессовывается в металлическую серебряную трубку, которая многократно обжимается и термообрабатывается. Эта технология сложна и дорога. Стоимость ВТСП-проводов (более 200 долларов за 1 кА/м) более чем на порядок превышает стоимость медного провода (около 15 долларов за 1 кА/м). По оценкам производителей при развитии массового производства стоимость ВТСП-проводов 1-го поколения может быть снижена до 50 долларов за 1 кА/м.

Значительные перспективы практического применения ВТСП-технологий открылись при появлении в 2002-2003 годах высокотемпературных сверхпроводников 2-го поколения на основе иттриевых керамик. Плотность тока в сверхпроводниках 2-го поколения в несколько раз выше, чем в сверхпроводниках 1-го поколения. Увеличение плотности тока и использование сравнительно недорогих материалов в сверхпроводниках 2-го поколения дают основание полагать, что стоимость ВТСП-проводов 2-го поколения при массовом производстве может снизиться до 20-30 долларов за 1 кА/м, что сделает сверхпроводящие кабели экономически более конкурентно-способными по отношению к кабелям традиционного исполнения.

В настоящее время два ВТСП-силовых кабеля длиной по 30 м каждый в течение нескольких лет успешно проходят испытания в реальных энергосистемах (проект Southwire и проект NKT Cable). Японская корпорация Sumitomo Electric совместно с энергетической компанией ТЕРСО завершила длительные испытания трехжильного ВТСП-кабеля на напряжение 66 кВ (1000 А) длиной 100 м. В 2003 г. группа компаний, включая корпорацию Sumitomo Electric и компанию Super Power, начала реализацию проекта по производству

ВТСП-кабеля длиной 350 м с напряжением 34,5 кВ (800 А) для его прокладки между двумя подстанциями Нью-Йорка. Компания NEXANS и китайская компания Innpower Superconductor Cable ведут испытания трехфазного кабеля 35 кВ (2000 А) длиной 30 м, смонтированного на севере Китая в провинции Юннань.



Рисунок 4. ВТСП-кабель 138 кВ (2400 А) длиной 660 м.

Таким образом, находящиеся в настоящее время в опытно-промышленной эксплуатации сверхпроводящие силовые кабели имеют длину до 500-600 м. В ближайшие несколько лет их длина может быть увеличена до 3 км. Несмотря на достигнутые успехи в области низкотемпературных сверхпроводников (НТСП), применение НТСП-кабелей сдерживалось необходимостью использования для охлаждения не возобновляемого и дорогостоящего жидкого гелия (цена жидкого гелия – 5–10 долларов за 1 литр).

ТСП-кабели имеют два типа конструкции, принципиально отличающиеся друг от друга: ВТСП-кабели с холодным диэлектриком (CD) и ВТСП-кабели с теплым диэлектриком (RTD).

ВТСП-кабели по сравнению с традиционно применяемыми кабелями имеют существенные преимущества: большая пропускная способность при использовании более низкого класса номинального напряжения, при меньших потерях, меньшем весе и компактности; пожаробезопасность; экологичность и др. Проведенные сравнительные технико-экономические расчеты в НИЦ «Курчатовский институт», ВНИИКТ, ВЭИ показали, что даже при сегодняшней высокой цене на ВТСП-материалы, полные затраты (учитывая прокладку и эксплуатационные расходы) для обычных кабелей и ВТСП-кабелей примерно одинаковы. Если в ближайшие годы разработчикам и производителям сверхпроводящих материалов удастся добиться существенного снижения цены на ВТСП-материалы, которые составляют до 90 % в стоимости кабеля, то выгода от применения ВТСП-кабелей станет очевидной.

Литература

1. Преимущества кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена. [Электронный ресурс] / <http://www.elec.ru/articles/preimushestva-kabelej-sizolyaciej-izsshitogo-polie/>.
2. Калимуллина Д.Д., Гафуров А.М. Потребности в строительстве изолированных проводов среднего класса напряжения. // Инновационная наука. - 2016. - № 3-3. – С. 84-85.
3. Изоляционные материалы из сшитого полиэтилена. [Электронный ресурс] / Режим доступа: <http://propolyethylene.ru/shitiy/izolyaziya.html>.
4. Калимуллина Д.Д., Гафуров А.М. Выбор экономически выгодных сечений проводов при строительстве линий электропередач. // Инновационная наука. - 2016. - № 3-3. – С. 90-91.
5. Сверхпроводящие кабели. [Электронный ресурс] / <http://pue8.ru/kabelnye-linii/134-sverhprovodyaschie-kabeli.html>

УДК 621.311

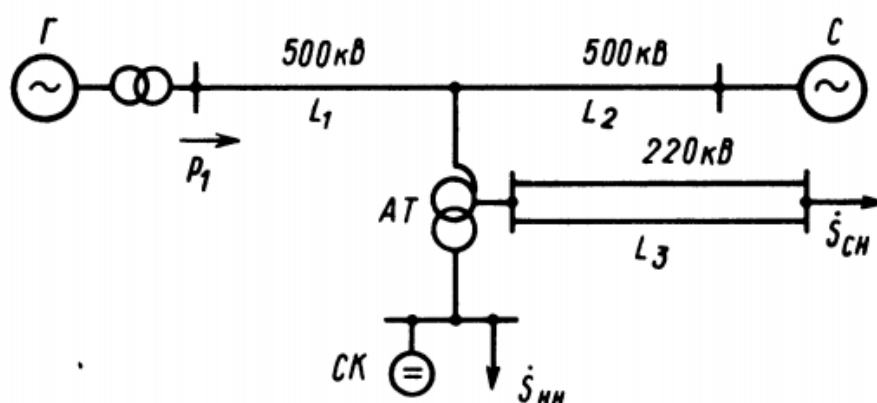
МЕТОД ПРОСТОЙ И УСКОРЕННОЙ ИТЕРАЦИИ ПРИ ЗАДАНИИ PU-УЗЛОВ

Малышев С.В., Креч А.С.

Научный руководитель – старший преподаватель Мышковец Е.В.

Расчет установившихся режимов сложных электрических систем проводятся в настоящее время исключительно на ЭВМ. Алгоритмы, реализованные в промышленных программах расчета установившихся режимов, основаны на применении нелинейных узловых уравнений в форме баланса мощностей или токов. Узловые уравнения в отличие от контурных характеризуются простотой формирования и большими возможностями с точки зрения эффективной организации вычислительного процесса при их решении.

Для демонстрации данных методов мы выбрали электрическую систему (рис.1), схема замещения которой путем ряда упрощений сведена к пятиузловой схеме (рис. 2), где сопротивления выражены в омах, проводимости – в сименсах.



Г — генераторы $6 \times \text{ТГВ} - 200 \text{ МВ}$; СК — синхронные компенсаторы $2 \times \text{КСВБ} - 160 - 15$

Воздушные линии: $L_1 = 400 \text{ км}$, $3 \times \text{АС} 400/51$, $r_0 = 0,025 \text{ Ом/км}$, $x_0 = 0,306 \text{ Ом/км}$, $b_0 = 3,62 \cdot 10^{-4} \text{ 1/Ом км}$; $L_2 = 250 \text{ км}$, $3 \times \text{АС} 300/66$, $r_0 = 0,034 \text{ Ом/км}$, $x_0 = 0,31 \text{ Ом/км}$, $b_0 = 3,97 \cdot 10^{-4} \text{ 1/Ом км}$; $L_3 = 200 \text{ км}$, $\text{АС} 400/51$, $r_0 = 0,075 \text{ Ом/км}$, $x_0 = 0,42 \text{ Ом/км}$, $b_0 = 2,7 \cdot 10^{-4} \text{ 1/Ом км}$. АТ — автотрансформаторы $2 \times (3 \times \text{АОДЦТН} - 167000/500/220) \pm 6 \times 2,1\%$; параметры схемы замещения автотрансформатора (в три фазы) — $Z_B = 0,58 + j61,1 \text{ Ом}$, $Z_C = 0,39 + j0 \text{ Ом}$; $Z_H = 2,9 + j113,5 \text{ Ом}$

Рисунок 1. Схема исследуемой энергосистемы

Данная схема обладает всеми свойствами, характеризующими в расчетах установившихся режимов сложную систему:

1) наличие двух генераторных узлов (1 и 3 на рис. 2), которые по-разному могут вводиться в расчет режима (по типу $P_G - Q_G$ или $P_G - U_G$), что соответствует практике расчета режимов сложных электрических систем (ЭС) [1, 2];

2) наличие шин бесконечной мощности (ШБМ) (узел 5) и трансформаторной ветви (ветвь 2-3 на рис. 2) с идеальным трансформатором. В то же время принятая к рассмотрению схема в достаточной степени проста с точки зрения обозримости формируемых для расчета установившихся режимов уравнений и изучения методов их решения.

Все исходные данные предоставлены на рис. 2.

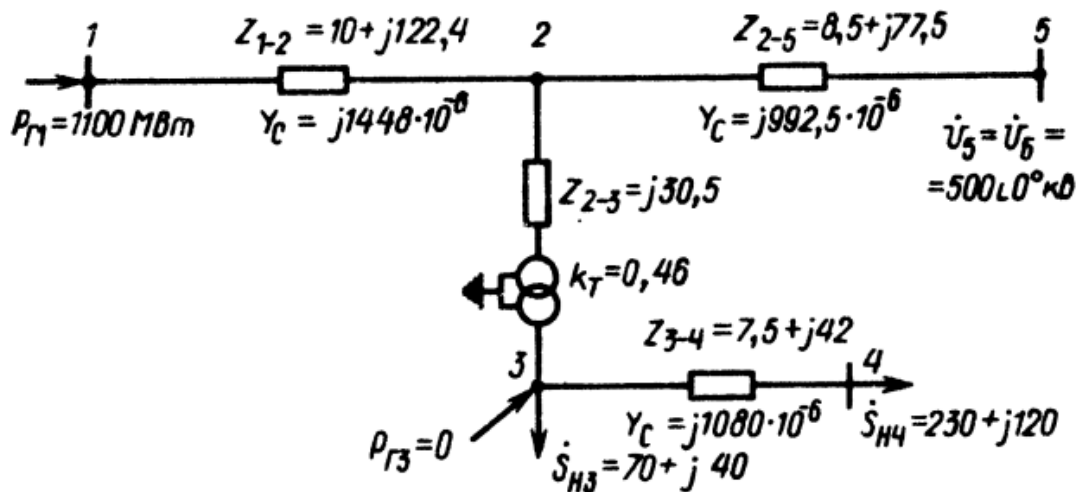


Рисунок 2 Схема замещения исследуемой системы

Так как линия 1-2 имеет протяженность более 300км, воспользуемся поправочными коэффициентами, учитывающими протяженность линии.

$$K_y = \frac{\tanh \frac{\sqrt{ZY}}{2}}{\frac{\sqrt{ZY}}{2}}; K_z = \frac{\sinh \frac{\sqrt{ZY}}{2}}{\frac{\sqrt{ZY}}{2}}.$$

Умножив первоначальные значения сопротивлений линии с распределенными параметрами на коэффициенты поправки получим следующие параметры:

$$K_y = \frac{\tanh \left(\frac{\sqrt{Z \cdot B1}}{2} \right)}{\frac{\sqrt{Z \cdot B1}}{2}} = 0.999 - 0.015i \quad B_{nov} := |K_y| \cdot B1 = 1.446 \times 10^{-3}$$

$$K_z = \frac{\sinh \left(\frac{\sqrt{Z \cdot B1}}{2} \right)}{\frac{\sqrt{Z \cdot B1}}{2}} = 1.002 + 0.03i \quad Z_{nov} := |K_z| \cdot Z = 10.026 + 122.717i$$

Напряжения в узлах схемы ЭС определяются в результате решения узловых уравнений в форме баланса токов

$$Y \dot{U} = \bar{U}_d^{-1} \bar{S}_y - Y_6 \dot{U}_6$$

Или баланса мощностей [1, 2]

$$\bar{U}_d Y \dot{U} + \bar{U}_d Y_6 \dot{U}_6 = \bar{S}_y$$

При расчете в качестве балансирующего узла принят узел 5.

Критерии окончания итерационного процесса расчета напряжений различны и зависят от метода и вида решаемой системы уравнений. В данной работе был использован критерий сходимости по небалансу мощностей.

Матрица узловых проводимостей Y , представлена на рис.3

$$Y = \begin{bmatrix} 6.6310^{-4} - i \cdot 7.39410^{-3} & -6.6310^{-4} + i \cdot 8.11510^{-3} & 0 & 0 & 0 \\ -6.6310^{-4} + i \cdot 8.11510^{-3} & 2.06410^{-3} - i \cdot 5.24310^{-2} & i \cdot 7.12810^{-2} & 0 & -1.39810^{-3} + i \cdot 1.27510^{-2} \\ 0 & i \cdot 7.12810^{-2} & 4.1210^{-3} - i \cdot 1.77510^{-1} & (-4.12 \cdot 10^{-3} + i \cdot 2.30710^{-2}) & 0 \\ 0 & 0 & (-4.12 \cdot 10^{-3} + i \cdot 2.30710^{-2}) & (-4.12 \cdot 10^{-3} + i \cdot 2.25310^{-2}) & 0 \\ 0 & -1.39810^{-3} + i \cdot 1.27510^{-2} & 0 & 0 & -1.39810^{-3} + i \cdot 1.22510^{-2} \end{bmatrix}$$

Рисунок 3 Матрица узловых проводимостей

Для генераторного узла i , заданного в форме $P_g - U_g$, значение $Q_y = Q_{gi} - Q_{ni}$ не определено, так как Q_{gi} не задано.

В этом случае для данного узла предварительно находим на k -ой итерации напряжение $V_i^{(k)}$, определяемое значением только активной мощности в этом узле $P_y = P_{gi} - P_{ni}$:

$$V_i^{(k)} = \frac{1}{Y_{ii}} \left(\frac{P_{yi}}{U_i^{(k-1)}} - \sum_{j=1}^{i-1} Y_{ij} U_j^{(k)} - \sum_{j=i+1}^4 Y_{ij} U_j^{(k-1)} - Y_{i6} U_6 \right),$$

имея в виду, что комплексное значение напряжения в этом узле

$$U_i^{(k)} = V_i^{(k)} - j \frac{Q_i^{(k)}}{Y_{ii} U_i^{(k-1)}}.$$

Прежде чем найти $U_i^{(k)}$, находим $Q_i^{(k)}$, исходя из того, что

$$\dot{U}_i^{(k)} \overline{U}_i^{(k)} = U_i^{(k)2} = (V_i^{(k)} - j \frac{Q_i^{(k)}}{Y_{ii} U_i^{(k-1)}}) (V_i^{(k)} + j \frac{Q_i^{(k)}}{Y_{ii} U_i^{(k-1)}}).$$

Выполнив ряд преобразований, получаем

$$Q_i^{(k)2} + 2Q_i x + (V_i^{(k)2} - U_i^{(k)2}) y_{ii}^2 U_i^{(k-1)2} = 0,$$

где y_{ii} - модуль комплексной проводимости Y_{ii} ;

$U_i^{(k)2} = U_i^{(k-1)2} = U_i^2$ - квадрат заданного значения напряжения в узле:

$$x = V_i'^{(k)} (b_{ii} U_i'^{(k-1)} + g_{ii} U_i''^{(k-1)}) - V_i'^{(k)} (g_{ii} U_i'^{(k-1)} - b_{ii} U_i''^{(k-1)}).$$

Решив квадратное уравнение относительно $Q_i^{(k)}$:

$$Q_i^{(k)} = -x \pm \sqrt{x^2 - (V_i^{(k)2} - U_i^{(k)2}) y_{ii}^2 U_i^{(k-1)2}},$$

Можно из выражения указанного выше найти комплексное значение напряжения в генераторном узле i на данной итерации $U_i^{(k)}$.

Для всех прочих узлов решение методом простой / ускоренной итерации выполняется в обычном порядке.

Представим расчет, полученный в программном пакете MathCAD:

$$\begin{aligned}
 \underline{V}_1 &:= \frac{1}{Y_{1,1}} \cdot \left(\frac{P_{1,1}}{U_{1,1}} - Y_{1,2} \cdot U_{2,1} \right) = 573.814 + 276.864i \\
 x &:= \left[\operatorname{Re}(\underline{V}_1) \cdot \left(|b_{1,1}| \cdot \operatorname{Re}(U_1) + g_{1,1} \cdot \operatorname{Im}(U_1) \right) - \operatorname{Im}(\underline{V}_1) \cdot \left(g_{1,1} \cdot \operatorname{Re}(U_1) - |b_{1,1}| \cdot \operatorname{Im}(U_1) \right) \right] = 2.13 \times 10^3 \\
 Q_{\min 1} &:= -x - \sqrt{x^2 - \left[\left(|V_1| \right)^2 - \left(U_1 \right)^2 \right] \cdot \left(|Y_{1,1}| \right)^2 \cdot \left(U_1 \right)^2} = -3.73 \times 10^3 \\
 Q_{\max 1} &:= -x + \sqrt{x^2 - \left[\left(|V_1| \right)^2 - \left(U_1 \right)^2 \right] \cdot \left(|Y_{1,1}| \right)^2 \cdot \left(U_1 \right)^2} = -530.131 \\
 U_1 &:= V_1 - i \cdot \frac{Q_{\max 1}}{Y_{1,1} \cdot U_1} = 438.283 + 289.021i \\
 U_2 &:= \frac{1}{Y_{2,2}} \cdot \left(\frac{\bar{S}_2}{U_2} - Y_{2,1} \cdot U_1 - Y_{2,3} \cdot U_3 - Y_{2,5} \cdot U_5 \right) = 486.617 + 44.48i \\
 U_3 &:= \frac{1}{Y_{3,3}} \cdot \left(\frac{\bar{S}_3}{U_3} - Y_{3,2} \cdot U_2 - Y_{3,4} \cdot U_4 \right) = 230.588 + 15.824i \\
 U_4 &:= \frac{1}{(-Y)_{4,4}} \cdot \left(\frac{\bar{S}_4}{U_4} - Y_{4,3} \cdot U_3 \right) = 204.365 - 25.405i \\
 U_{01} &:= \begin{pmatrix} U_1 \\ U_2 \\ U_3 \\ U_4 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 438.283 + 289.021i \\ 486.617 + 44.48i \\ 230.588 + 15.824i \\ 204.365 - 25.405i \end{pmatrix} \quad U_{01m} := \begin{pmatrix} |U_1| \\ |U_2| \\ |U_3| \\ |U_4| \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 525 \\ 488.645 \\ 231.13 \\ 205.938 \end{pmatrix}
 \end{aligned}$$

Рисунок 4 Первая итерация

$$\begin{aligned}
 U_{21} &:= \begin{pmatrix} U_1 \\ U_2 \\ U_3 \\ U_4 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 390.6 + 350.794i \\ 502.787 + 112.982i \\ 235.897 + 44.329i \\ 208.416 + 1.287i \end{pmatrix} \quad U_{21m} := \begin{pmatrix} |U_1| \\ |U_2| \\ |U_3| \\ |U_4| \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 525 \\ 515.325 \\ 240.026 \\ 208.419 \end{pmatrix} \quad \underline{e} := U_{21m} - U_{20m} = \begin{pmatrix} 0 \\ -0.018 \\ -7.706 \times 10^{-3} \\ -6.742 \times 10^{-3} \end{pmatrix}
 \end{aligned}$$

Рисунок 5 Последняя итерация(21).

линия 3-4:

$$\begin{aligned}
 \underline{A} &:= U_{-3} \cdot U_{-4} + U_{-3} \cdot U_{-4} = 49221.571 \\
 \underline{C} &:= U_{-3} \cdot U_{-4} - U_{-3} \cdot U_{-4} = 8935.257 \\
 \underline{D} &:= (U_{21m3})^2 + (U_{21m4})^2 - 2 \cdot A = 2607.828 \\
 P_{34-} &:= g_{3,4} \cdot (U_{21m3})^2 - g_{3,4} \cdot A + b_{3,4} \cdot C = 240.706 \\
 Q_{34-} &:= b_{3,4} \cdot (U_{21m3})^2 - b_{3,4} \cdot A - g_{3,4} \cdot C = 156.761 \\
 P_{34+} &:= -g_{3,4} \cdot (U_{21m4})^2 + g_{3,4} \cdot A + b_{3,4} \cdot C = 229.962 \\
 Q_{34+} &:= -b_{3,4} \cdot (U_{21m4})^2 + b_{3,4} \cdot A - g_{3,4} \cdot C = 96.598 \\
 \Delta P_{34} &:= g_{3,4} \cdot D = 10.744 \\
 \Delta Q_{34} &:= b_{3,4} \cdot D = 60.163
 \end{aligned}$$

Рисунок 6 Определение потоков мощности. Пример для линии 3-4

Определив потоки мощности аналогичным образом для остальных линий, найдем небаланс мощности для узлов ЭС.

$$\begin{aligned}
 \text{Prasch1} &:= P12_ = 1.099 \times 10^3 \\
 \text{Pnb}\%_1 &:= \frac{\text{Prasch1} - \text{Re}(S_1)}{\text{Re}(S_1)} \cdot 100 = -54.16 \times 10^{-3} \\
 \text{Pnb}\%_2 &:= 0 \\
 \text{Prasch3} &:= P23_ - P34_ = 70.357 \\
 \text{Pnb}\%_3 &:= \frac{\text{Prasch3} + \text{Re}(S_3)}{\text{Re}(S_3)} \cdot 100 = -509.789 \times 10^{-3} \\
 \text{Prasch4} &:= P34_ = 229.961 \\
 \text{Pnb}\%_4 &:= \frac{\text{Prasch4} + \text{Re}(S_4)}{\text{Re}(S_4)} \cdot 100 = 1.681 \times 10^{-2}
 \end{aligned}$$

Рисунок 7 Небаланс мощности для узлов.

Как видно из рис.7 мы достигли достаточной точности для прекращения итерационного процесса. Небаланс составил менее 1% процента.

В данном методе режим сошелся за 21 итерацию. Так же был произведен метод простой итерации. PU – узел моделируется в нем аналогичным образом. Ниже представлены результаты расчета данным методом на 52 итерации.

$$\begin{aligned}
 U_{52} := \begin{pmatrix} U_1 \\ U_2 \\ U_3 \\ U_4 \end{pmatrix} &= \begin{pmatrix} 390.425 + 350.989i \\ 502.668 + 113.283i \\ 235.912 + 44.393i \\ 208.393 + 1.416i \end{pmatrix} \quad U_{52m} := \begin{pmatrix} |U_1| \\ |U_2| \\ |U_3| \\ |U_4| \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 525 \\ 515.275 \\ 240.052 \\ 208.398 \end{pmatrix} \quad \arg \begin{pmatrix} U_1 \\ U_2 \\ U_3 \\ U_4 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 41.955 \\ 12.7 \\ 10.657 \\ 0.389 \end{pmatrix} \cdot \text{deg} \\
 e := U_{52m} - U_{51m} &= \begin{pmatrix} 0 \\ -0.091 \\ 0.044 \\ -0.09 \end{pmatrix}
 \end{aligned}$$

Рисунок 8 Результаты расчета методом простой итерации

Как видно из результатов расчета сходимость простой итерации много меньше, чем у ускоренной. Небаланс мощностей составил:

$$\begin{aligned}
 \text{Prasch1} &:= P12_ = 1.099 \times 10^3 \\
 \text{Pnb}\%_1 &:= \frac{\text{Prasch1} - \text{Re}(S_1)}{\text{Re}(S_1)} \cdot 100 = -83.002 \times 10^{-3} \\
 \text{Pnb}\%_2 &:= 0 \\
 \text{Prasch3} &:= P23_ - P34_ = 74.002 \\
 \text{Pnb}\%_3 &:= \frac{\text{Prasch3} + \text{Re}(S_3)}{\text{Re}(S_3)} \cdot 100 = -5.717 \times 10^0 \\
 \text{Prasch4} &:= P34_ = 229.593 \\
 \text{Pnb}\%_4 &:= \frac{\text{Prasch4} + \text{Re}(S_4)}{\text{Re}(S_4)} \cdot 100 = 1.771 \times 10^{-1}
 \end{aligned}$$

Рисунок 9 Небаланс мощностей методом простой итерации.

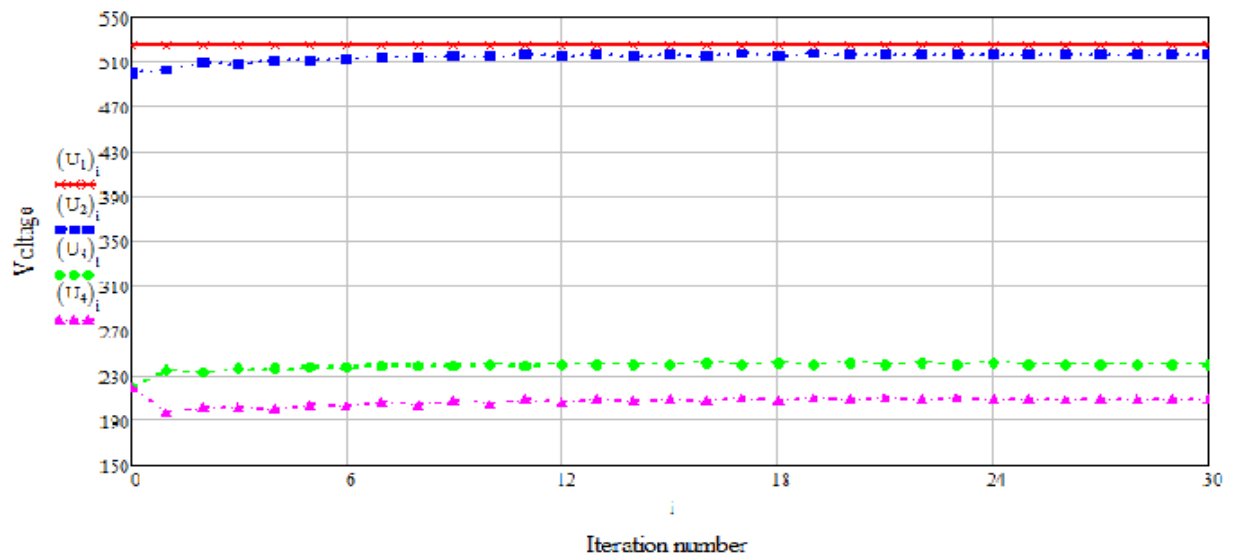


Рисунок 10 График сходимости при расчете методом простой итерации.

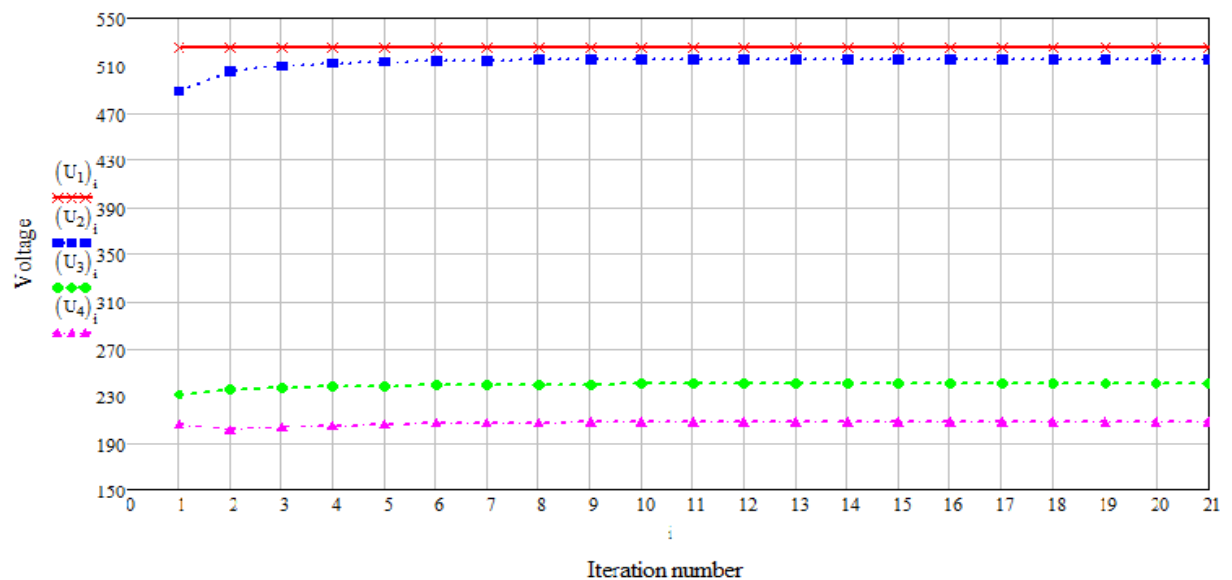


Рисунок 1 График сходимости итерационного процесса методом ускоренной итерации.

Проверим правильность своих расчетов с программой RastrWin, которая разрабатывалась группой инженеров со специальной алгоритмической подготовкой:

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	Кт/г	N_анц	БД...	P_нач	Q_нач	Na	I_max	I_загр.
1	☐		ЛЭП	1	2		-		10,0260	122,717	-1 446,0				-1 100	-37		1 210	
2	☐		ЛЭП	3	4		-		7,5000	42,000	-1 080,0				-241	-126		719	
3	☐		ЛЭП	2	5		-		8,5000	77,500	-992,0				-743	31		840	
4	☐		Тр-р	2	3		-			30,500		0,460			-311	105		367	
	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta	Тер...
1	☐		Ген	1		500					1 100,0	36,5	525,0		500,0		525,00	42,10	
2	☐		Нагр	2		500											515,08	12,73	
3	☐		Нагр	3		220			70,0	40,0		282,6					239,93	10,71	
4	☐		Нагр	4		220			230,0	120,0							208,32	0,41	
5	☐		База	5		500					-725,1	-60,1					500,00		

Рисунок 12. Результаты расчета в программе RastrWin

Литература.

1. Электроэнергетические системы в примерах и иллюстрациях / Под ред. В.А. Веникова – М.: Энергоатомиздат, 1989.
2. Идельчик В.И. Электрические системы и сети. - М.: Энергоатомиздат, 1989.
3. Математические задачи электроэнергетики / Под ред. В.А. Веникова – М.: Высшая школа, 1989.

УДК 621.311

СРАВНЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ РАСЧЕТА УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА СЕТИ ПРИ УЧЕТЕ И НЕУЧЕТЕ СТАТИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК НАГРУЗКИ ПО НАПРЯЖЕНИЮ

Астровский А.Г, Курчenea Ю.В.

Научный руководитель – старший преподаватель Мышкова Е.В.

Физическая природа потребления энергии электрической нагрузкой такова, что ее активная и реактивная мощности зависят от подведенного напряжения и частоты в электрической системе. Такие зависимости носят название статических характеристик нагрузок по частоте и по напряжению. Разные типы электрических нагрузок имеют различные статические характеристики. В совокупности различных типов электроприемников рассматриваются статические характеристики смешанной нагрузки.

Статические характеристики используются при регулировании частоты и напряжения в электроэнергетических системах. В общем они записываются как $P=F(U,f)$, $Q=F(U,f)$.

Здесь мы будем рассматривать зависимости мощности нагрузки только от напряжения – статические характеристики нагрузки по напряжению $P=F(U)$, $Q=F(U)$.

Рассмотрим процедуру расчета режима на примере сети, приведенной на рисунке 1. В качестве исходной информации здесь выступают режимное напряжение источника питания U_A , сопротивление линий, реактивные проводимости линий, представленные зарядными мощностями, зависящими от напряжения, нагрузки в узлах $S1$ и $S2$ с их известными статическими характеристиками.

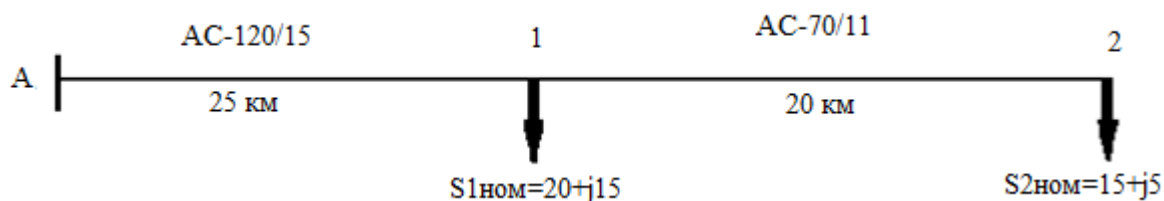


Рисунок 1. Схема сети.

Номинальное напряжение заданной сети 110 кВ. Зададимся параметрами линий:

$r_{A1} = 0.244$ Ом/км - удельное активное сопротивление линии А-1.

$x_{A1} = 0.42$ Ом/км - удельное индуктивное сопротивление линии А-1.

$b_{0A1} = 2.66 \cdot 10^{-6}$ См/км- удельная реактивная проводимость линии А-1.

$r_{12} = 0.42$ Ом/км - удельное активное сопротивление линии 1-2.

$x_{12} = 0.44$ Ом/км - удельное индуктивное сопротивление линии 1-2.

$b_{012} = 2.55 \cdot 10^{-6}$ См/км- удельная реактивная проводимость линии 1-2.

Рассчитываем сопротивления линий:

$$R_{a1} = r_{A1} \cdot L_1 = 0.244 \cdot 25 = 6.10 \text{ Ом},$$

$$R_{12} = r_{12} \cdot L_2 = 0.422 \cdot 20 = 8.44 \text{ Ом},$$

$$X_{a1} = x_{A1} \cdot L_1 = 0.427 \cdot 25 = 10.675 \text{ Ом},$$

$$X_{12} = x_{12} \cdot L_2 = 0.444 \cdot 20 = 8.88 \text{ Ом}.$$

Первая итерация ($U_2 = U_{ном}$).

Находим значение нагрузки с учетом типовых статических характеристик, приняв их в виде:

$$P_2 = P_{2n} \cdot (0.83 - 0.3 \cdot \frac{U_2}{U_{ном}} + 0.47 \cdot (\frac{U_2}{U_{ном}})^2) = 15 \text{ МВт},$$

$$Q_2 = Q_{2n} \cdot (5.5 - 10.7 \cdot \frac{U_2}{U_{ном}} + 6.2 \cdot (\frac{U_2}{U_{ном}})^2) = 5 \text{ Мвар}.$$

Находим зарядную мощность в конце линии 1-2:

$$Q_{312\kappa} = \frac{U_2^2 \cdot b_{012} \cdot L_2}{2} = 0.309 \text{ Мвар}.$$

Находим активную и реактивную мощность в конце линии 1-2:

$$P_{12\kappa} = P_2 = 15 \text{ МВт},$$

$$Q_{12\kappa} = Q_2 - Q_{312\kappa} = 4.691 \text{ Мвар}.$$

Вычисляем мощность в начале линии 1-2 и напряжение в узле 1:

$$P_{12n} = P_2 + \frac{P_{12\kappa}^2 + Q_{12\kappa}^2}{U_2^2} \cdot R_{12} = 15.172 \text{ МВт},$$

$$Q_{12n} = Q_{12\kappa} + \frac{P_{12\kappa}^2 + Q_{12\kappa}^2}{U_2^2} \cdot X_{12} = 4.873 \text{ Мвар},$$

$$U_1 = U_2 + \frac{P_{12\kappa} \cdot R_{12} + Q_{12\kappa} \cdot X_{12}}{U_2} = 111.172 \text{ кВ}.$$

По значению напряжения в узле U_1 из статических характеристик $P_1 = f(U_1)$ и $Q_1 = f(U_1)$ находим мощности P_1 и Q_1 и вычисляем зарядные мощности:

$$P_1 = P_{1n} \cdot (0.83 - 0.3 \cdot \frac{U_1}{U_{ном}} + 0.47 \cdot (\frac{U_1}{U_{ном}})^2) = 20.18 \text{ МВт},$$

$$Q_1 = Q_{1n} \cdot (5.5 - 10.7 \cdot \frac{U_1}{U_{ном}} + 6.2 \cdot (\frac{U_1}{U_{ном}})^2) = 15.373 \text{ Мвар},$$

$$Q_{312n} = \frac{U_1^2 \cdot b_{012} \cdot L_2}{2} = 0.317 \text{ Мвар},$$

$$Q_{3A1\kappa} = \frac{U_1^2 \cdot b_{0A1} \cdot L_1}{2} = 0.414 \text{ Мвар}.$$

Находим мощность в конце линии А-1:

$$P_{A1\kappa} = P_1 + P_{12n} = 35.352 \text{ МВт},$$

$$Q_{12\kappa} = Q_1 + Q_{12n} - Q_{312n} = 19.928 \text{ Мвар}.$$

Вычисляем мощность в начале линии А-1:

$$P_{A1n} = P_{A1\kappa} + \frac{P_{A1\kappa}^2 + Q_{12\kappa}^2}{U_1^2} \cdot R_{a1} = 36.16 \text{ МВт},$$

$$Q_{A1n} = Q_{12\kappa} + \frac{P_{A1\kappa}^2 + Q_{12\kappa}^2}{U_1^2} \cdot X_{a1} = 21.341 \text{ Мвар}.$$

По заданному напряжению источника питания U_a и мощности в начале линии А-1 вычисляют последовательно U_1 и первое приближение U_2 :

$$U_1 = U_a - \frac{P_{A1n} \cdot R_{a1} + Q_{A1n} \cdot X_{a1}}{U_a} = 112.135 \text{ кВ},$$

$$U_2 = U_1 - \frac{P_{12n} \cdot R_{12} + Q_{12n} \cdot X_{12}}{U_1} = 110.598 \text{ кВ}.$$

Вторая итерация:

$$P_2 = P_{2n} \cdot (0.83 - 0.3 \cdot \frac{U_{21}}{U_{ном}} + 0.47 \cdot (\frac{U_{21}}{U_{ном}})^2) = 15.052 \text{ МВт},$$

$$Q_2 = Q_{2n} \cdot (5.5 - 10.7 \cdot \frac{U_{21}}{U_{ном}} + 6.2 \cdot (\frac{U_{21}}{U_{ном}})^2) = 5.047 \text{ Мвар}.$$

$$Q_{312\kappa} = \frac{U_{21}^2 \cdot b_{012} \cdot L_2}{2} = 0.312 \text{ Мвар},$$

$$P_{12\kappa} = P_2 = 15.052 \text{ МВт},$$

$$Q_{12\kappa} = Q_2 - Q_{312\kappa} = 4.735 \text{ Мвар}.$$

$$P_{12n} = P_2 + \frac{P_{12\kappa}^2 + Q_{12\kappa}^2}{U_{21}^2} \cdot R_{12} = 15.224 \text{ МВт},$$

$$Q_{12n} = Q_{12\kappa} + \frac{P_{12\kappa}^2 + Q_{12\kappa}^2}{U_{21}^2} \cdot X_{12} = 4.916 \text{ Мвар}.$$

$$U_1 = U_{21} + \frac{P_{12n} \cdot R_{12} + Q_{12n} \cdot X_{12}}{U_{21}} = 112.127 \text{ кВ}.$$

$$P_1 = P_{1n} \cdot (0.83 - 0.3 \cdot \frac{U_1}{U_{ном}} + 0.47 \cdot (\frac{U_1}{U_{ном}})^2) = 20.251 \text{ МВт},$$

$$Q_1 = Q_{1n} \cdot (5.5 - 10.7 \cdot \frac{U_1}{U_{ном}} + 6.2 \cdot (\frac{U_1}{U_{ном}})^2) = 15.528 \text{ Мвар}.$$

$$Q_{312n} = \frac{U_1^2 \cdot b_{012} \cdot L_2}{2} = 0.321 \text{ Мвар},$$

$$Q_{341\kappa} = \frac{U_1^2 \cdot b_{041} \cdot L_1}{2} = 0.418 \text{ Мвар}.$$

$$P_{41\kappa} = P_1 + P_{12n} = 35.475 \text{ МВт},$$

$$Q_{12\kappa} = Q_1 + Q_{12n} - Q_{312n} = 20.123 \text{ Мвар}.$$

$$P_{41n} = P_{41\kappa} + \frac{P_{41\kappa}^2 + Q_{12\kappa}^2}{U_1^2} \cdot R_{a1} = 36.282 \text{ МВт},$$

$$Q_{41n} = Q_{12\kappa} + \frac{P_{41\kappa}^2 + Q_{12\kappa}^2}{U_1^2} \cdot X_{a1} = 21.536 \text{ Мвар}.$$

$$U_{12} = U_a + \frac{P_{41n} \cdot R_{a1} + Q_{41n} \cdot X_{a1}}{U_a} = 112.11 \text{ кВ},$$

$$U_{22} = U_{12} + \frac{P_{12n} \cdot R_{12} + Q_{12n} \cdot X_{12}}{U_{12}} = 110.575 \text{ кВ}.$$

$$E \geq |U_{12} - U_{11}| = 0.024,$$

$$E \geq |U_{22} - U_{21}| = 0.024.$$

Третья итерация: В третью итерацию подставляем значения напряжений, вычисленные во второй итерации. В итоге получаем:

$$U_{13} = U_a + \frac{P_{41n} \cdot R_{a1} + Q_{41n} \cdot X_{a1}}{U_a} = 112.111 \text{ кВ},$$

$$U_{23} = U_{13} + \frac{P_{12n} \cdot R_{12} + Q_{12n} \cdot X_{12}}{U_{13}} = 110.576 \text{ кВ}.$$

$$E \geq |U_{1_3} - U_{1_2}| = 0,001,$$

$$E \geq |U_{2_3} - U_{2_2}| = 0,001.$$

Условия выполняются.

Теперь покажем результаты расчета установившегося режима этой же сети без учета статических характеристик нагрузки по напряжению.

$$U_1 = U_a + \frac{P_{A1n} \cdot R_{a1} + Q_{A1n} \cdot X_{a1}}{U_a} = 112.181 \text{ кВ},$$

$$U_2 = U_{1_3} + \frac{P_{12n} \cdot R_{12} + Q_{12n} \cdot X_{12}}{U_1} = 110.645 \text{ кВ}.$$

Напряжения, рассчитанные без учета статических характеристик нагрузки по напряжению, отличаются от напряжений, рассчитанных с учетом характеристик на 0.06%.

Учет статических характеристик нагрузки по напряжению позволяет более точно определить напряжение в узлах сети.

Литература

1. Поспелов Г.Е. Электрические системы и сети / Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин, П.В. Лычев: под ред. В.Т. Федин. – Минск: Технопринт, 2004-720 с.

УДК 621.311

ВЛИЯНИЕ НЕСИММЕТРИИ НАГРУЗКИ ПО ФАЗАМ НА РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА

Денисевич Т.А.

Научный руководитель – старший преподаватель Мышковец Е.В.

Симметричная трехфазная система напряжений характеризуется схожими по модулю и фазе напряжениями во всех 3-х фазах. При несимметричных режимах напряжения в различных фазах не равны.

Несимметричные режимы в электрических сетях появляются по последующим причинам:

- 1) неодинаковые нагрузки в разных фазах,
- 2) неполнофазная работа линий либо других частей в сети,
- 3) разные характеристики линий в различных фазах.

Часто несимметрия напряжений появляется из-за неравенства нагрузок фаз. В городских и сельских сетях 0,38 кВ несимметрия напряжений вызывается в основном подключением однофазных осветительных и бытовых электроприемников малой мощности. Количество таких однофазных электроприемников велико, и их необходимо умеренно распределять по фазам для уменьшения несимметрии.

Для проведения расчета примем следующие исходные данные.

Внутри здания сети внутреннего электроснабжения выполнены по схеме "звезда" с нейтральным проводом. Отдельные помещения подключены к разным фазам трехфазного источника электроэнергии с линейным напряжением $U_{\text{л}} = 380 \text{ В}$ и частотой тока $f = 50 \text{ Гц}$, в качестве которого используется распределительный щит или электрический шкаф; нагрузки фаз: в фазе А – лампы накаливания, электродвигатель, калорифер, в фазе В – лампы накаливания, электродвигатель, трансформатор, в фазе С - калорифер. Считаем лампу накаливания активной нагрузкой, калорифер, электродвигатель и трансформатор активно-индуктивной нагрузкой. Электрическая схема замещения рассчитываемой трехфазной цепи представлена на рис. 1.

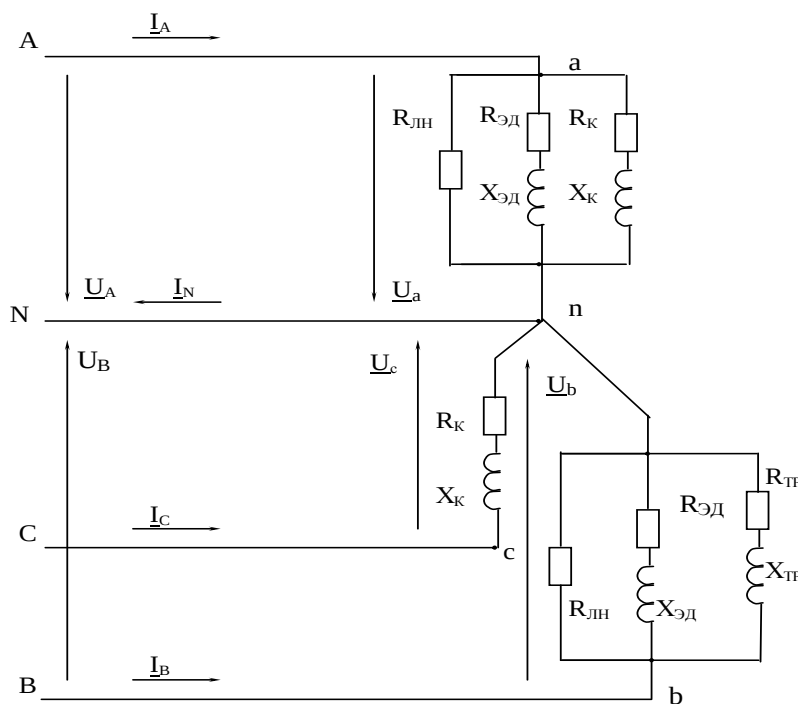


Рисунок 1. Электрическая схема замещения трехфазной цепи

Исходные данные приведены в таблице 1 и таблице 2.

Таблица 1 - Параметры нагрузки

Лампы накаливания	Калориферы		Трансформаторы		Электродвигатели		
$P_{\text{лн}}, \text{Вт}$	$P_{\text{к}}, \text{Вт}$	$\cos \varphi_{\text{к}}$	$S_{\text{тр}}, \text{ВА}$	$\cos \varphi_{\text{тр}}$	$P_{\text{эд}}, \text{Вт}$	КПД	$\cos \varphi_{\text{эд}}$
200	1100	0,995	1500	0,65	1000	0,75	0,8

Таблица 2 - Параметры линии передачи

$L, \text{м}$	$\rho, \text{Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$	$A, \text{мм}^2$
185	0,03	3

Находим значение активного и реактивного сопротивлений по следующим формулам:

а) для лампы накаливания

$$R = \frac{U_{\phi}^2}{P}, \quad (1)$$

где R - активное сопротивление, Ом;

U_{ϕ} - фазное напряжение, В;

$P_{\text{лн}}$ - активная мощность, Вт;

б) для калорифера, трансформатора, электродвигателя:

$$Z = \frac{U_{\phi}^2}{S}, \quad (2)$$

где $Z_{\text{к}}$ - полное сопротивление, Ом;

$S_{\text{к}}$ - полная мощность, Вт;

$$R = Z * \cos \varphi, \quad (3)$$

$$X = Z * \sin \varphi; \quad (4)$$

где X - реактивное сопротивление, Ом;

Так как анализируется схема соединения звездой с нейтральным проводом, то благодаря последнему фазные напряжения равны

$$U_{\phi} = \frac{U_{\text{л}}}{\sqrt{3}} \quad (5)$$

Для рассматриваемого примера вычисляем по формулам (1) - (5) и сводим в таблицу 3:

Таблица 3 - Значения сопротивлений

	Полное сопротивление	Активное сопротивление	Реактивное сопротивление
Лампа накаливания		242,00	
Калорифер	43,78	43,56	4,37
Трансформатор	32,27	20,97	24,54
Электродвигатель	29,04	23,23	17,42

Ток, протекающий через каждый потребитель, рассчитываем по закону Ома. При этом чтобы получить и действующее значение, и начальную фазу токов, расчет ведём в комплексной форме.

Для фазы А:

$$\underline{I}_{\text{лн}}^a = \underline{U}_A / R_{\text{лн}} = 220e^{j0} / 242 = 0,909 A;$$

$$\underline{I}_{\text{эд}}^a = \underline{U}_A / Z_{\text{эд}} = 220e^{j0} / [29,04e^{j \arccos 0,8}] = 7,576e^{-j36,87} A,$$

$$\underline{I}_{\text{к}}^a = \underline{U}_A / Z_{\text{к}} = 220e^{j0} / [43,78e^{j \arccos 0,995}] = 5,025e^{-j5,735} A;$$

Для фазы В, С ток, протекающий через каждый потребитель, рассчитываем аналогично

$$\underline{I}_{ЛН}^b = 0,909e^{-j120} A, \quad \underline{I}_{ЭД}^b = 7,576e^{-j156,87} A, \quad \underline{I}_{ТР}^b = 6,817e^{-j169,46} A;$$

$$\underline{I}_K^c = 5,025e^{-j245,73} A.$$

Рассчитаем активную, реактивную и полную мощности каждой фазы:

Для фазы А:

$$P_a = P_{ЛН} + P_K + (P_{ЭД} / \eta) = 200 + 1100 + (1000 / 0,75) = 2633 Bm,$$

$$Q_a = I_K^2 X_K + I_{ЭД}^2 X_{ЭД} = 5,025^2 * 4,37 + 7,576^2 * 17,42 = 1110 Var,$$

$$S_a = \sqrt{P_a^2 + Q_a^2} = \sqrt{2633^2 + 1110^2} = 2857 BA;$$

Для фазы В, С рассчитываем мощности аналогично

$$P_b = 2508 Bm; \quad Q_b = 2139 Var, \quad S_b = 3296 BA;$$

$$P_c = P_K = 1100 Bm, \quad Q_c = 110 Var, \quad S_c = 1106 BA.$$

Коэффициент мощности для каждой фазы равен:

$$\cos \varphi_a = P_a / S_a = 2633 / 2857 = 0,922,$$

$$\cos \varphi_b = P_b / S_b = 2508 / 3296 = 0,761,$$

$$\cos \varphi_c = \cos \varphi_K = 0,995.$$

Линейные токи и ток в нейтральном проводе удобнее всего рассчитывать в комплексной форме по первому закону Кирхгофа:

$$\underline{I}_A = \underline{I}_{ЛН}^a + \underline{I}_{ЭД}^a + \underline{I}_K^a = 0,909 + 7,576e^{-j36,87} + 5,025e^{-j5,73} = 12,99e^{-j22,86} A,$$

$$\underline{I}_B = \underline{I}_{ЛН}^b + \underline{I}_{ЭД}^b + \underline{I}_{ТР}^b = 0,909e^{-j120} + 7,576e^{-j156,87} + 6,817e^{-j169,46} = 14,99e^{j199,53} A,$$

$$\underline{I}_C = \underline{I}_K^c = 5,025e^{-j245,73},$$

$$\underline{I}_N = \underline{I}_A + \underline{I}_B + \underline{I}_C = 11,97 - 5,047j - 14,124 - 5,01j - 2,065 + 4,58j = 6,91e^{j232,39} A.$$

Полное сопротивление каждой фазы находим используя метод проводимостей или эквивалентных преобразований:

$$\underline{Z}_a = \underline{U}_A / \underline{I}_A = 16,96e^{j23,02} Ом, \quad \underline{Z}_b = \underline{U}_B / \underline{I}_B = 14,7e^{j40,54} Ом, \quad \underline{Z}_c = \underline{U}_C / \underline{I}_C = 43,78e^{j5,73} Ом.$$

Используя для мощности трехфазной цепи, находим:

$$P_H = P_a + P_b + P_c = 2633 + 2508 + 1100 = 6241 Bm,$$

$$Q_H = Q_a + Q_b + Q_c = 1110 + 2139 + 110 = 3359 Var,$$

$$S_H = \sqrt{P_H^2 + Q_H^2} = \sqrt{6241^2 + 3359^2} = 7088 BA,$$

$$\cos \varphi_H = P_H / S_H = 6241 / 7088 = 0,8805.$$

Баланс мощностей для цепи переменного тока, в том числе и трехфазной цепи, заключается в вычислении отдельно суммы активных мощностей и суммы реактивных мощностей, потребляемых всеми электроприемниками, и сравнении значений этих сумм с действительной и мнимой частями комплекса полной мощности, отдаваемой источником (источниками) электроэнергии:

$$\underline{S} = \underline{U}_A \underline{I}_A^* + \underline{U}_B \underline{I}_B^* + \underline{U}_C \underline{I}_C^* = P + jQ, \quad (6)$$

где $\underline{I}_A^*, \underline{I}_B^*, \underline{I}_C^*$ - сопряженные комплексы линейных токов.

$$\underline{S} = 220 \exp(j0) 12,99e^{j22,86} + 220e^{-j120} * 14,99 * e^{-j199,53} + 220e^{-j240} * 5,025e^{j245,73} = 6242,1 + j3361,$$

т.е. $P = 6242,1 Bm$, $Q = 3361 Var$.

Почти такие же результаты получены выше, где $P_H = 6241 Bm$, $Q_H = 3359 Var$. Так как эти данные найдены именно как суммы мощностей отдельных потребителей, считаем, что баланс мощностей сошелся с погрешностью менее 1%, что означает правильность выполненных ранее расчетов.

Векторная диаграмма представлена на рис. 2.

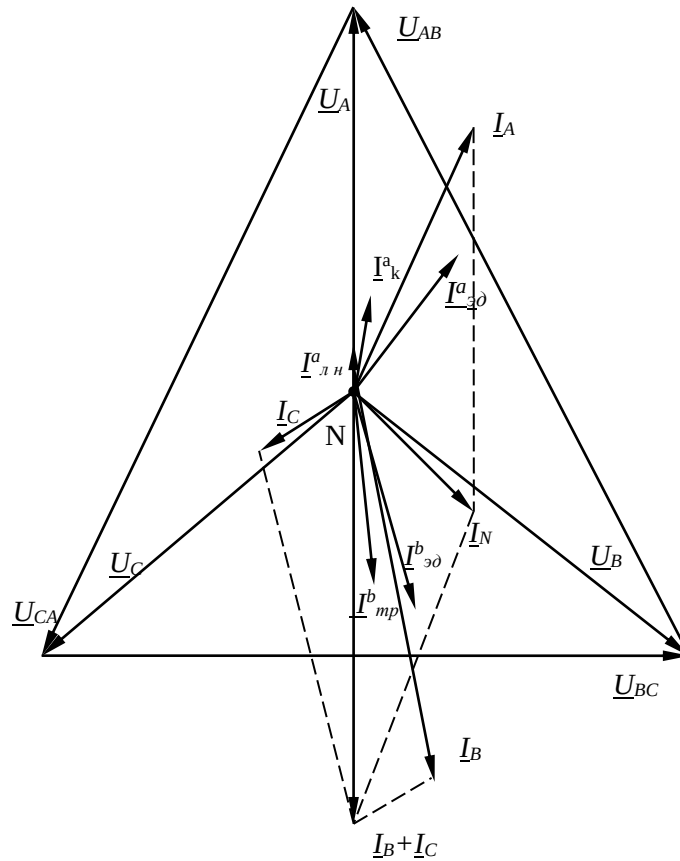


Рисунок 2 Векторная диаграмма цепи с нейтральным проводом

Наименьший коэффициент мощности в фазе b: $\cos \varphi_B = 0,761$, который повысим до значения $\cos \varphi_B = 0,995$. С этой целью параллельно нагрузкам фазы b включаем конденсатор, емкость которого определим из формулы:

$$tg \varphi_1 = (B_{\text{эд}} + B_{TP} - B_C) / (G_{\text{лн}} + G_{\text{эд}} + G_{TP}), \quad (7)$$

где $tg \varphi_1$ определяем по заданному $\cos \varphi_1$;

$$B_C = 2\pi f C = 100\pi C, \quad (8)$$

Для рассматриваемого примера имеем:

$$G_{\text{лн}} = 1/R_{\text{лн}} = 1/242 = 0,0041 \text{ См},$$

$$G_{\text{эд}} = R_{\text{эд}} / (R_{\text{эд}}^2 + X_{\text{эд}}^2) = R_{\text{эд}} / Z_{\text{эд}}^2 = 23,23 / 29,04^2 = 0,0275 \text{ См},$$

$$G_{TP} = R_{TP} / (R_{TP}^2 + X_{TP}^2) = R_{TP} / Z_{TP}^2 = 0,0201 \text{ См},$$

$$G_{\text{лн}} + G_{\text{эд}} + G_{TP} = 0,0517 \text{ См},$$

$$B_{\text{эд}} + B_{TP} = X_{\text{эд}} / Z_{\text{эд}}^2 + X_{TP} / Z_{TP}^2 = 0,0442 \text{ См}.$$

$$B_C = 0,0442 - 0,1004 * 0,0517 = 0,039 \text{ См},$$

$$C = 0,039 / 100 = 124 * 10^{-6} \text{ Ф} = 124 \text{ мкФ}.$$

$$Q_C = U_B^2 * B_C = 220^2 * 0,039 = 1888 \text{ ВАр}.$$

При наличии конденсатора линейный ток фазы b найдём по формуле:

$$I_B = U_B \sqrt{(G_{\text{лн}} + G_{\text{эд}} + G_{TP})^2 + (B_{\text{эд}} + B_{TP} - B_C)^2}, \quad (9)$$

$I_B = 220 \sqrt{0,0517^2 + 0,005^2} = 11,43 \text{ А}$, что меньше действующего значения линейного тока при отсутствии конденсатора.

В нашем случае наиболее мощным электроприемником является электродвигатель,

который потребляет наибольший ток $I_{\text{ЭД}} = 7,576 \text{ А}$. Так как в схеме рис. 1 два электродвигателя, будем считать, что удалён от источника электроэнергии электродвигатель фазы а (рис. 3).

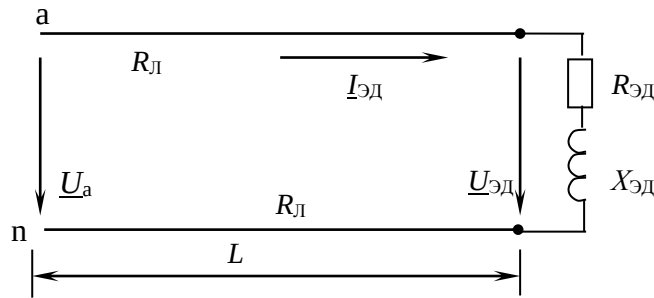


Рисунок. 3 Схема включения электродвигателя через двухпроводную линию передачи

Сопротивление каждого провода двухпроводной линии передачи равно:

$$R_L = \rho l / A = 0,03 * 185 / 3 = 1,85 \text{ Ом}.$$

Тогда фактическое напряжение на электродвигателе равно:

$$\underline{U}_{\text{ЭД}} = \underline{U}_a - \underline{I}_{\text{ЭД}} 2R_L, \quad (10)$$

$$\underline{I}_{\text{ЭД}} = \underline{U}_{\text{ЭД}} / (2R_L + \underline{Z}_{\text{ЭД}}) = 220 / (3,7 + 23,23 + j17,42) = (5,76 - j3,73) \text{ А},$$

$$\underline{U}_{\text{ЭД}} = 220(5,76 - j3,73) / 3,7 = 198,69 + j13,8 = 199,17 e^{j3,97},$$

т.е. $U_{\text{ЭД}} = 199,17 \text{ В}$, что более чем на 5% отличается от номинального фазного напряжения $U_{\phi} = 220 \text{ В}$.

Так как нагрузка является несимметричной, то при разорванном нейтральном проводе возникает напряжение смещения нейтрали, которое определяется по формуле:

$$\underline{U}_{Nn} = \frac{\underline{U}_A / \underline{Z}_a + \underline{U}_B / \underline{Z}_b + \underline{U}_C / \underline{Z}_c}{1 / \underline{Z}_a + 1 / \underline{Z}_b + 1 / \underline{Z}_c}, \quad (11)$$

$$\begin{aligned} \underline{U}_{Nn} &= \frac{220}{[16,96 \exp(j23,02^\circ)]} + \frac{[220 \exp(-j120^\circ)]}{[14,78 \exp(j40,54^\circ)]} + \frac{[220 \exp(-j240^\circ)]}{[43,78 \exp(j5,73^\circ)]} = \\ &= \frac{1}{[16,96 \exp(j23,02^\circ)]} + \frac{1}{[14,7 \exp(j40,54^\circ)]} + \frac{1}{[43,78 \exp(j5,73^\circ)]} = \\ &= -7,73 - j46,61 = 47,24 \exp(-j99,4^\circ). \end{aligned}$$

Фазные напряжения на нагрузке равны:

$$\underline{U}_a = \underline{U}_A - \underline{U}_{Nn} = 220 + 7,73 + j46,61 = 227,73 + j46,61 = 232,45 e^{j11,6} \text{ В},$$

$$\underline{U}_b = \underline{U}_B - \underline{U}_{Nn} = 220 e^{-j120^\circ} + 7,73 + j46,61 = -102,27 - j143,92 = 176,55 e^{-j125,4} \text{ В},$$

$$\underline{U}_c = \underline{U}_C - \underline{U}_{Nn} = 220 e^{-j240^\circ} + 7,73 + j46,61 = -102,27 + j237,14 = 258,25 e^{j113,33} \text{ В}.$$

Линейные токи, как и ранее, определим в комплексной форме по закону Ома:

$$\underline{I}_a = \underline{U}_a / \underline{Z}_a = 232,45 e^{j11,6} / 16,96 e^{j23,02} = 13,7 e^{-j11,4},$$

$$\underline{I}_b = \underline{U}_b / \underline{Z}_b = 176,55 e^{-j125,4} / 14,7 e^{j40,54} = 12 e^{-j165,9},$$

$$\underline{I}_c = \underline{U}_c / \underline{Z}_c = 258,25 e^{j113,33} / 43,78 e^{j15,73} = 5,9 e^{j107,6}.$$

Совмещенная диаграмма напряжений и линейных токов при отсутствии нейтрального провода представлена на рис. 4.

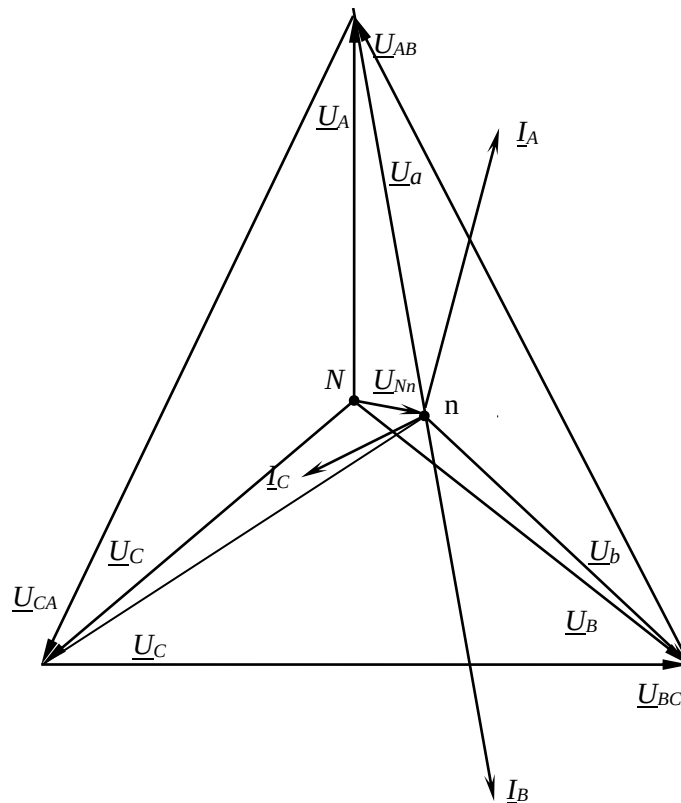


Рисунок 4. Векторная диаграмма цепи без нейтрального провода

При анализе полученных результатов следует учесть, что хотя в трехфазной сети с целью обеспечения неизменности фазных напряжений на нагрузке и равенства их между собой присутствует нейтральный провод, при значительно несимметричной нагрузке могут быть нежелательные явления:

1) Большое возрастание тока в одном из линейных проводов ведет к ощутимому падению напряжения на сопротивлении этого провода, если он достаточно длинный и имеет малую площадь сечения. В результате фазное напряжение на нагрузке может заметно снизиться, что часто недопустимо для работы электропотребителей.

2) Из-за значительного неравенства нагрузок отдельных фаз резко возрастает ток в нейтральном проводе, что может быть причиной его перегрева вплоть до возникновения аварийной ситуации. Кроме того, возросшее падение напряжения на сопротивлении нейтрального провода ведет к появлению напряжения смещения нейтрали, а значит к неравенству фазных напряжений на нагрузке, что особенно проявляется при обрыве нейтрального провода. В рассмотренном примере в последнем случае получены следующие фазные напряжения: $U_a = 232B > U_\phi$, $U_b = 177B < U_\phi$, $U_c = 258B > U_\phi$. Следовательно, перенапряжение в фазах а и с ведет к быстрому выходу из строя потребителей, а значительное снижение напряжения в фазе б может привести к остановке оборудования. Поэтому необходимо постоянно следить за уровнем несимметрии нагрузки путем замера фазных сопротивлений (или линейных токов) и вычисления напряжения смещения нейтрали или замера фазных напряжений.

Литература

1. Электротехника и электрооборудование/ П.П.Ястребов, И.П.Смирнов, Г.Д.Журавлев и др.; Под ред.П.П. Ястребова. Воронеж: Изд-во ВГУ, 1987.
2. Борисов Ю.М., Липатов Д.Н., Зорин Ю.Н. Электротехника. М.: Энергоатомиздат. 1985.
3. Сборник задач по электротехнике и основам электроники / Под ред. В. Г. Герасимова, М.: Высшая школа, 1987.

УДК 621.316

ВЛИЯНИЕ ИСПОЛЬЗУЕМОЙ МОДЕЛИ НАГРУЗОК НА РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА

Горовой Д.Д., Шелест М. В.

Научный руководитель – старший преподаватель. Мышковец Е.В.

Режим работы электрической системы непрерывно изменяются в режиме реального времени, но эти изменения, происходящие около некоторого среднего значения, могут быть настолько малыми, что режим работы электрической системы практически не изменяется. Режим работы электрической системы, при котором параметры режима (напряжение, токи, мощности, частота) остаются практически неизменными, называют установившимся режимом работы.

Перед выполнением расчета установившегося режима работы электрической системы необходимо составить схему замещения электрической системы. Схема замещения электрической системы представляет собой электрическую схему, в которой все реальные элементы заменены максимально близкими по функциональности цепями из идеальных элементов.

Модели нагрузок задаются постоянной по величине мощностью.

В рассматриваемом способе модели нагрузок представляются постоянной по величине значением активной и реактивной мощностью.

Изменяющимися параметрами в данном случае являются модуль и угол напряжения в узле.

Такая форма представления нагрузки используется для питающих сетей и иногда распределительных сетей (10-35) кВ.

Так как в модели нагрузок с постоянной мощностью у нас изменяются ток и напряжение, мы изменяли напряжение в узлах сети и наблюдали изменение токов. Что и показали расчеты в программе RastrWin:

1) В данном случае напряжение в балансирующем узле 38 кВ (рис.1).

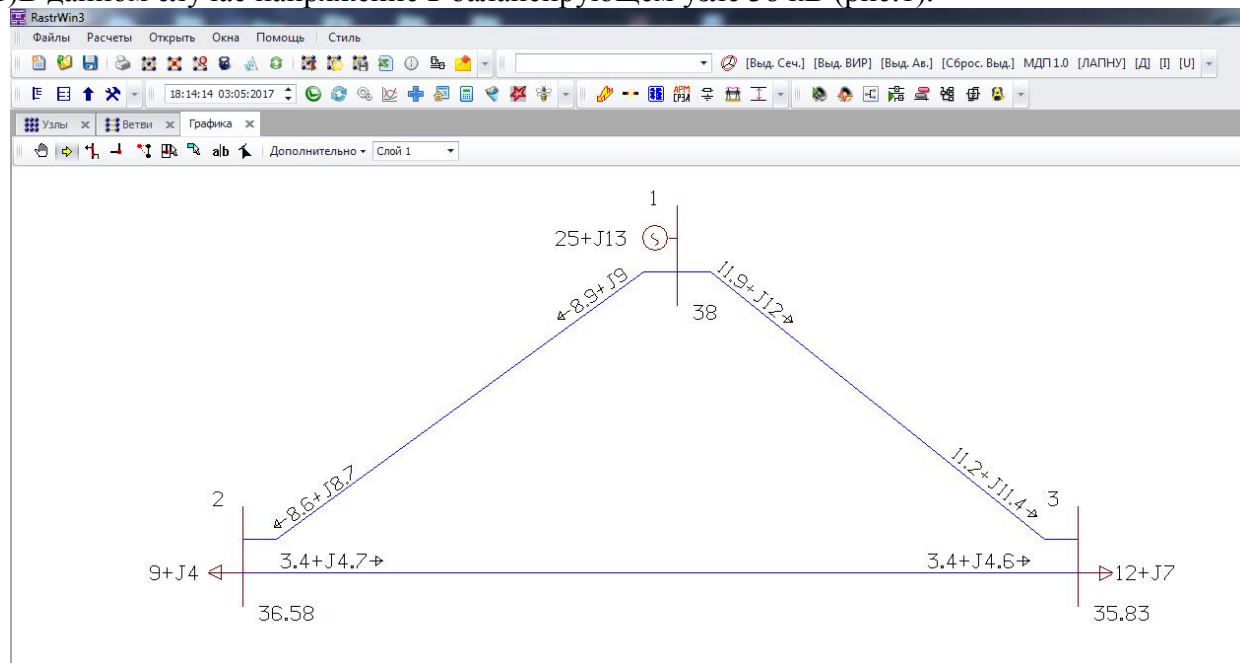


Рисунок 1. Расчет в программе RastrWin для схемы сети напряжением 38 кВ

Мы задаём сеть номинального напряжения 35 кВ, состоящую из 2 нагрузочных узлов и 1 балансирующего (БУ). А так же из 3 линий электропередач, которые образуют замкнутую сеть. В данном случае задаем напряжение 38 кВ, задаем нагрузки в узлах и сопротивления ветвей.

2) Во втором случае мы задавали выше приведенную схему для напряжения 220 кВ, только с учетом других параметров. В данном случае мощность в нагрузочных узлах остается постоянной, но изменяется напряжение в БУ. В процессе расчёта использовались следующие обозначения:

- P - активная мощность, кВт;
- Q - реактивная мощность, Мвар;
- S - полная мощность, МВ·А;
- L - длина линий, км;
- r - активное сопротивление 1км линии, Ом/км;
- x - индуктивное сопротивление 1км линии, Ом/км;;
- R - активное сопротивление, Ом;
- X - индуктивное сопротивление, Ом;
- I - ток, А.

Произведем расчет изменения напряжения для схем с разным напряжением в процентах:

1) Для схемы 35 кВ (для нагрузочного узла):

$$\Delta U_{\%} = \frac{U_1 - U_2}{U_1} \cdot 100\% = 14\%$$

где, U_1 -напряжение в нагрузочном узле для 1 случая;

U_2 - напряжение, измененное на 10% в нагрузочном узле для 2 случая.

2) Для схемы 220 кВ (для нагрузочного узла):

$$\Delta U_{\%} = \frac{U_1 - U_2}{U_1} \cdot 100\% = 10\%$$

где, U_1 -напряжение в нагрузочном узле для 1 случая;

U_2 - напряжение, измененное на 10% в нагрузочном узле для 2 случая.

Проанализировав расчеты, было выяснено, что при изменении напряжения в БУ на 10% в 2 схемах, падение напряжения составило больший процент в сетях напряжением 35 кВ, чем в сетях $U_n = 220$ кВ.

Этот способ задания нагрузки является оптимальным для электрических систем полностью обеспеченных устройствами регулирования напряжения.

Нагрузка задаётся постоянным по модулю и фазе током.

В рассматриваемом способе модели нагрузок представляются постоянной по модулю и фазе тока.

В данном случае изменяющимися параметрами являются модуль и угол напряжения в узле, а также активная и реактивная мощность.

Был произведен расчет для схемы номинальным напряжением 220 кВ, состоящую из 2 нагрузочных узлов и 1 балансирующего (БУ). А так же из 3 линий электропередач, которые образуют замкнутую сеть.

$$U_1 = 238\text{кВ}; \quad U_n = 220\text{кВ};$$

$$P_2 = 65\text{кВт}; \quad P_3 = 35\text{кВт};$$

$$Q_2 = 30\text{МВар}; \quad Q_3 = 15\text{МВар};$$

$$L_{12} = 60\text{км}; \quad L_{13} = 80\text{км}; \quad L_{23} = 50\text{км};$$

$$r_{12} = 0.098 \text{ Ом/км}; \quad r_{13} = 0.075 \text{ Ом/км}; \quad r_{23} = 0.121 \text{ Ом/км};$$

$$x_{12} = 0.429 \text{ Ом/км}; \quad x_{13} = 0.420 \text{ Ом/км}; \quad x_{23} = 0.432 \text{ Ом/км};$$

$$R_{12} = r_{12} \cdot L_{12} = 5.88 \text{ Ом}; \quad R_{13} = r_{13} \cdot L_{13} = 6 \text{ Ом}; \quad R_{23} = r_{23} \cdot L_{23} = 6.05 \text{ Ом};$$

$$X_{12} = x_{12} \cdot L_{12} = 25.74 \text{ Ом};$$

$$X_{13} = x_{13} \cdot L_{13} = 33.6 \text{ Ом}; \quad X_{23} = x_{23} \cdot L_{23} = 21.6 \text{ Ом};$$

$$dP_{12} = \frac{(P_2)^2 + (Q_2)^2}{U_n^2} r_{12} \cdot L_{12} = 0.623\text{кВт};$$

$$dQ_{12} = \frac{(P_2)^2 + (Q_2)^2}{U_n^2} x_{12} \cdot L_{12} = 2.726\text{МВар};$$

$$\begin{aligned}
 dP_{13} &= \frac{(P_3)^2 + (Q_3)^2}{U_n^2} r_{13} \cdot L_{13} = 0.105 \text{ кВт}; \\
 dQ_{13} &= \frac{(P_3)^2 + (Q_3)^2}{U_n^2} x_{13} \cdot L_{13} = 0.59 \text{ МВар}; \\
 dP_{23} &= \frac{(P_3)^2 + (Q_3)^2}{U_n^2} r_{23} \cdot L_{23} = 0.106 \text{ кВт}; \\
 dQ_{23} &= \frac{(P_3)^2 + (Q_3)^2}{U_n^2} x_{23} \cdot L_{23} = 0.379 \text{ МВар}; \\
 P_{12} &= P_2 + dP_{12} = 65.623 \text{ кВт}; \quad P_{13} = P_3 + dP_{13} = 25.105 \text{ кВт}; \\
 P_{23} &= P_3 + dP_{23} = 25.106 \text{ кВт}; \\
 Q_{12} &= Q_2 + dQ_{12} = 32.726 \text{ МВар}; \quad Q_{13} = Q_3 + dQ_{13} = 15.59 \text{ МВар}; \\
 Q_{23} &= Q_3 + dQ_{23} = 15.379 \text{ МВар}; \\
 U_2 &= (U_1 - \frac{P_{12} \cdot r_{12} \cdot L_{12} + Q_{12} \cdot x_{12} \cdot L_{12}}{U_1}) - \frac{P_{12} \cdot r_{12} \cdot L_{12} - Q_{12} \cdot x_{12} \cdot L_{12}}{U_1} = 234.757 \text{ кВ}; \\
 U_3 &= (U_1 - \frac{P_{13} \cdot r_{13} \cdot L_{13} + Q_{13} \cdot x_{13} \cdot L_{13}}{U_1}) - \frac{P_{13} \cdot r_{13} \cdot L_{13} - Q_{13} \cdot x_{13} \cdot L_{13}}{U_1} = 236.734 \text{ кВ}; \\
 S_2 &= \sqrt{P_{12}^2 + (j \cdot Q_{12})^2} = 56.88 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \quad S_3 = \sqrt{P_{13}^2 + (j \cdot Q_{13})^2} = 19.678 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \\
 I_2 &= \frac{S_2}{U_2} = 0.242 \text{ А}; \quad I_3 = \frac{S_3}{U_3} = 0.083 \text{ А};
 \end{aligned}$$

Так при изменении напряжения на 11% в БУ мощность в нагрузочных узлах изменяется на 9%.

При изменении напряжения в сети 35 кВ в БУ на 10% мощность в нагрузочных узлах изменяется на 9%.

В данной модели задания нагрузок постоянным по модулю и фазе током за основу была взята формула $S = U \cdot I$. То есть при изменении напряжения в БУ и мощности в нагрузочных узлах, изменялось напряжение в нагрузочных узлах.

Нагрузка задаётся постоянным сопротивлением или проводимостью.

Независимыми параметрами в данном случае являются модуль и угол напряжения в узле, а также значения активной и реактивной мощности, которые являются функцией от напряжения в узле.

Следует отметить, что представление нагрузки в виде постоянного значения проводимости используется при расчете электромеханических переходных процессов.

Для данного расчета использовали провод марки АС-240/32.

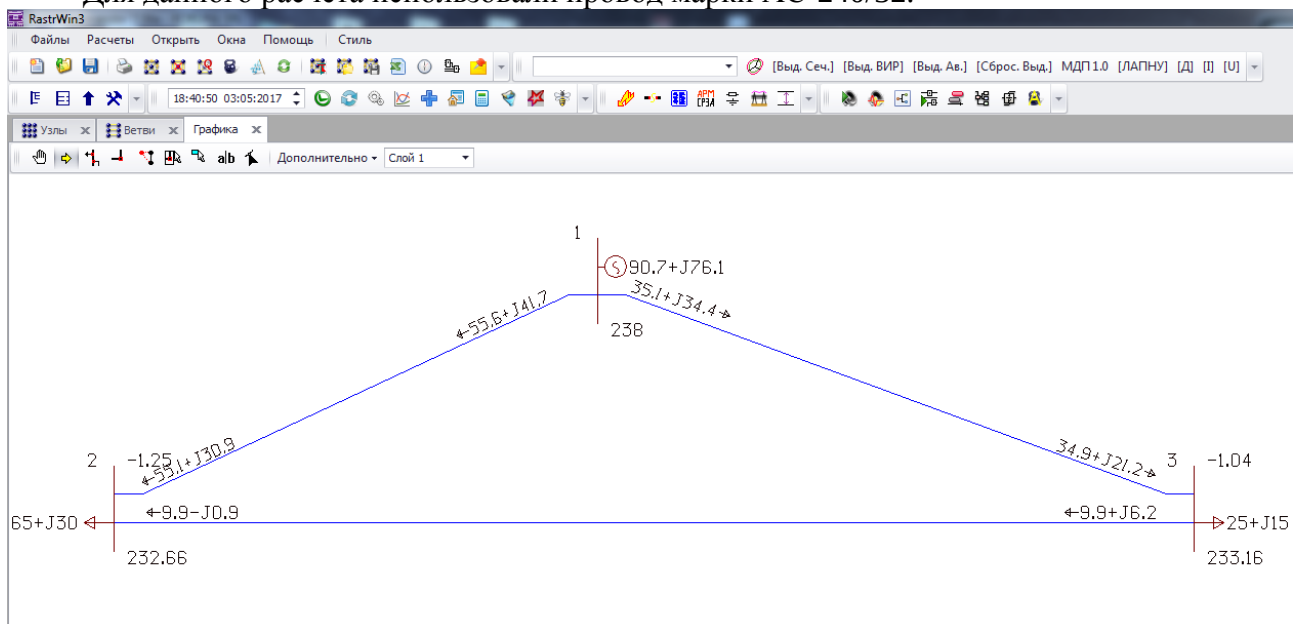


Рисунок 2. Расчет в программе RastrWin для сопротивлений

При модели нагрузок при постоянном сопротивлении мощности нагрузок зависят от напряжения, то есть они являются эквивалентными статическим характеристикам $(P(U); Q(U))$ Могут использоваться для линий различных напряжений.

Так как в сети номинального напряжения 110кВ и 220 кВ могут применяться провода марки АС-240/32, следовательно, можно увидеть, что сопротивления и проводимости остаются неизменными. Но следует учесть, что при номинальном напряжении 110кВ и 220кВ нагрузки будут разные из-за разных напряжений.

Вывод: каждая из моделей задания нагрузок применяется для сетей различного класса напряжения, так потери в разных моделях нагрузки для сетей разных номинальных напряжений будут отличаться.

Литература:

1. Поспелов Г.Е., Федин В. Т. Лычёв П. В., Электрические системы и цепи: Учебник.-Мн.:УП “Технопринт”, 2004.-720 с.
2. Фадеева Г. А., Федин В. Т., Шиманская Т. А. Установившиеся режимы электрических систем и сетей. Лаб. работы для студентов-“Электроэнергетика” –Мн.: ЗАО “Техноперспектива”, 2000.-52с.
3. Представление электрических нагрузок в схемах замещения электрических сетей, <http://studopedia.org/4-95797.html>-Дата доступа: 04.05.2007.

УДК 621.311

ВОЗМОЖНОСТИ ПРОГРАММЫ RASTRWIN

Панфило М.И., Прончак В.Ю.

Научный руководитель – старший преподаватель Мышковец Е.В.

Программный комплекс RastrWin3 предназначен для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем.

Особенности программного комплекса Расчетные модули:

- расчет установившихся режимов электрических сетей произвольного размера и сложности, любого напряжения (от 0.4 до 1150 кВ). Полный расчет всех электрических параметров режима (токи, напряжения, потоки и потери активной и реактивной мощности во всех узлах и ветвях электрической сети);
- расчет установившихся режимов с учетом частоты;
- проверка исходной информации на логическую и физическую непротиворечивость;
- эквивалентирование электрических сетей;
- оптимизация электрических сетей по уровням напряжения, потерям мощности и распределению реактивной мощности;
- расчет положений регуляторов трансформатора под нагрузкой и положений вольтодобавочных трансформаторов;
- учет изменения сопротивления автотрансформатора при изменении положений РПН
- расчет предельных по передаваемой мощности режимов энергосистемы, определение опасных сечений;
- структурный анализ потерь мощности – по их характеру, типам оборудования, районам и уровням напряжения;
- проведение серийных (многовариантных расчетов) по списку возможных аварийных ситуаций;
- моделирование отключения ЛЭП, в том числе одностороннего, и определение напряжения на открытом конце;
- моделирование генераторов и возможность задания их PQ-диаграмм;
- моделирование зависимостей $Q_{\max}(V)$ генератора с учетом ограничений по токам ротора и статора;
- моделирование линейных и шинных реакторов, в том числе с возможностью их отключения;
- анализ допустимой токовой загрузки ЛЭП и трансформаторов, в том числе с учетом зависимости допустимого тока от температуры;
- расчет агрегатной информации (потребление, генерация, внешние перетоки) по различным территориальным и ведомственным подразделениям;
- сравнение различных режимов по заданному списку параметров.

Пользовательский интерфейс:

1. Табличный процессор. Для подготовки, коррекции и отображения расчетной схемы используется табличный процессор, где вся информация структурирована по типу (Узлы, Ветви, Генераторы и т.д.). Основные особенности табличного процессора:

- индивидуальная и групповая (по формулам) коррекция и ввод параметров;
- произвольная настройка вида отображения (положение столбцов);
- возможность сортировки по любому столбцу и сортировки по нескольким столбцам;
- выбор точности отображения данных;
- возможность отображения данных в альтернативных единицах (например, в киловаттах вместо мегаватт или в относительных единицах);
- контекстные переходы между таблицами;
- возможность создания пользовательских таблиц;

- «сдвоенные» таблицы, (например, узел и подходящие к нему ветви) с возможностью их создания;

- динамический обмен данными с MS Excel;
- экспорт и импорт табличной информации в виде CSV-файлов.

2. **Однолинейная графическая схема.** В RastrWin3 входят следующие средства подготовки и отображения однолинейной графической схемы:

- автоматизированная подготовка графической схемы на основе расчетной. Подготовка окон для отображения численной информации;

- отображение численной (расчетной) информации в подготовленных окнах. Конкретный тип отображаемой информации задается пользователем;

- проведение коммутаций (отключение/включение) и коррекций непосредственно на графической схеме;

- динамическая «заливка» схемы в зависимости от значения, выбранного параметра (например, отклонения напряжения от номинального).

3. **Элемент «Селектор» для иерархического (древовидного) представления схемы.**

Встроенная база данных:

- хранение данных (как исходного, так и расчетного характера) производится в единой базе данных;

- при загрузке и сохранении файлов используются шаблоны, определяющие тип файла (режим, графика, сечения и т.д.). В шаблоне хранится описание данных (точность, допустимые значения, формулы и т.д.). Пользователь может как изменять, так и создавать свои шаблоны.

Все номера узлов и ветвей должны быть положительными целыми числами в диапазоне от 1 до 2 147 483 647. Все названия не должны превышать в длину 256 символов.

Ввод схемы рекомендуется начинать с данных по узлам. Минимально необходимой информацией для каждого узла является его номер (Номер) и номинальное напряжение ($U_{\text{ном}}$). Для узлов нагрузки требуется дополнительно ввести активную и реактивную мощность потребления ($P_{\text{н}}$, $Q_{\text{н}}$). Для узлов с генераторами или компенсаторами необходимо дополнительно задать пределы изменения реактивной мощности (Q_{min} , Q_{max}), в графе $V_{\text{зд}}$ для этих узлов указать заданный (фиксированный) модуль напряжения, который будет выдержан, если позволят пределы регулирования реактивной мощности. Один из узлов должен быть назначен базисным (балансирующим), для чего в меню Тип этого узла надо выбрать строку База. Остальные типы узлов (Нагрузка, Генератор) и ветвей (ЛЭП, Тр-р) выбираются программой автоматически при расчете режима. Список основных параметров, относящихся к узлу, приведен ниже: **Отметка узла** используется для сортировки, выборки, эквивалентирования и т.д.; **Состояние узла** – отключен/включен; **Район** – номер района, к которому относится узел; **Номер** – номер узла; **$N_{\text{схн}}$** – номер статической характеристики нагрузки (СХН). **Название** – название узла; **$U_{\text{ном}}$** – номинальное напряжение; **$P_{\text{н}}$, $Q_{\text{н}}$** – мощность нагрузки; **$P_{\text{г}}$, $Q_{\text{г}}$** – мощность генерации; **Q_{min} , Q_{max} , $V_{\text{зд}}$** – пределы генерации реактивной мощности и заданный модуль напряжения. В узле фиксируется модуль $V_{\text{зд}}$, если он не равен нулю и задано $Q_{\text{min}} < Q_{\text{max}}$; **$G_{\text{ш}}$, $B_{\text{ш}}$** – проводимость шунта на землю (ШР или БСК), мкСм; **V , Δ** – расчетный модуль и угол напряжения. Для базисных узлов – исходные данные, для остальных – расчетные величины. Часть перечисленных параметров в таблице скрыта, изменить их видимость можно с помощью меню, вызываемого щелчком правой кнопки мыши на заголовке соответствующего столбца – «Выбор колонок». При вводе данных по ветвям (пункт меню Ветви) задаются номера узлов, ограничивающих ветвь. Разделение ветвей на ЛЭП и трансформаторы осуществляется программой по значению, проставленному в поле **$K_{\text{T/r}}$** (коэффициент трансформации): для ЛЭП это поле может оставаться пустым или заполняться нулем, для трансформаторов – обязательно заполняется значением (даже если это единица!). При вводе данных о трансформаторных ветвях важен порядок задания номеров узлов, которые их ограничивают. Первым (поле **$N_{\text{нач}}$**) должен

стоять номер узла, к напряжению которого приведено сопротивление, чаще всего это узел высшего напряжения, тогда вторым (поле **N_кон**) будет номер узла низшего напряжения. Коэффициент трансформации – отношение 17 напряжения узла **N_кон** к напряжению узла **N_нач**, т.е. это, как правило, отношение низшего напряжения к высшему. Исходные данные, относящиеся к ветвям: **N_кон**, **N_нач** – номера узлов ограничивающих ветвь; **N_п** – номер ветви в группе параллельных; **R**, **X** – соответствующие сопротивления; **G**, **B** – проводимости, мкСм. Для ЛЭП – общая проводимость шунтов П-образной схемы (В0); **K_T/r**, **K_T/i** – вещественная и мнимая составляющие коэффициента трансформации; **I_ДОП_25** – допустимый ток, используемый для определения токовой загрузки в зависимости от температуры.

Расчет установившегося режима. Расчет установившегося режима (УР) можно выполнять после исправления всех ошибок, обнаруженных программой контроля. Для выполнения расчета УР нужно перейти в меню **Расчет** и выбрать команду **Режим**. В процессе расчета в протокол выдается таблица сходимости, в которой отображаются величины, характеризующие итерационный процесс метода Ньютона: **Ит** – номер итерации; **Мах.неб.** – значение и номер узла для максимального небаланса мощности (Р или Q); **>V** – максимальная величина и номер узла для превышения напряжения по отношению к номинальному – $(V/V_{ном})_{max}$; **<V** – то же самое для снижения напряжения по отношению к номинальному; **Угол** – значение и номер линии для максимального разворота угла (в градусах)/

Шунтирующие реакторы (ШР):

Шунтирующий реактор (реактор поперечного включения) - это статическое электромагнитное устройство, применяемое в электроэнергетических системах для регулирования реактивной мощности, напряжения и компенсации емкостных токов на землю. Обладает преимущественно индуктивным сопротивлением. Шунтирующие реакторы изготавливаются на напряжения 35-750 кВ. Во включенном состоянии реактивная мощность, потребляемая реактором, зависит (в зоне линейности его электромагнитной характеристики) от квадрата напряжения:

$$Q_{ШР} = U^2 \cdot B_{ШР} \quad (1)$$

где $B_{ШР}$ - индуктивная проводимость реактора.

Они подключаются к началу и концу, а иногда и в промежуточных точках длинных линий.

1 Расчет сети без учета ШР.

Используем схему сети с номинальным напряжением $U_{ном} = 110 \text{ кВ}$, с линиями длиной $l = 100 \text{ км}$, марка проводов которых АС-95/16.

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta	Тер...
1			База	1	=	110					64,4	74,7					110,00		
2			Нагр	2		110											86,33	-1,54	
3			Нагр	3		110			40,0	40,0							62,64	-4,25	

Рисунок 1. Данные расчета в Rastr без применения ШР

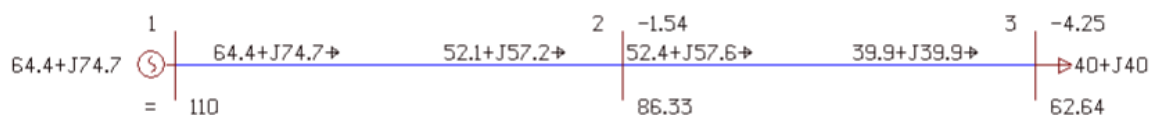


Рисунок 2. Схема сети в Rastr без применения ШР.

2 Расчет сети с учетом шунтирующего реактора ($Q_{ШР}$)

Для расчета участка 2-3 в Mathcad используем известные нам формулы, но для потерь напряжения используем формулу (1), а для потерь активной и реактивной мощности формулы:

$$\Delta P = \frac{(P_2^2 + (Q_2 - Q_{ШР})^2) \cdot R}{U_i^2} \quad (2)$$

$$\Delta Q = \frac{(P_2^2 + (Q_2 - Q_{ШР})^2) \cdot X}{U_i^2} \quad (3)$$

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta	Тер...
1			База	1	=	110					55,5	78,0					110,00		
2			Нагр	2		110				56,0							86,90	-0,06	
3			Нагр	3		110			40,0								78,39	-7,38	

Рисунок 3. Расчет сети с учетом шунтирующего реактора в Rastr ($Q_{ШР}$).

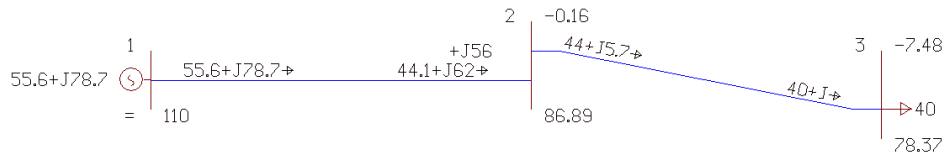


Рисунок 3.4. Схема сети с учетом шунтирующего реактора в Rastr ($Q_{ШР}$).

3 Расчет сети с учетом шунтирующего реактора ($B_{ШР}$)

Исходя из формулы (10) находим $B_{ШР}$.

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta	Тер...
1			База	1	=	110					55,5	78,0					110,00		
2			Нагр	2		110										7 415,0	86,90	-0,06	
3			Нагр	3		110			40,0								78,39	-7,38	

Рисунок 3.5. Расчет сети с учетом шунтирующего реактора в Rastr ($B_{ШР}$)

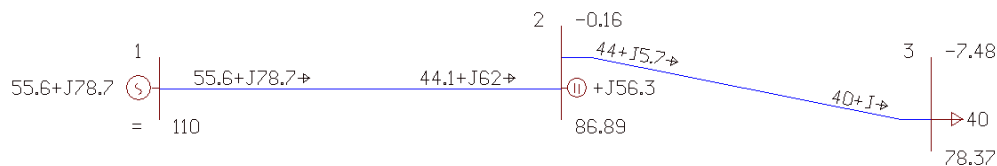


Рисунок 3.6. Схема сети с учетом шунтирующего реактора в Rastr ($B_{ШР}$)

Таблица 3.1

U_3 без ШР в Rastr, кВ	U_3 без ШР в Mathcad, кВ	U_3 с учетом $Q_{ШР}$ в Rastr, кВ	U_3 с учетом $B_{ШР}$ в Rastr, кВ	U_3 с учетом ШР в Mathcad, кВ
62.64	72.516	78.37	78.37	84.03

Подводя итог можно заключить следующее Программа RastrWin поможет:

- Запомнить множество вариантов расположения и настроек всех окон интерфейса и быстро восстановить любой выбранный вариант по требованию пользователя
- Организовать рабочее место наиболее удобным образом
- Исключить случайные ошибки при помощи **системы ведения истории**, которая позволяет отменить или повторить любые действия
- Вывести информационные данные в Microsoft Excel с помощью механизма «Данные реального времени». Подготовка шаблона в Excel осуществляется путем перетаскивания данных из любого элемента управления.
- Встроенная база данных обеспечивает максимальную производительность программной платеромы и исключительную гибкость структуры данных.

- Используя так называемые шаблоны, можно легко объединять несколько источников информации или выделять необходимые подмножества данных.
- Все данные в базе и все функции, как обработки данных, так и расчетные, доступны внешним программам.
- Программный комплекс содержит встроенный интерпретатор макроязыка Basic, что позволяет пользователям самостоятельно разрабатывать расчетные процедуры любой сложности.

Литература

1. Дайнеко, А.И. Вводный курс в RastrWin/ А.В. Василенская, М.А. Костюкович; под ред. А.И. Дайнеко. – Москва: Мир, 2014. – 232с.
2. Электрические системы и сети: Учебник / Г. Е. Поспелов, В. Т. Федин, П. В. Лычев - Мн.: УП "Технопринт", 2004.

УДК 621.311

ВЛИЯНИЕ СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ ПРИ РАСЧЕТА УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА

Горбачевский А.М., Мячин А.В.

Научный руководитель – старший преподаватель Мышковец Е.В.

1. Компенсирующие устройства

Компенсирующие устройства (КУ) в зависимости от их типа и режима работы могут генерировать или потреблять реактивную мощность, компенсируя её дефицит или избыток в электрической сети, уменьшать или увеличивать индуктивное сопротивление. Например, включение КУ в какой-либо точке сети изменяет реактивную составляющую нагрузки.

Так, в результате включения КУ, генерирующих или потребляющих реактивную мощность (например, СК или СТК), изменяется передаваемая по участкам сети реактивная мощность и, следовательно, потери напряжения:

$$\Delta U = \frac{P \cdot R + (Q \pm Q_{ky}) \cdot X}{U} \quad (1)$$

Создаются возможности регулирования напряжения в узлах сети и на зажимах электропотребителей:

$$U_{i+1} = U_i \pm \Delta U \quad (2)$$

При этом при включении компенсирующих устройств в электрическую сеть они потребляют из сети некоторую активную мощность, которая в случае приближённых расчётов не оказывает существенного влияния на результаты. Рассмотрим устройства компенсирующие реактивную мощность, а именно: батареи статических конденсаторов (БСК), шунтирующие реакторы, статические тиристорные компенсаторы (СТК) и синхронные компенсаторы (СК).

2. Батареи статических конденсаторов (БСК):

БСК является источником реактивной мощности. Они собираются из отдельных конденсаторов путем параллельного и последовательного соединения для обеспечения необходимой реактивной мощности и напряжения соответственно. В настоящее время БСК поперечной компенсации применяются в сетях напряжений до 110 кВ включительно. Особенно большое распространение они нашли в сетях промышленных предприятий. Реактивная мощность, генерируемая конденсаторной батареей (КБ), квадратично зависит от напряжения:

$$Q_{БСК} = 3 \cdot \omega \cdot C_{БСК} \cdot U_{\Phi}^2 = \omega \cdot C_{БСК} \cdot U^2 \quad (3)$$

где $C_{БСК}$ - ёмкость конденсаторной батареи, Ф; ω - угловая частота, рад.

КБ задают в точке её присоединения ёмкостной (отрицательной) нагрузкой. Однако необходимо учитывать основной технический недостаток конденсаторов - отрицательный регулирующий эффект: значительное уменьшение генерации (выдачи) реактивной мощности КБ при снижении напряжения на её зажимах.

Приведем сравнительные расчеты режима сети в программах Mathcad и Rastr. Для расчета без учета компенсирующих устройств в Mathcad используем известные нам формулы:

$$\Delta P = \frac{(P_i^2 + Q_i^2) \cdot R}{U_i^2} \quad (4)$$

$$\Delta Q = \frac{(P_i^2 + Q_i^2) \cdot X}{U_i^2} \quad (5)$$

$$S_{i+1} = S_i - \Delta S \quad (6)$$

$$\Delta U = \frac{P_{i+1} \cdot R + Q_{i+1} \cdot X}{U_i} \quad (7)$$

$$U_{i+1} = U_i - \Delta U \quad (8)$$

Используем схему сети с номинальным напряжением $U_{ном} = 10.5 \text{ кВ}$, с линиями длиной $l = 10 \text{ км}$ и марка проводов которых АС-95/16.

2.1 Расчет без применения БСК

Поместите сюда заголовок колонки для группировки по этой колонке																			
	O	S	Тип	Номер ▲	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta	Тер...
1	☐		База	1	=	10					3,4	1,6					10,50		
2	☐		Нагр	2		10			3,0	1,5							9,31	1,41	

Рисунок 1. Данные расчета в Rastr без применения БСК.

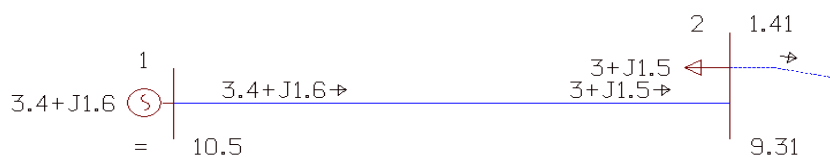


Рисунок 2. Схема сети в Rastr без применения БСК.

2.2. Расчет сети, где БСК задано с помощью реактивной мощности.

Для расчета в Mathcad с учетом БСК вместо формулы (7) используем формулу (1).

Поместите сюда заголовок колонки для группировки по этой колонке																			
	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	Р_н	Q_н	Р_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	В_ш	V	Delta	Тер...
1	☐		База	1	=	10					3,3	0,1					10,50		
2	☐		Нагр	2		10			3,0	1,5		1,5					9,46	-1,44	

Рисунок 3. Данные расчета в Rastr с $Q_{БСК}$

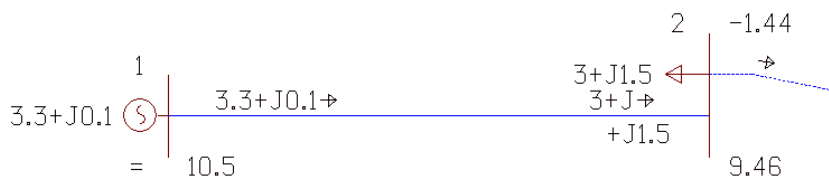


Рисунок 4. Схема сети в Rastr с $Q_{БСК}$.

2.3 Расчет сети, где БСК задано через емкостную проводимость батареи:

Емкостную проводимость батареи $B_{БСК}$ находим по формуле :

$$B_{БСК} = \frac{Q_{БСК}}{U_2^2} \quad (9)$$

Поместите сюда заголовок колонки для группировки по этой колонке																			
	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	Р_н	Q_н	Р_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	В_ш	V	Delta	Тер...
1		☐	База	1	=	10					3,3	0,1					10,50		
2		☐	Нагр	2		10			3,0	1,5						-16 000,0	9,46	-1,44	

Рисунок 5. Данные расчета в Rastr с $B_{БСК}$

Расчеты сети в программе Mathcad для пунктов 1.2 и 1.3 будут идентичные. Результаты расчета в программе Mathcad:

Таблица 2.1.

U_2 без БСК в Rastr, кВ	U_2 без БСК в Mathcad, кВ	U_2 с $Q_{БСК}$ в Rastr, кВ	U_2 с $B_{БСК}$ в Rastr, кВ	U_2 с БСК в Mathcad, кВ
9.31	9.46	9.46	9.46	9.56

3. Шунтирующие реакторы (ШР):

Шунтирующий реактор (реактор поперечного включения) - это статическое электромагнитное устройство, применяемое в электроэнергетических системах для регулирования реактивной мощности, напряжения и компенсации емкостных токов на землю. Обладает преимущественно индуктивным сопротивлением. Шунтирующие реакторы изготавливаются на напряжения 35-750 кВ. Во включенном состоянии реактивная мощность, потребляемая реактором, зависит (в зоне линейности его электромагнитной характеристики) от квадрата напряжения:

$$Q_{ШР} = U^2 \cdot B_{ШР} \quad (10)$$

где $B_{ШР}$ - индуктивная проводимость реактора.

Они подключаются к началу и концу, а иногда и в промежуточных точках длинных линий.

3.1 Расчет сети без учета ШР.

Используем схему сети с номинальным напряжением $U_{ном} = 110 \text{ кВ}$, с линиями длиной $l = 100 \text{ км}$, марка проводов которых АС-95/16.

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta	Тер...
1			База	1	=	110					64,4	74,7					110,00		
2			Нагр	2		110											86,33	-1,54	
3			Нагр	3		110			40,0	40,0							62,64	-4,25	

Рисунок 5. Данные расчета в Rastr без применения ШР

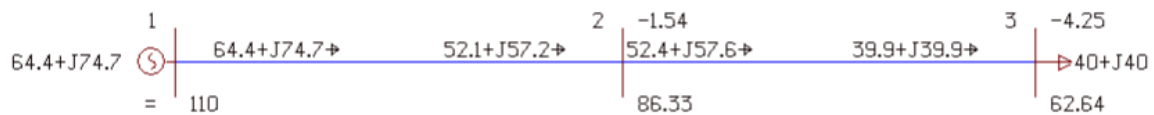


Рисунок 6. Схема сети в Rastr без применения ШР.

3.2 Расчет сети с учетом шунтирующего реактора ($Q_{ШР}$)

Для расчета участка 2-3 в Mathcad используем известные нам формулы, но для потерь напряжения используем формулу (1), а для потерь активной и реактивной мощности формулы:

$$\Delta P = \frac{(P_2^2 + (Q_2 - Q_{ШР})^2) \cdot R}{U_i^2} \quad (11)$$

$$\Delta Q = \frac{(P_2^2 + (Q_2 - Q_{ШР})^2) \cdot X}{U_i^2} \quad (12)$$

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta	Тер...
1			База	1	=	110					55,5	78,0					110,00		
2			Нагр	2		110				56,0							86,90	-0,06	
3			Нагр	3		110			40,0								78,39	-7,38	

Рисунок 7. Расчет сети с учетом шунтирующего реактора в Rastr ($Q_{ШР}$).

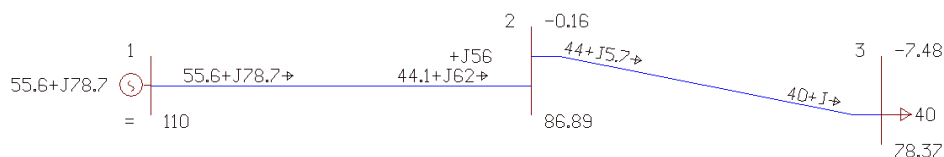


Рисунок 8. Схема сети с учетом шунтирующего реактора в Rastr ($Q_{ШР}$).

2.3 Расчет сети с учетом шунтирующего реактора ($B_{ШР}$)

Исходя из формулы (10) находим $B_{ШР}$.

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta	Тер...
1			База	1	=	110					55,5	78,0					110,00		
2			Нагр	2		110										7 415,0	86,90	-0,06	
3			Нагр	3		110			40,0								78,39	-7,38	

Рисунок 9. Расчет сети с учетом шунтирующего реактора в Rastr ($B_{ШР}$)

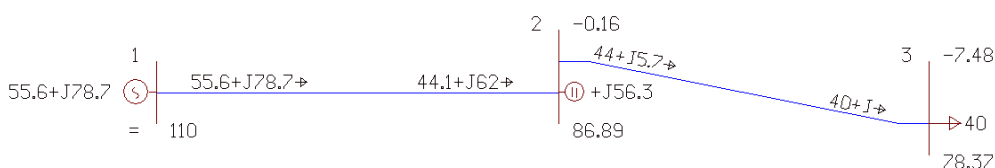


Рисунок 10 Схема сети с учетом шунтирующего реактора в Rastr ($B_{ШР}$)

Таблица 3.1

U_3 без ШР в Rastr, кВ	U_3 без ШР в Mathcad, кВ	U_3 с учетом $Q_{ШР}$ в Rastr, кВ	U_3 с учетом $B_{ШР}$ в Rastr, кВ	U_3 с учетом ШР в Mathcad, кВ
62.64	72.516	78.37	78.37	84.03

4. Статические тиристорные компенсаторы (СТК)

СТК - это комплексные устройства, предназначенные как для выдачи, так и потребления реактивной мощности. СТК за счёт тиристорного управления обладают исключительным быстродействием и осуществляют плавное регулирование реактивной мощности. Устанавливаются на подстанциях энергосистем, имеют мощность 100, 150, 250, 300 и 400 Мвар и номинальные напряжения 10; 15,75; 20; 35; 110 кВ. СТК имеют различные схемы подключения к высоковольтной сети и управления потребляемой реактивной мощностью. Основу СТК составляют накопительные элементы (ёмкости, индуктивности), реакторно-тиристорные и конденсаторно-тиристорные блоки.

Для примера мы используем сеть номинальным напряжением $U_{ном} = 100 \text{ кВ}$, длина участков: $l = 100 \text{ км}$, марка проводов АС-95/16. Для расчета сети используем известные нам формулы.

4.1 Расчет сети без учета СТК:

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta	Тер...
1			База	1	=	110					24,1	15,9					110,00		
2			Нагр	2		110											97,13	-3,01	
3			Нагр	3		110			20,0	10,0							84,53	-6,93	

Рисунок 10. Данные расчета в Rastr без применения СТК

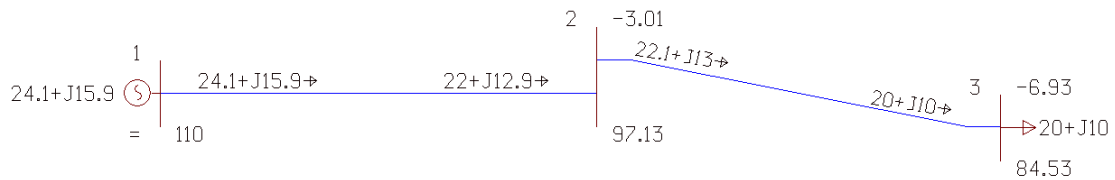


Рисунок 11. Схема сети в Rastr без применения СТК.

4.2 Расчет сети с статического тиристорного компенсатора ($Q_{\min}, Q_{\max}$):

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta	Тер...
1			База	1	=	110					22,7	4,6					110,00		
2			Нагр	2		110											102,17	-4,30	
3			Ген	3		110			20,0	10,0		9,3	95,0	-10,0	20,0		95,00	-9,29	

Рисунок 12. Данные расчета сети с учетом СТК

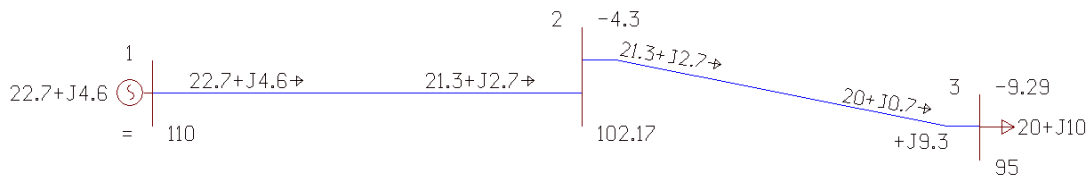


Рисунок 13. Схема сети с учетом СТК

4.3 Расчет сети с учетом статического тиристорного компенсатора (Q_{CTK}):

Поместите сюда заголовок колонки для группировки по этой колонке																				
	O	S	Тип	Номер	▲	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta	Тер...
1	☐		База	1	=		110					22,7	4,2					110,00		
2	☐		Нагр	2			110											102,30	-4,36	
3	☐		Нагр	3			110			20,0	10,0		9,6					95,31	-9,40	

Рисунок 14. Данные расчета сети с учетом СТК

Таблица 4.1

U_3 без СТК в Rastr, кВ	U_3 без СТК в Mathcad, кВ	U_3 с учетом Q_{CTK} в Rastr, кВ	U_3 с учетом $Q_{\min}, Q_{\max}$ в Rastr, кВ	U_3 с учетом СТК в Mathcad, кВ
84.53	85.462	95.31	95	94.2

5.Синхронные компенсаторы (СК)

СК представляют собой синхронные двигатели, работающие вхолостую без механической нагрузки. В зависимости от тока возбуждения они могут вырабатывать реактивную мощность и потреблять ее. Мощность СК определяется выражением:

$$Q_{СК} = \frac{E - U_{СК}}{X_{СК}} \cdot U_{СК} \quad (13)$$

где E - ЭДС синхронного компенсатора, зависящая от тока возбуждения; $U_{СК}$ - напряжение сети в точке подключения СК; $X_{СК}$ -индуктивное сопротивление СК. Представляется возможность стабилизировать напряжение в точке подключения СК и регулировать его в небольших пределах, управляя балансом реактивной мощности:

$$0,95 \cdot U_{ном} \leq U_{СК} \leq 1,05 \cdot U_{ном} \quad (14)$$

Основное достоинство СК заключается в положительном регулирующем эффекте, т. е. в возможности плавно увеличивать выработку реактивной мощности и в результате стабилизировать или повысить напряжение при его снижении в часы максимума нагрузки или при аварии в электроэнергетической системе. Причём скорость (инерционность) регулирования определяется системой АРВ. Таким образом, СК обладает возможностями и конденсатора, и реактора: при работе в режиме перевозбуждения СК является генератором реактивной мощности, а в режиме недовозбуждения - потребителем (рис. 5.1)

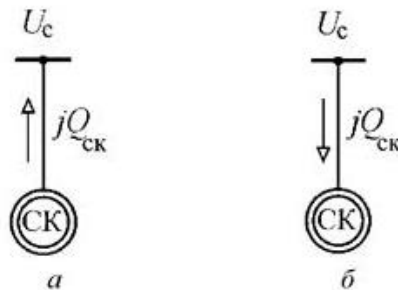


Рисунок 15. Работа СК : а – в режиме перевозбуждения ; б – в режиме недовозбуждения.

Вместе с тем СК - это крупная вращающаяся электрическая машина мощностью до 320 Мвар, требующая высокого уровня эксплуатации, в частности, обеспечивать устойчивость параллельной работы СК в электроэнергетической системе. Работа СК сопровождается заметными потерями электроэнергии и расходом вспомогательных материалов.

Для примера мы используем сеть номинальным напряжением $U_{ном} = 35кВ$, длина линии $l = 100км$, марка провода : АС-95/16.

5.1 Расчет сети без учета СК:

	О	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta	Тер...
1			База	1	=	35					1,1	1,1					35,00		
2			Нагр	2		35			1,0	1,0							32,78	-0,57	

Рисунок 16. Данные расчета в Rastr без применения СК



Рисунок 17. Схема сети в Rastr без применения СК.

5.2 Расчет сети с учетом СК(Q_{min}, Q_{max}):

	О	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta	Тер...
1			База	1	=	35					1,0	0,4					35,00		
2			Ген	2		35			1,0	1,0		0,6	33,6	-1,0	1,0		33,58	-1,46	

Рисунок 18. Данные расчета сети с учетом СК.



Рисунок 19. Схема сети с учетом СК.

Таблица 5.1

U_2 без СК в Rastr, кВ	U_3 без СК в Mathcad, кВ	U_3 с учетом $Q_{СК}$ в Rastr, кВ	U_3 с учетом Q_{min}, Q_{max} в Rastr, кВ	U_3 с учетом СК в Mathcad, кВ
32.78	32.87	33.58	33.58	33.71

Вывод: проведенный нами опыт показывает, что при использовании компенсирующих устройств мы можем либо потреблять излишки реактивной мощности, либо добавлять ее недостаток. За счет этих действий мы можем уменьшить наши потери напряжения в линиях, также потери активной и реактивной мощности. За счет этого мы можем получить напряжение в конце линии значительно больше. Так же стоит заметить, что способ задачи данных компенсирующих устройств не влияет на их конечные данные.

Литература

1. Дайнеко, А.И. Вводный курс в RastrWin/ А.В. Василенская, М.А. Костюкович; под ред. А.И. Дайнеко. – Москва: Мир, 2014. – 232с.
2. Электрические системы и сети: Учебник / Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин, П.В. Лычев - Мн.: УП "Технопринт", 2004.

УДК 621.3

РАСЧЕТ РЕЖИМОВ СЕТЕЙ 35-220 КВ В ПРОГРАММЕ RASTRWIN

Касперович А.А.

Научный руководитель – старший преподаватель Мышковец Е.В.

Нельзя отрицать необходимость использования электронно-вычислительных машин для расчетов режимов сетей, так как расчет довольно объемен, что увеличивает вероятность субъективной ошибки, к тому же крайне важно максимально автоматизировать расчеты электрических сетей, потому что электрическая сеть – динамическая система и проведенный расчет для одного режима может быть не актуален через час. Сейчас существует огромное количество программного обеспечения для расчетов: Mustang, Electronic Workbench и многие другие. В данной работе я рассмотрю программный комплекс RastrWin 3 v1.80.0.1485.

Программный комплекс RastrWin предназначен для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем. RastrWin используется более чем в 260 организациях на территории России, Казахстана, Киргизии, Узбекистана, Беларуси, Молдовы, Монголии.

Основные особенности программного комплекса:

- Расчет установившихся режимов электрических сетей произвольного размера и сложности, любого напряжения (от 0.4 до 1150 кВ).
- Визуализация электрической сети с возможностью экспорта в AutoCAD.
- Расчет установившихся режимов с учетом отклонения частоты (без балансирующего узла).
- Моделирование отключения линии электропередач, в том числе одностороннего, и определение напряжения на открытом конце.
- Возможность экспорта и импорта данных из таблиц Microsoft Office Excel.

Программа имеет довольно простой в освоении интерфейс табличного процессора, где строка – элемент, а столбцы – его параметры (рис. 1).

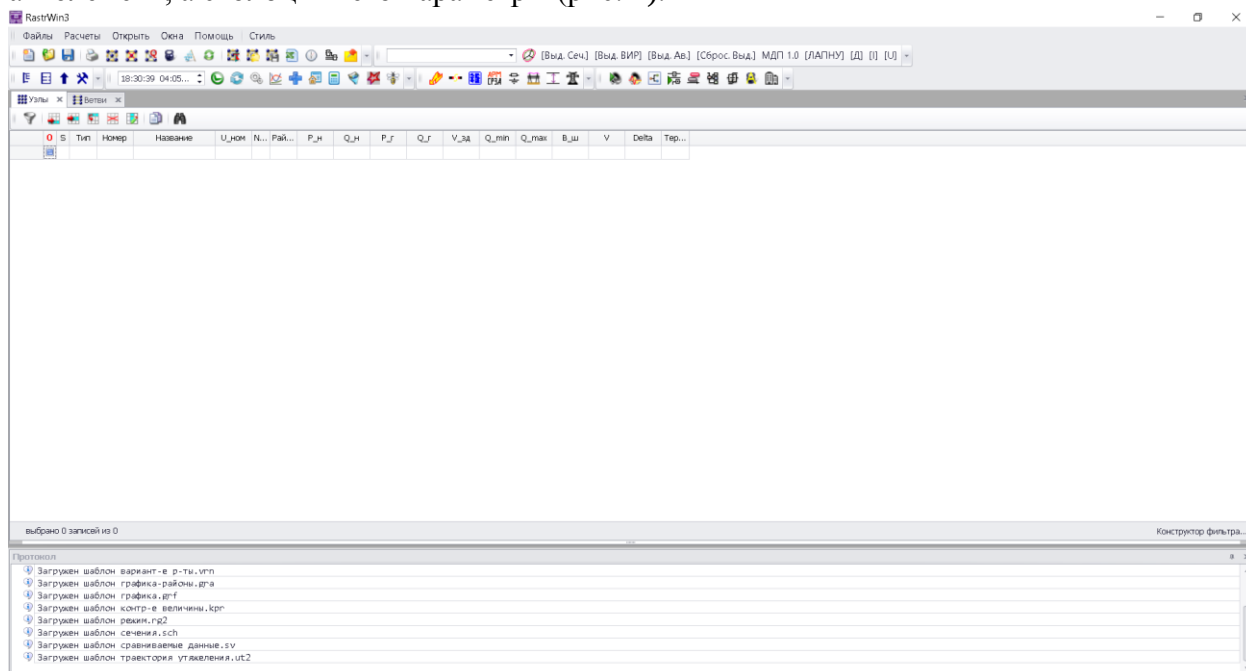


Рисунок 1.

Для примера расчета была взята замкнутая электрическая сеть с шунтирующим реактором в узле 3 и батареей синхронных компенсаторов в узле 4 (рис 2).

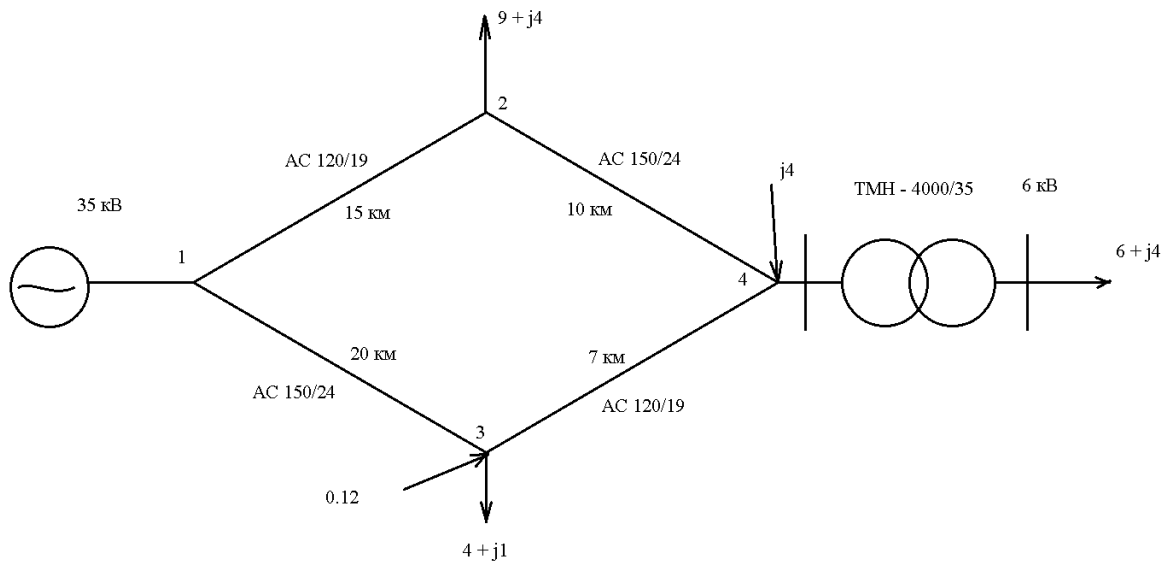


Рисунок 2.

Для задания данной схемы в программный комплекс необходимо было рассчитать активное и индуктивное сопротивление линии, коэффициент трансформации, а также активные и реактивные проводимости реактора и батареи компенсатора:

$$R_{12} = r_{01} \times L_{12} = 0.249 \times 15 = 3.73 \text{ (Ом)}, \quad (1)$$

$$R_{34} = r_{01} \times L_{34} = 0.249 \times 7 = 1.74 \text{ (Ом)}, \quad (2)$$

$$R_{13} = r_{02} \times L_{13} = 0.198 \times 20 = 3.96 \text{ (Ом)}, \quad (3)$$

$$R_{24} = r_{02} \times L_{24} = 0.198 \times 10 = 1.98 \text{ (Ом)}, \quad (4)$$

Где R – активное сопротивление линии, Ом;

r_{01} – удельное активное сопротивление линии AC 120/19, Ом/км;

r_{02} – удельное активное сопротивление линии AC 150/24, Ом/км;

L_i – длина линии, км;

$$X_{12} = x_{01} \times L_{12} = 0.414 \times 15 = 6.21 \text{ (Ом)}, \quad (5)$$

$$X_{34} = x_{01} \times L_{34} = 0.414 \times 7 = 2.90 \text{ (Ом)}, \quad (6)$$

$$X_{13} = x_{02} \times L_{13} = 0.406 \times 20 = 8.12 \text{ (Ом)}, \quad (7)$$

$$X_{24} = x_{02} \times L_{24} = 0.406 \times 10 = 4.06 \text{ (Ом)}, \quad (8)$$

Где X – индуктивное сопротивление линии, Ом;

x_{01} – удельное индуктивное сопротивление линии AC 120/19, Ом/км;

x_{02} – удельное индуктивное сопротивление линии AC 150/24, Ом/км;

$$k_T = \frac{U_{\text{нн}}}{U_{\text{вн}}} = \frac{6.3}{36} = 0.189 \quad (9)$$

Где k_T – коэффициент трансформации;

$U_{\text{нн}}$ – напряжение на стороне низшей обмотки, кВ;

$U_{\text{вн}}$ – напряжение на стороне высшей обмотки, кВ.

Полученные данные были введены в таблицу «Ветви» RastrWin (Рисунок 3).

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N...	I...	Название	R	X	▲	B	Кт/г
1	☐		ЛЭП	3	4			-	1,74	2,90			
2	☐		ЛЭП	2	4			-	1,98	4,06			
3	☐		ЛЭП	1	3			-	3,96	6,21			
4	☐		ЛЭП	1	2			-	3,73	8,12			
5	☐		Тр-р	4	5			-	2,60	23,00			0,189
	☐												

Рисунок 3.

Узлы в RastrWin задаются также в таблице, для задания узлов необходимы:

$U_{ном}$ – номинальное напряжение линии, кВ;

P_H – мощность активной нагрузки, МВт;

Q_H – мощность реактивной нагрузки, МВар;

$$B = -\frac{Q_6}{U_{ном}^2} = -\frac{4}{35^2} = -3265(\text{мкСм}); \quad (10)$$

Где Q_6 – мощность батареи синхронного компенсатора, МВт;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение батареи синхронного компенсатора, кВ;

$$G = -\frac{P}{U_{ном}^2} = -\frac{0,112}{35^2} = 81(\text{мкСм}); \quad (11)$$

$$Y = -\frac{S}{U_{ном}^2} = -\frac{20}{35^2} = 13500(\text{мкСм}); \quad (12)$$

$$B = \sqrt{Y^2 - G^2} = \sqrt{13500^2 - 81^2} = 13500(\text{мкСм}); \quad (13)$$

Где G – активная проводимость шунтирующего реактора, мкСм;

Y – полная проводимость шунтирующего реактора, мкСм;

B – реактивная проводимость шунтирующего реактора, мкСм;

S – полная мощность батареи шунтирующего реактора, МВар;

P – активная мощность шунтирующего реактора, МВА;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение батареи синхронного компенсатора, кВ.

Также необходимо было выставить типы узлов, а именно узел 1 – база, узлы 2,3,4,5 – нагрузка (рис 4).

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Рай...	P_H	Q_H	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	G_ш	B_ш	V
1	☐		База	1		35												35,00
2	☐		Нагр	2		35			9,0	4,0								35,00
3	☐		Нагр	3		35			4,0	1,0						81,0	13 500,0	35,00
4	☐		Нагр	4		35											-3 265,0	35,00
5	☐		Нагр	5		6			6,0	4,0								6,00
	☐																	

Рисунок 4.

После задания исходных данных выполним расчет. Результаты расчета (рис 5).

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Рай...	P_H	Q_H	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	G_ш	B_ш	V	Delta
1	☐		База	1		35					20,6	23,2						35,00	
2	☐		Нагр	2		35			9,0	4,0								31,78	-2,27
3	☐		Нагр	3		35			4,0	1,0						81,0	13 500,0	31,35	-0,66
4	☐		Нагр	4		35											-3 265,0	31,19	-1,85
5	☐		Нагр	5		6			6,0	4,0								5,07	-10,61
	☐																		

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N...	I...	Название	R	X	▲	B	Кт/г	N_а...	БД...	P_нач	Q_нач	Na	I max
1	☐		ЛЭП	3	4			-	1,74	2,90						-6	2	115	
2	☐		ЛЭП	2	4			-	1,98	4,06						0	-4	82	
3	☐		ЛЭП	1	3			-	3,96	6,21						-11	-14	288	
4	☐		ЛЭП	1	2			-	3,73	8,12						-10	-9	225	
5	☐		Тр-р	4	5			-	2,60	23,00			0,189			-6	-6	155	
	☐																		

Рисунок 5.

Программа рассчитала активную и реактивную мощность в узле 1, также она рассчитала падение напряжения на линии. Задача по расчету потерь мощности и падению напряжения решена.

С помощью средств программного пакета была построена схема сети с нанесёнными на неё расчётными данными (рис 6).

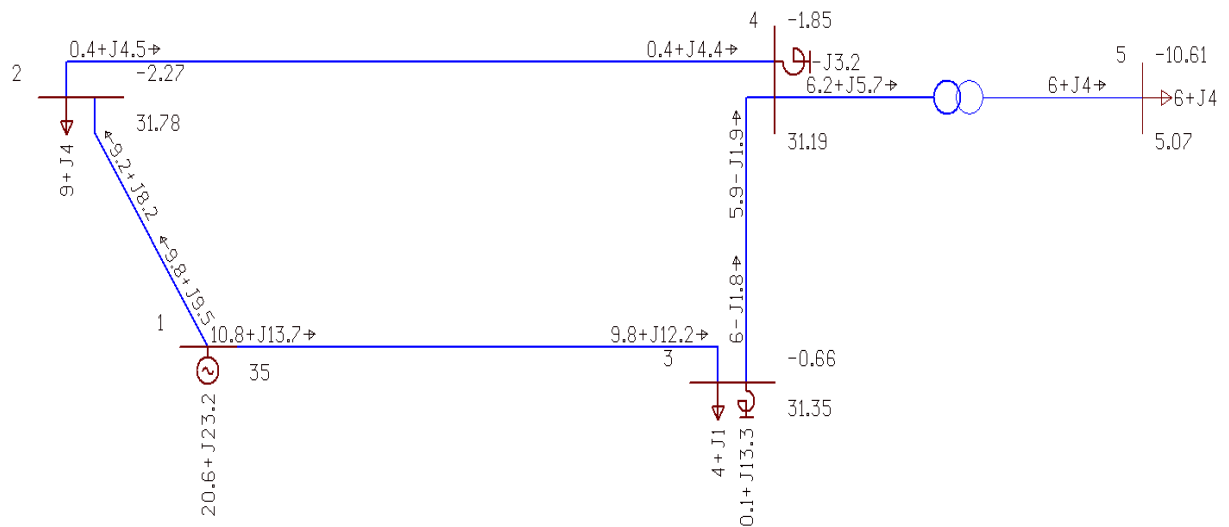


Рисунок 6.

Для отображения схемы необходимо указать на каком месте находится определенный узел через вкладку «Ввод». На схему нанесены потоки мощностей, падения напряжений в узлах, так же мощности нагрузок и компенсирующих устройств.

Кроме продемонстрированного расчета, в этом пакете можно изменять точность отображения данных, районирование (упрощает построение схем с большим количеством элементов), утяжеление режима и так далее.

Программа RastrWin автоматизирует и ускоряет расчет режимов сети, имея при этом огромные возможности начиная от использования баз данных и заканчивая построением схем. Учитывая большое количество элементов в схемах и в целом больших схем этот процесс значительно облегчается. Более подробное описание всех возможностей программы перечислено в документации программы.

Литература

1. Официальный сайт <http://www.rastrwin.ru/rastr/anno/index.php>, аннотация.
2. Документация программы RastrWin.

УДК 621.311

РАСЧЕТ, АНАЛИЗ И РЕГУЛИРОВАНИЕ ПОСЛЕАВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ БОРИСОВСКИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Никончук В.А.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Прокопенко В.Г.

Борисовские электрические сети обеспечивают распределение электроэнергии и электроснабжение потребителей на территории восьми районов – Борисовского городского, Борисовского сельского, Крупского, Логойского, Березинского, Червенского, Смолевичского и Жодинского. В составе сетей одна подстанция 330 кВ и четыре воздушные линии (ВЛ) электропередачи напряжением 330 кВ, в том числе транзит г.Минск – Лукомльская ГРЭС. В структуру филиала также входят семь электросетевых районов, которые эксплуатируют ЛЭП напряжением 0,4–330 кВ.

Схема исследуемой сети состоит из 59 узлов, 5 ПС 35 кВ, 9 ПС 110 кВ, 1 ПС 330 кВ (балансирующий узел), содержит в себе ЛЭП 35 кВ общей длиной 49,2 км, ЛЭП 110 кВ – 100,3 км. В исходном режиме разомкнута ЛЭП 35 кВ ПС «Жоди́но» - ПС «Тарасик», а также ЛЭП 35 кВ ПС «Смолевичи» - ПС «Красное Знамя». Суммарная нагрузка в узлах сети составляет $S=305,9+j180,2$ МВ·А. Для проведения расчетов режимов используется программа RastrWin3[1]. В результате расчета исходного режима определена величина нагрузочных потерь активной мощности, потокораспределение в сети, а также значения напряжений во всех точках сети. Нагрузочные потери мощности в исходном режиме составили 4,22 МВт или 1,38% от суммарной активной нагрузки, напряжения соответствуют допустимым.

Рассмотрим послеаварийный режим сети, когда выведена в ремонт линия 110 кВ ТЭЦ-25 – ПС «Смолевичи Тяговая». При этом, с целью избежать погашения потребителей питание будет подано со стороны ПС «Красное Знамя» путем включения выключателя на этой подстанции.

Результаты расчета послеаварийного режима показали, что нагрузочные потери активной мощности увеличились и составили 10,26 МВт или 3,35% от суммарной активной нагрузки. Напряжения в девяти узлах сети выходят за пределы допустимых. Для обеспечения требуемого качества напряжения у потребителей необходимо произвести мероприятия по улучшению послеаварийного режима.

Для ввода режима в допустимую область воспользуемся алгоритмом наискорейшего спуска, который описан в [2]. Он состоит из следующих шагов:

1. Рассчитывается и формируется матрица чувствительности.
2. Вычисляется суммарное абсолютное отклонение напряжений узлов ΔM_{Σ} от допустимых значений.
3. Ранжируются коэффициенты трансформации и мощности источников реактивной мощности (компоненты x_i) (в порядке от дающих наибольшее изменение абсолютного отклонения ΔM_{Σ} до наименьшего). Компоненты, не снижающие ΔM_{Σ} далее не рассматриваются.
4. Выбирается очередной компонент x_i . Изменение компонента x_i на Δx_i (один шаг) изменяет абсолютное отклонение на ΔM_{Σ}^i (выбор из матрицы чувствительности).
5. Вычисляется новое значение компонента $x_i^{\text{нов}}$

$$x_i^{\text{нов}} = x_i + \Delta x_i \cdot \frac{\Delta M_{\Sigma}}{\Delta M_{\Sigma}^i} \quad (1)$$

6. Уточняется значение компоненты x_i с учетом дискретности изменения и его минимальное $x_i^{\text{мин}}$ и максимально возможное $x_i^{\text{макс}}$ значение

$$x_i^{\text{мин}} \leq x_i^{\text{нов}} \leq x_i^{\text{макс}} \quad (2)$$

Вычисляется новое суммарное абсолютное отклонение напряжений узлов ΔM_{Σ} от допустимых значений. Если $\Delta M_{\Sigma} > 0$, то переходим к следующему компоненту x_i .

7. После перебора всех компонент расчет заканчивается.

Матрица чувствительности представляет чувствительность отклонений напряжений узлов от допустимых значений по отношению к изменению коэффициента трансформации трансформатора (± 1 ступень РПН) или к изменению генерации реактивной мощности генераторами на станции (± 1 Мвар).

В условиях эксплуатации электрических сетей невозможно осуществить контроль качества напряжения у каждого электроприемника. Поэтому при рассмотрении режимов качество напряжения должно обеспечиваться в центрах питания распределительных сетей. При этом отклонение напряжения численно регламентируется только на выводах электроприемников. Нормы на данный показатель в точках общего присоединения потребителей электроэнергии к электрическим сетям 0,38 кВ и выше устанавливаются в договорах на пользование электрической энергией между энергоснабжающей организацией и потребителем. Вместе с тем, по условию работы изоляции электроустановок ограничиваются верхние допустимые значения напряжений, которые равны: при номинальных напряжениях 6–220 кВ – 15 % [3]. Нижние значения напряжений в этих сетях допускаются такими, при которых соблюдаются нормируемые отклонения напряжения на выводах электроприемников. В соответствии с этим в узлах нагрузки приняты допустимые отклонения напряжения $\pm 10\%$ от номинального.

Основным средством регулирования напряжения являются трансформаторы и автотрансформаторы районных подстанций. По конструктивному выполнению различают два типа трансформаторов понижающих подстанций:

- с переключением регулировочных ответвлений без возбуждения, т.е. с отключением от сети (трансформаторы с ПБВ);

- с переключением регулировочных ответвлений под нагрузкой (трансформаторы с РПН). Обычно их регулировочные ответвления выполняются на стороне высшего напряжения, которая имеет меньший рабочий ток. При этом облегчается работа переключающего устройства.

Трансформаторы с ПБВ введены в схему как трансформаторы с уже известными значениями коэффициентов трансформации, используемыми в Борисовских электрических сетях. Регулирование напряжения будем осуществлять с помощью трансформаторов с РПН.

Для контроля напряжения используется программа RastrWin3, в которой сведены номинальные напряжения во всех точках сети, расчетные напряжения и потери напряжения, по которым и будет контролироваться предел отклонения напряжения от допустимого.

Ввод режима в допустимую область по алгоритму наискорейшего спуска состоял из семи шагов и закончился при суммарном абсолютном отклонении напряжения $\Delta M_{\Sigma} = 0$. При этом наибольшее отклонение напряжения в сети составило 9,92% от номинального. Нагрузочные потери мощности послеаварийного режима снизились на 40,25% и составили 6,13 МВт.

Продольная составляющая падения напряжения (потеря напряжения) ΔU связывает напряжение в центре питания U_1 с напряжением в конце сети U_2 :

$$U_2 = U_1 - \Delta U = U_1 - \frac{P_1 R + Q_1 X}{U_1}, \quad (3)$$

где P_1 , Q_1 – потоки мощности, обусловленные нагрузкой; R , X – активное и реактивное сопротивления сети.

Для уменьшения потери напряжения нужно воздействовать на переток реактивной мощности. Её источником могут служить компенсирующие устройства. Для уменьшения перетока реактивной мощности по линиям и трансформаторам компенсирующие устройства должны размещаться вблизи мест потребления реактивной мощности. При этом передающие элементы сети разгружаются по реактивной мощности. В результате происходит снижение потерь напряжения, а также достигается снижение потерь активной мощности, в соответствии с формулой:

$$\delta P = \Delta P_1 - \Delta P_2 = \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U^2} \cdot R - \frac{P_1^2 + (Q_1 - Q_{KV})^2}{U^2} \cdot R, \quad (4)$$

где Q_{KV} – мощность компенсирующего устройства; ΔP_1 , ΔP_2 – потери мощности в сети до и после установки компенсирующего устройства соответственно.

Установка в сети компенсирующих устройств является затратным мероприятием по регулированию режима и снижению потерь мощности. Поэтому целесообразно устанавливать компенсирующее устройство в точке, если эффект от снижения потерь энергии превышает затраты на его установку и эксплуатацию. Места установки компенсирующих устройств выбраны исходя из величины реактивной нагрузки и качества напряжения. Также ставилась задача не допустить перекомпенсации реактивной мощности в узле. В качестве компенсирующих устройств были приняты батареи статических конденсаторов суммарной мощностью 2,5 Мвар, установленных на ПС «Смолевичи» 35 кВ на стороне 10 кВ. В результате установки компенсирующего устройства нагрузочные потери мощности в сети в послеаварийном режиме снизились на 10,44% и составили 5,49 МВт. В нормальном исходном режиме нагрузочные потери мощности снизились на 2,37% и составили 4,12 МВт.

Затраты, связанные с установкой компенсирующего устройства, определяются [4]:

$$Z_{KV} = Q_{KV} \cdot K_{уд} \cdot (P_{эф} + P_{ам}) + \Delta P_{уд} \cdot Q_{KV} \cdot T_{раб} \cdot \beta, \quad (5)$$

где Q_{KV} – мощность компенсирующего устройства, квар; $K_{уд}$ – стоимость 1 квар КУ; $P_{эф}$ – коэффициент эффективности капитальных вложений; $P_{ам}$ – суммарный коэффициент отчислений на амортизацию и текущий ремонт; $\Delta P_{уд}$ – удельные потери в компенсирующем устройстве, кВт/квар; $T_{раб}$ – число часов работы компенсирующего устройства в году.

Доход от снижения потерь энергии:

$$D_{\Delta P} = \delta P \cdot \tau \cdot \beta, \quad (6)$$

где δP – снижение потерь активной мощности; τ – время наибольших потерь; $\beta=0.1$ у.е. – стоимость 1 кВт·ч.

Эффективность установки компенсирующего устройства:

$$Z_{эфKV} = D_{\Delta P} - Z_{KV}. \quad (7)$$

Затраты на установку компенсирующих устройств составили 13,27 тыс.у.е, при этом стоимость сэкономленных потерь энергии в исходном нормальном режиме составила 48 тыс.у.е. Из результатов следует, что эффективность установки компенсирующих устройств составляет 34,73 тыс. у.е.

Таким образом, для улучшения послеаварийного режима были использованы два мероприятия: ввод режима в допустимую область по напряжению с помощью алгоритма наискорейшего спуска, который предусматривает регулирование напряжений с помощью РПН трансформаторов и автотрансформаторов, а также изменение генерации реактивной мощности генераторами на станции, и установка батарей статических конденсаторов суммарной мощностью 2,5 Мвар на ПС Смолевичи. Установка компенсирующих устройств положительно влияет на режим сети, т.к. позволяет не только более просто ввести режим в допустимую область по напряжению, но и снизить потери мощности и энергии в сети.

Литература

1. Неуймин В. Г., Машалов Е. В., Александров А. С., Багрянцев А. А. Программный комплекс «RastrWin3», руководство пользователя, 2015. – 276 с.
2. Короткевич А.М. Совершенствование методов оптимизации режимов энергосистемы по напряжению и реактивной мощности: Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук– Мн.: БГПА, 2000. – 20 с.
3. Электрические системы и сети: Учебник / Г. Е. Поспелов, В. Т. Федин, П. В. Лычев. – Мн.: УП «Технопринт», 2004. – 720 с.
4. Проектирование распределительных электрических сетей: Учебное пособие / Г. А. Фадеева, В. Т. Федин. – Мн.: Выш. шк., 2009. – 360 с.

УДК 621.321

РАСЧЕТ НАДЕЖНОСТИ УПРОЩЕННЫХ СХЕМ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ПОДСТАНЦИЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 110/10 КВ

Морозов А.Г., Мороз А.С.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Старжинский А.Л.

Схемы РУ подстанций должны удовлетворять экономически целесообразному уровню надежности. Уровень надежности схемы РУ в различных режимах работы может быть жестко регламентирован.

Результаты расчета надежности могут быть использованы для последующей оценки: частоты возможного полного или частичного погашения ПС, возможного недоотпуска электроэнергии, устойчивости работы энергосистемы, нарушения функционирования подключенных объектов и т. п.

При обосновании схем рассматриваются нормальный, ремонтные и послеаварийные режимы их работы.

В нормальном режиме все элементы схемы находятся в работе, и ПС должна обеспечивать передачу всей получаемой мощности в систему (за вычетом расходов на собственные нужды) и полное электроснабжение потребителей.

В ремонтном режиме один (или, при соответствующем обосновании, более) из элементов отключается для проведения планового ремонта.

Послеаварийные режимы — это режимы работы схемы после отказа (аварии) одного из элементов схемы. В качестве расчетных аварий рассматривается единичный отказ элемента схемы и отказ одного элемента во время ремонта другого. Нерасчетные аварийные режимы (отказ двух или трех элементов схемы), сопровождающиеся значительными разовыми экономическими последствиями, могут приниматься во внимание в случае, когда сравниваемые при расчетных авариях варианты схем равнозначны.

В послеаварийных режимах допускается снижение или даже перерыв транзитных потоков мощности, а также ограничение электроснабжения потребителей, но при наличии технико-экономического обоснования, которое является сопоставлением экономических последствий отказов элементов схемы (например, ущерб потребителей) с затратами на увеличение пропускной способности схемы, исключающей ограничение электроснабжения потребителей.

Обобщенным критерием при выборе схемы РУ при равном обеспечении качества функционирования ПС является минимум затрат на строительство и эксплуатацию РУ и подстанции в целом.

Для расчёта надёжности в этой работе используется программа «ТОPAS». Пакет прикладных программ «ТОPAS» позволяет проводить анализ надежности главных схем электрических соединений, включающих в себя распределительные устройства любого класса напряжения, генераторные присоединения, высоковольтные линии электропередачи, присоединения резервных трансформаторов собственных нужд и трансформаторы связи между ними.

Вычисление логических показателей надёжности главной схемы осуществляется на основе определения количества комбинаций событий (конъюнкций) $C(k)$, приводящих к отказу её функционирования k -го вида:

$$C(k) = \sum_i \sum_j \sum_s L(k), \quad (1)$$

где $L(k)$ - логическая функция, принимающая значение 0 или 1.

Вычисление частот отказов функционирования k -го вида $\lambda(k)$ и длительностей аварийного восстановления $T(k)$ в общем случае осуществляется по выражениям:

$$\lambda(k) = \sum_j \sum_i q(j) \lambda(i) Q(s/i) L(k); \quad (2)$$

$$T(k) = \frac{1}{\lambda(k)} \sum_j \sum_i q(j) \lambda(i) \min \left\{ \frac{t(j)}{2}; t(i); t_{0.п.} \right\} Q(s/i) L(k), \quad (3)$$

где $q(j)$ - относительная длительность j -го ремонтного режима (о.е.); $\lambda(i)$ - частота повреждения i -го элемента схемы (1/год); $t(i)$ - длительность послеаварийного восстановления i -го элемента схемы (ч); $t(j)$ - длительность j -го ремонтного режима работы схемы; $t_{О.П.}$ - время оперативных переключений (ч); $Q(s/i)$ - вероятность отказа в срабатывании s -го устройства РЗ или КА.

Коэффициент неготовности потребителей $K_{\text{н}}$ вычисляется по выражению:

$$K_{\text{н}} = \frac{T(k)\lambda}{8760} \quad (4)$$

Произведем расчет трех простейших схем электрических соединений подстанций напряжением 110 кВ, предварительно пронумеровав все элементы (рис 1). Показатели надежности элементов схемы напряжением 110 кВ представлены в таблице 1.

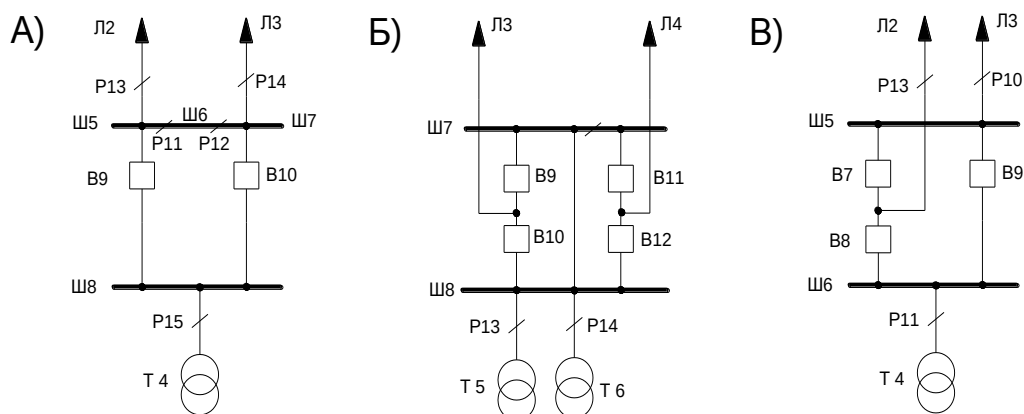


Рисунок 1. Схемы электрических соединений напряжением 110 кВ

Таблица 1 – Показатели надежности элементов электрической сети

Элементы схемы	Частота отказа, 1/год	Время восстановления, ч	Частота планового ремонта, 1/год	Длительность планового ремонта, ч
Воздушные выключатели	0,01	30,7	0,080	100
Силовые трансформаторы	0,014	76,0	0,750	28,0
Воздушные линии на 1 км	0,52	14,4	2,000	14,5
Сборные шины 110 кВ	0,048	5,0	0,166	4,0

Схема а) Заход-выход

Схема применяется на напряжении 110–220 кВ для проходных или ответвительных однострановых ПС с двусторонним питанием, начальный этап более сложной схемы.

В схеме устанавливается два выключателя со стороны линии, которые позволяют отключать поврежденный участок линии. Данная схема может применяться как с ремонтной перемычкой, так и без нее.

Схема б) Схемы четырехугольника

В РУ подстанций при четырех присоединениях и необходимости секционирования транзитных линий и мощности трансформаторов от 125 МВ-А при напряжении 110, 220 кВ и любой мощности при напряжении 330—750 кВ.

Схема в) Треугольник

Схема применяется как для однатрансформаторных ПС 110-220 кВ, так и для ПС 330-750 кВ как начальный этап более сложных схем

После расчета в программе «ТОPAS» получим следующие результаты:

Таблица 2 - Результаты анализа надежности:

Код аварии	Суммарная частота, 1/год	Среднее время восстановления, ч	Коэффициент неготовности
Схема а)	«Заход-выход»		
1Т 2Л	0,0001	0,50	0,000424
1 Л		14,90	0,000602
Схема б)	«Схемы четырехугольника»		
1Т	0,0002	0,50	0,002445
2Т 2Л	0,629	4,31	0,0003013
1Л		14,90	0,000000084
Схема в)	«Треугольник»		
1Т 2Л	0,0001	0,50	0,0004235
1Л		14,90	0,00030136

Примечание: В укрупненных кодах запись 1 Л обозначает потерю линии; 1Т 2Л – отключение одновременно одного любого трансформатора и две воздушных линии.

По результатам расчётов можно сделать вывод: схема «четырёхугольника» в 5,8 раза надежнее, чем схема «треугольник». Для данной схемы вероятность возникновения отказов и время простоя оборудования наименьшее. Наихудшей считается схема «Заход-выход». При проектировании подстанций с такими схемами необходимо предусмотреть установку надёжных коммутационных аппаратов (элегазовых выключателей), позволяющие снизить вероятность их возможных отказов, а также время простоя оборудования.

Литература

1. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. – 3-е изд. – М., Энергоатомиздат, 1987 г.
2. Электротехнический справочник: в 4 т. Т.3. Производство, передача и распределение электрической энергии/ Под общ. Ред. Профессоров МГЭИ. – 9-е изд. – М.: Издательство МЭИ, 2004г.
3. Схемы электрических соединений подстанции: учебное пособие/ С.Е.Кокинб С.А. Дмитриев, А.И.Хальясмаа– Екатеринбург: Изд-во Урал. Ун-та, 2015. – 100 с.

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ НЕСИММЕТРИИ НАПРЯЖЕНИЙ И СОПРОТИВЛЕНИЙ ПО ФАЗАМ ДЛЯ ЗАДАННОЙ СХЕМЫ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ 0.4 КВ

Швырёв С.С.

Научный руководитель - ст. преподаватель Мышковец Е.В.

Причины возникновения несимметричных режимов в электрических сетях:

- неодинаковые нагрузки в различных фазах (чаще всего),
- неполнофазная работа линий или других элементов в сети (обрыв фазы),
- различные параметры линий в разных фазах.

Влияние несимметрии напряжений на работу электрооборудования:

• В электрических сетях возрастают потери электроэнергии от дополнительных потерь в нулевом проводе.

• Однофазные, двухфазные потребители и разные фазы трёхфазных потребителей электроэнергии работают на различных не номинальных напряжениях, что вызывает те же последствия, как при отклонении напряжения.

• В электродвигателях, кроме отрицательного влияния не несимметричных напряжений, возникают магнитные поля, вращающиеся встречно вращению ротора.

• Общее влияние несимметрии напряжений на электрические машины, включая трансформаторы, выливается в значительное снижение срока их службы.

• Например, при длительной работе с коэффициентом несимметрии по обратной последовательности $K_2U = 2...4 \%$, срок службы электрической машины снижается на 10...15 %, а если она работает при номинальной нагрузке, срок службы снижается вдвое.

Имеются следующие исходные данные:

- схема простой распределительной сети 0,4 кВ;
- данные об элементах электрической сети, необходимые для расчета параметров их схем замещения;

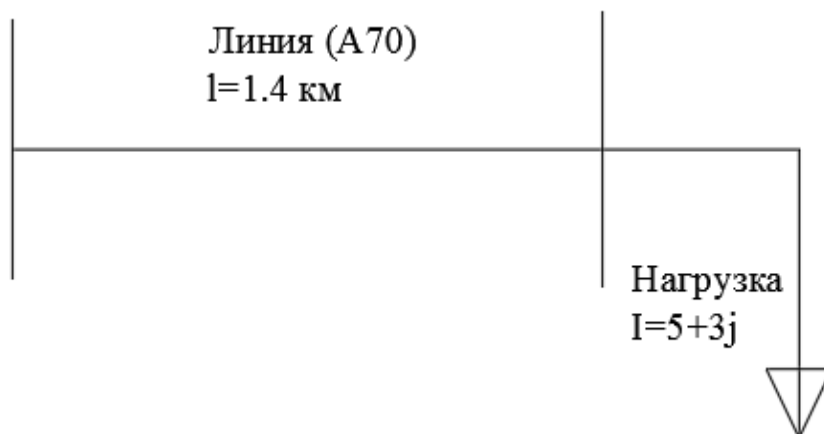


Рисунок 1 – Исходная схема сети;

Приведём примеры расчетов:

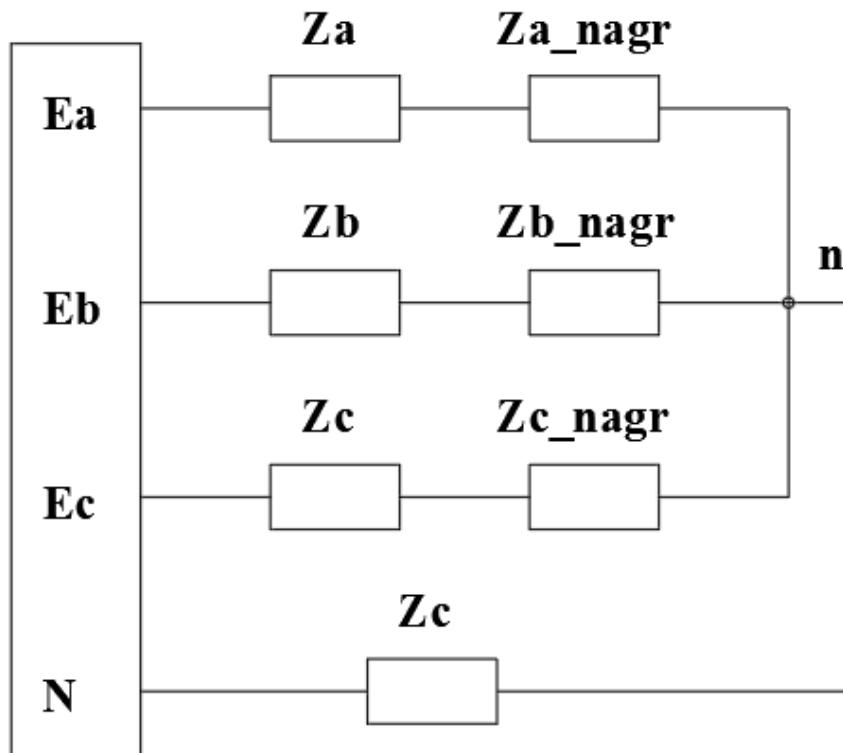


Рисунок 2 – Схема замещения сети

Расчет нормального режима:

Рассчитаем падение напряжения в каждой фазе:

$$U_{A_nagr} = U_A - |I_{A_nagr}| * Z_A;$$

$$U_{B_nagr} = U_B - |I_{B_nagr}| * Z_B;$$

$$U_{C_nagr} = U_C - |I_{C_nagr}| * Z_C;$$

Напряжение между точками n и N на рисунке 2:

$$U_{nN} = U_{A_nagr} + U_{B_nagr} + U_{C_nagr};$$

Получим следующие значения:

$$U_{A_nagr} = 216.6 \cdot e^{j \cdot (-0.611^\circ)} \text{ В};$$

$$U_{B_nagr} = 223.7 \cdot e^{j \cdot (-120.5^\circ)} \text{ В};$$

$$U_{C_nagr} = 219.7 \cdot e^{j \cdot (121.0^\circ)} \text{ В};$$

$$U_{nN} = 12.3 \cdot e^{j \cdot (-145.6^\circ)} \text{ В};$$

Расчеты в последующих пунктах будут аналогичны расчету в данном пункте.

Расчет сети с несимметричным напряжением:

Предположим, что значения напряжения по фазам будут равны:

$$U_A = 0.95 \cdot U_{A_0};$$

$$U_B = U_{B_0};$$

$$U_C = 1.05 \cdot U_{C_0};$$

Получим следующие значения напряжения на нагрузке:

$$U_{A_nagr} = 205.6 \cdot e^{j \cdot (-0.644^\circ)} \text{ В};$$

$$U_{B_nagr} = 223.7 \cdot e^{j \cdot (-120.5^\circ)} \text{ В};$$

$$U_{C_nagr} = 230.7 \cdot e^{j \cdot (121.0^\circ)} \text{ В};$$

$$U_{nN} = 26.7 \cdot e^{j \cdot (174.4^\circ)} \text{ В};$$

Расчет сети с повреждением одной из фаз:

Предположим, что в сети повреждена фаза А:

$$Z_A = (R_{l_n} + j \cdot X_{l_n}) \cdot 10;$$

Получим следующие значения напряжения на нагрузке:

$$U_{A_nagr} = 187.7 \cdot e^{j \cdot (-7.07^\circ)} \text{ В};$$

$$U_{B_nagr} = 223.7 \cdot e^{j \cdot (-120.5^\circ)} \text{ В};$$

$$U_{C_nagr} = 230.7 \cdot e^{j \cdot (121.0^\circ)} \text{ В};$$

$$U_{nN} = 49.0 \cdot e^{j \cdot (-145.6^\circ)} \text{ В};$$

Расчет сети с несимметричной нагрузкой:

Предположим, что в сети нагрузка распределена неравномерно по фазам:

$$U_{A_nagr} = U_A - 2 \cdot |I_{A_nagr}| \cdot Z_A;$$

$$U_{B_nagr} = U_B - 0.5 \cdot |I_{B_nagr}| \cdot Z_B;$$

$$U_{C_nagr} = U_C - 0.5 \cdot |I_{C_nagr}| \cdot Z_C;$$

$$U_{nN} = U_{A_nagr} + U_{B_nagr} + U_{C_nagr};$$

Получим следующие значения напряжения на нагрузке:

$$U_{A_nagr} = 213.3 \cdot e^{j \cdot (-1.24^\circ)} \text{ В};$$

$$U_{B_nagr} = 221.9 \cdot e^{j \cdot (-120.2^\circ)} \text{ В};$$

$$U_{C_nagr} = 219.9 \cdot e^{j \cdot (120.5^\circ)} \text{ В};$$

$$U_{nN} = 12.3 \cdot e^{j \cdot (-145.6^\circ)} \text{ В};$$

Вывод: в данной работе мы получили, что при несимметрии напряжения и повреждении фазы напряжения на потребителях вышли за допустимые пределы ($220 \pm 5\%$ ^[3]) – это означает, что данные режимы недопустимы, т.к. могут повлечь за собой материальные убытки: повреждение электрических приборов потребителей.

Литература:

1. <http://electricalschool.info/main/elsnabg/468-prichiny-vozniknovenija.html>
2. <http://e-audit.ru/quality/asymmetry.shtml>
3. ПУЭ Правила устройства электроустановок. Издание 7

УДК 621.311

ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕСТ УСТАНОВКИ КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ В ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Силивончик А.Ю.

Научный руководитель - к.т.н., доцент Прокопенко В.Г.

В настоящее время повышению качества электроэнергии, снижению потерь мощности и энергии в сетях уделяют большое внимание, так как это значительно влияет на надежность систем электроснабжения, расход электроэнергии, а также на весь технологический процесс производства в целом. С повышением качества электроэнергии в сетях, связан вопрос о компенсации реактивной мощности.

Под компенсацией реактивной мощности понимают воздействие на баланс реактивной мощности в узле электроэнергетической системы с целью регулирования напряжения и снижения потерь электроэнергии. Данный вопрос включает в себя правильный выбор экономичного и надежного источника, места установки компенсирующего устройства, а также определение его мощности. Компенсация реактивной мощности позволяет повысить эффективность использования электроэнергии в трех основных направлениях: увеличение пропускной способности линий и трансформаторов, снижение потерь активной мощности, и нормализация напряжения [1]. Однако не стоит забывать о том, что использование специальных устройств регулирования, по сравнению с организационными мероприятиями, требует значительно больших капитальных затрат. Если установка компенсирующих устройств производилась без расчета и непродуманно, то есть вероятность, что данное устройство будет не экономичным. Поэтому применение компенсирующих устройств возможно, только после тщательного технико-экономического расчета на основании критериев.

Вопрос о компенсации реактивной мощности более детально рассмотрим на примере электрической сети напряжением 330, 110, 35, 10 кВ. Данная сеть является замкнутой, суммарная протяженность линий составляет 1192 км, а также в сети установлено 40 трансформаторов (6 АТ, 8 трехобмоточных, 26 двухобмоточных), причем все трансформаторы выполнены с РПН. В узле 13 есть генерация активной мощности (100 МВт) и реактивной с диапазоном регулирования (0...70 Мвар). Все расчеты режимов производились с помощью программы «RastrWin3».

В результате расчета параметров линий и трансформаторов было получено, что схема содержит 54 узла и 99 ветвей. В исходном режиме суммарная генерация активной и реактивной мощности по сети равна 409,4 МВт и 84,1 Мвар, а суммарные нагрузки в сети составляют 394,2 МВт и 190,6 Мвар. Суммарные потери активной мощности по сети составляют 15,20 МВт.

Перед установкой компенсирующих устройств сперва необходимо рассмотреть мероприятия, которые не требуют существенных дополнительных затрат, материалов или денежных средств. Такими мероприятиями являются: размыкание замкнутых сетей в оптимальных точках по условиям эксплуатации сети; выбор коэффициентов трансформации автотрансформаторов и трансформаторов связи; оптимизация режимов работы генераторов. После проведения данных мероприятий можно приступить к рассмотрению средств, которые требуют определённых затрат труда и денежных вложений. Наиболее эффективным является установка устройств компенсации реактивной мощности.

Первый шаг оптимизации. Электрические сети 35 кВ часто выполняют по замкнутым схемам, но работают такие сети в разомкнутом режиме. Поэтому необходимо определить оптимальные точки размыкания сети напряжением 35 кВ. Основным критерий - это снижение потерь активной мощности в сети [2]. Процесс и результаты поиска оптимальных мест размыкания в электрической сети 35 кВ приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Поиск оптимальных мест размыкания сети 35 кВ

Шаг	Участок	Суммарные потери в электрической сети, МВт
0	Исходный режим	15,20
1	14-122	24,18
2	14-15	15,53
3	15-16	15,86
4	16-132	24,24
Отключаем линию 14-15		
Производим поиск следующего места размыкания		
5	25-192	17,38
6	24-25	15,53
7	24-232	17,78
Отключаем линию 24-25		

В результате были получены два места размыкания сети 35 кВ: линия 14-15 и линия 24-25. После размыкания электрической сети 35 кВ суммарные потери в электрической сети увеличились с 15,20 МВт до 15,53 МВт.

Второй шаг оптимизации. Выбор коэффициентов трансформации выполним с помощью метода покоординатного спуска только для автотрансформаторов и трехобмоточных трансформаторов [2]. Результат выбора коэффициентов трансформации приведен в таблицах 2 и 3.

Таблица 2 - Последовательность выбора оптимальных коэффициентов трансформации автотрансформаторов

Шаг	Тип трансформаторов и автотрансформаторов, место установки	Коэффициент трансформации СН	dP, МВт	Дополнительная информация
0	2хАТДЦТН-200000/330/110 (узел 1)	0,348	15,53	Исходный
1		0,355	15,39	Выход напряжения за допустимые пределы
У автотрансформаторов 2хАТДЦТН-200000/330/110 оставляем Кт = 0,348				
2	2хАТДЦТН-125000/330/110 (узел 2)	0,348	15,53	Исходный
3		0,355	15,38	-
4		0,362	15,32	Оптимальный
5		0,369	15,36	Увеличение потерь
У автотрансформаторов 2хАТДЦТН-125000/330/110 принимаем Кт = 0,362				
6	2хАТДЦТН-125000/330/110 (узел 3)	0,348	15,32	Исходный
7		0,355	15,10	-
8		0,362	14,98	Оптимальный
9		0,369	14,99	Увеличение потерь
У автотрансформаторов 2хАТДЦТН-125000/330/110 принимаем Кт = 0,362				

Таблица 3 - Последовательность выбора оптимальных коэффициентов трансформации трехобмоточных трансформаторов

Шаг	Тип трансформаторов и автотрансформаторов, место установки	Коэффициент трансформации		dP, МВт	Дополнительная информация
		СН	НН		
1	2	3	4	5	6
0	2хТДТН-40000/110 (узел 13)	0,335	0,091	14,98	Исходный
1		0,341	0,093	14,90	-
2		0,347	0,095	14,83	-
3		0,354	0,096	14,75	Оптимальный
4		0,360	0,098	14,69	Выход напряжения за допустимые пределы
У трансформаторов 2хТДТН-40000/110 принимаем Кт = 0,354 и 0,096					
1	2	3	4	5	6
5	2хТДТН-25000/110 (узел 23)	0,335	0,096	14,75	Исходный
6		0,341	0,097	14,73	-
7		0,347	0,099	14,71	-
8		0,354	0,101	14,69	Оптимальный
9		0,360	0,103	14,68	Выход напряжения за допустимые пределы
У трансформаторов 2хТДТН-25000/110 принимаем Кт = 0,354 и 0,101					
10	2хТДТН-25000/110 (узел 12)	0,335	0,096	14,69	Исходный
11		0,341	0,097	14,68	-
12		0,347	0,099	14,66	Оптимальный
13		0,354	0,101	14,65	Выход напряжения за допустимые пределы
У трансформаторов 2хТДТН-25000/110 принимаем Кт = 0,347 и 0,099					
14	2хТДТН-25000/110 (узел 19)	0,335	0,096	14,66	Исходный
15		0,341	0,097	14,65	-
16		0,347	0,099	14,64	-
17		0,354	0,101	14,63	Оптимальный
18		0,360	0,103	14,62	Выход напряжения за допустимые пределы
У трансформаторов 2хТДТН-25000/110 принимаем Кт = 0,354 и 0,101					

После выбора коэффициентов трансформации трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов суммарные потери активной мощности по электрической сети снизились с 15,53 МВт до 14,63 МВт.

Третий шаг оптимизации. Произведем изменение реактивной мощности, выдаваемой в сеть генератором, который установлен в узле 13. Примем, что изменение будет происходить

на 5 Мвар за один шаг и исходная реактивная мощность, выдаваемая генератором, равна 35 Мвар. Главным критерием является снижение потерь активной мощности в электрической сети. Результаты расчета приведены в таблице 4.

Таблица 4 - Последовательность расчета реактивной мощности генератора

Шаг	Изменение реактивной мощности, Мвар	Суммарные потери в электрической сети, МВт	Дополнительная информация
0	35	14,63	Исходный
1	40	14,52	-
2	45	14,41	-
3	50	14,32	-
4	55	14,24	Выход напряжения за допустимые пределы
Выдаваемая реактивная мощность генератором в узле 13 равна 50 Мвар			

Таким образом после оптимизации работы генератора суммарные потери активной мощности по электрической сети снизились с 14,63 МВт до 14,32 МВт.

Четвертый шаг оптимизации. Рассмотрим такое мероприятие, как установка компенсирующих устройств. Компенсирующие устройства эффективны тем, что сеть разгружается по реактивной мощности и увеличиваются напряжения в узлах схемы, что приводит к снижению потерь [1].

Задаемся исходными данными. Принимаем, что $\Delta P_y = 0,003$ кВт/квар, $T_{м.к.} = 6000$ ч, $\tau_p^{CP} = 4800$ ч, $E = 0,12$, $p = 0,1$, $k_p = 0,1$, $\beta = 0,1$ у.е/(кВт·ч), $k_y = 15,62$ у.е/квар.

Первоначально выбираем узлы, где целесообразнее установить компенсирующие устройства. Для этого выбираем узлы с наибольшим падением напряжения и наибольшей реактивной нагрузкой. Определять целесообразность установки компенсирующих устройств будем по двум критериям [3,4]:

$$k_{\Delta i} > k_{\Delta}^0, \quad (1)$$

$$Z_3 - Z_K \geq 0, \quad (2)$$

где $k_{\Delta i}$ – удельное снижение потерь активной мощности в сети при установке компенсирующего устройства в i -м узле, соответствующее экономическому критерию; k_{Δ}^0 – граничное значение удельного снижения потерь мощности, ниже которого установка компенсирующего устройства нецелесообразна; Z_3 – экономия приведенных затрат за счет установки КУ;

Z_K – затраты на компенсацию реактивной мощности.

Расчетное значение стоимости 1 квар·ч, выдаваемого компенсирующим устройством, находим по формуле (3) и получаем 0,001 у.е/ квар·ч.

$$\beta_K = \Delta P_y \cdot \beta + \frac{k_y \cdot (E + p)}{T_{м.к.}}, \quad (3)$$

где ΔP_y – удельные потери мощности в компенсирующем устройстве; k_y – удельные капитальные затраты на компенсирующее устройство; E – норма дисконта; p – отчисления на амортизацию и текущий ремонт компенсирующего устройства.

По формуле (4) находим граничное значение экономического эквивалента реактивной мощности, равное 0,011 кВт/квар.

$$k_{\mathcal{O}}^0 = \frac{T_{м.к.} \cdot \beta_K}{\tau_p^{CP} \cdot \beta}, \quad (4)$$

где $T_{м.к.}$ – эквивалентное число часов использования максимальной нагрузки компенсирующего устройства; τ_p^{CP} – среднее значение времени наибольших потерь от передачи реактивной мощности; β – стоимость 1 кВт·ч потерь электроэнергии.

Величины $З_{\mathcal{O}}$ и $З_K$ находим по формулам (5) и (6):

$$З_{\mathcal{O}} = (\Delta P_1 \tau_{1p} - \Delta P_2 \tau_{2p}) \beta, \quad (5)$$

$$З_K = p_{\Pi} K_K + \Gamma_K = (E + p) k_y Q_k + \Delta P_y Q_k T_{м.к.} \beta, \quad (6)$$

где ΔP_1 и ΔP_2 – потери активной мощности до и после установки КУ в максимальном режиме; τ_{1p} и τ_{2p} – время потерь от протекания реактивной мощности до и после компенсации. K_K – капитальные затраты в КУ; Γ_K – годовые эксплуатационные расходы в КУ; Q_k – мощность КУ;

Расчетное значение мощности компенсирующего устройства:

$$Q_{ki} = Q_{ni} \cdot \frac{K_i}{K_{\max}} \cdot k_p, \quad (7)$$

где Q_{ni} – реактивная нагрузка в i-том узле; K_i – удельное снижение потерь мощности в сети при установке компенсирующего устройства мощностью 1 Мвар в i-том узле; $K_{\max}$ – максимальное удельное снижение потерь мощности в сети при установке компенсирующего устройства мощностью 1 Мвар во всех рассматриваемых узлах; k_p – коэффициент, влияющий на точность расчетов. Результаты расчета и последовательность отобразим в таблице 5.

Таблица 5 – Результаты и последовательность расчета мощности компенсирующих устройств

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6	7
Шаг 5, dP = 14,00 МВт						
181	8	1,6	-	-	1,6	-
201	10	2+1	13,96	0,04	2	Выход напряжения за допустимые пределы
171	14	1,4+1	13,96	0,04	1,4	Выход напряжения за допустимые пределы
61	16	1	13,99	0,01	-	Условие (1) не выполняется
81	16	1	13,99	0,01	-	Условие (1) не выполняется
111	16	1	13,99	0,01	-	Условие (1) не выполняется
141	5	1	-	-	1	-
dP = 14,00 МВт						

В результате были рекомендованы к установке компенсирующие устройства в узлы 181, 201, 171, 141 суммарной мощностью равной 6 Мвар. При этом суммарные потери в электрической сети снизились с 14,32 до 14,00 МВт.

После проведенных четырех этапов оптимизации были выбраны коэффициенты трансформации двухобмоточных трансформаторов, обеспечивающие напряжения на шинах 10 кВ в пределах 10,5 - 11 кВ. Таким образом оптимизация режима завершена и суммарное снижение потерь активной мощности составило 1,2 МВт.

Литература

1. Поспелов Г.Е., Сыч Н.М., Федин В.Т. Компенсирующие и регулирующие устройства в электрических системах. Л.: Энергоатомиздат, 1983. – 112 с.
2. Прокопенко В.Г., Фурсанов М.И. Лабораторный практикум по дисциплинам “Оптимизация режимов энергосистем и сетей” и “Оптимизация электроэнергетических систем”. – Минск: БНТУ, 70 с
3. Федин, В. Т. Основы проектирования энергосистем: учебное пособие для студентов энергетических специальностей: в 2 ч. Ч. 1 / В. Т. Федин, М. И. Фурсанов. – Минск: БНТУ, 2009. – 321 с. : ил.
4. Поспелов Г.Е., Федин В.Т. Энергетические системы: Учеб. пособие – Мн.: Вышэйшая школа, 1975. – 272 с.

УДК 621.311

УТОЧНЕННЫЙ РАСЧЕТ ОПТИМАЛЬНЫХ ВЕЛИЧИН КОЭФФИЦИЕНТОВ ТРАНСФОРМАЦИИ И РЕАКТИВНЫХ МОЩНОСТЕЙ ИСТОЧНИКОВ В ОСНОВНЫХ СЕТЯХ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Печко А.С.

Научный руководитель - к.т.н, доцент Прокопенко В.Г.

Одним из важных мероприятий по повышению эффективности работы основных электрических сетей, является оптимизация их режимов работы по напряжению и реактивной мощности. Это мероприятие не связано с дополнительными капитальными затратами и относится к числу первоочередных, решаемых в энергосистемах.

Известные алгоритмы решения данной задачи формулируют её как

$$\min [\Delta P(K, Q) / K, Q \in R],$$

где ΔP суммарные потери активной мощности в расчетной схеме сети; K, Q векторы независимых переменных: коэффициентов трансформации автотрансформаторов связи и реактивных мощностей источников; R – область допустимых решений, ограниченная равенствами и неравенствами технических ограничений[1].

Основным режимным ограничением являются величины напряжений узлов расчетной схемы сети.

Для решения данной задачи применяется ряд оптимизационных методов, учитывающих дискретность и связанность изменения переменных. Алгоритмы предусматривают поочередное изменение векторов переменных, например, первым изменяется вектор K , а вторым – вектор Q или наоборот. В обоих случаях задача как-то решается: потери снижаются, но на разную величину и при этом напряжение в ряде узлов схемы сети достигают допустимых пределов.

Для более точного решения задачи разработан алгоритм на основе использования пошагового метода оптимизации с анализом предыстории[2].

Данный алгоритм позволяет на каждом шаге оптимизации сравнивать снижение потерь активной мощности в расчетной схеме сети, которое достигается за счет изменения коэффициента трансформации автотрансформатора связи в наибольшей степени уменьшающего потери мощности и от изменения реактивной мощности источника(ов) также в наибольшей степени уменьшающего(их) потери активной мощности. На основе сравнения величин снижения потерь мощности выбирается переменная, которую целесообразно изменить. Причем реактивная мощность источника подбирается таким образом, чтобы суммарные изменения напряжений узлов сети было равным суммарным изменениям напряжений от установки нового коэффициента трансформации. Новое значение переменной вносится в модель схемы сети и расчет повторяется.

Приведем пример реализации данного алгоритма на замкнутой электрической сети со следующими параметрами: номинальные напряжения 330, 220 и 110 кВ, число узлов-26, суммарная протяженность линий-1356 км, суммарная нагрузка потребителей- 1048+j462 МВА, генерация активной и реактивной мощности в 4 узлах - 100+j(0÷100), 50+j(0÷100), +j(0÷50), БУ, количество автотрансформаторов с РПН-5.

При расчете принималось, что разность изменения суммарных значений напряжений при выборе оптимального коэффициента трансформации трансформатора и при выборе оптимального значения генерируемой реактивной мощности в узле не превышал 1%. Допустимые значения напряжений в узлах составляли: в сети 330 кВ-355 кВ; в сети 220 кВ-242 кВ; в сети 110 кВ- 121 кВ.

Расчет режимов сети производился с помощью известной программы «RASTR», в исходном режиме расчетные мощности источников были равны нулю, коэффициенты трансформации имели номинальные отклонения, шаг изменения реактивной мощности источников составлял 5 Мвар. Характеристика исходного режима полностью удовлетворяет

заданным требованиям, а именно напряжения в узлах сети находятся ниже допустимых значений, при расчете режим сходится.

Суммарные потери активной мощности в сети в исходном режиме составляют 21,21 МВт.

1-ый цикл оптимизации.

Результаты расчетов выбора значения коэффициента трансформации на первом цикле оптимизационного расчета приведены в Таблице 1.

Таблица 1.

№ трансформатора	1	2	3	4	5
Значения коэффициента трансформации в исходном режиме	0,733	0,733	0,526	0,526	0,526
Значения коэффициента трансформации после оптимизации на ступень регулирования	0,748	0,748	0,536	0,536	0,536
Снижение потерь мощности относительно исходного значения, МВт	0,45	0,41	0,13	0,04	0,06

Из данных таблицы 1 следует, что к наибольшему снижению потерь мощности привело изменение величины коэффициента трансформации трансформатора 1. Потери мощности уменьшились на 0,45 МВт. Суммарное изменение напряжений узлов в сети составило 46,3 кВ.

В Таблице 2 приведены результаты расчетов оптимальных значений реактивных мощности источников на первом цикле оптимизационного расчета.

Таблица 2.

Значение источника реактивной мощности, МВА	200+j(0-150)	120+j(0-90)	100+j(0-80)
№ узла	1	2	3
Значение суммарных активных потерь в исходном режиме, МВт	21,21		
Значения реактивной мощности источника после оптимизации на ступень, Мвар	5	5	5
Снижение потерь активной мощности, МВт	0,17	0,28	0,37
Суммарные изменения напряжений узлов схемы сети, кВ	Не рассчитывалось	Не рассчитывалось	18,23
Величина реактивной мощности источника после изменения на ступень, Мвар	5	5	10
Значение суммарных активных потерь в исходном режиме, МВт	20,84		
Снижение потерь мощности, МВт	0,15	0,27	0,32
Суммарные изменения напряжений узлов схемы сети, кВ	Не рассчитывалось	Не рассчитывалось	35,98
Значение суммарных активных потерь в исходном режиме, МВт	20,52		
Значения реактивной мощности источника после оптимизации на первом шаге, Мвар	5	5	15
Снижение потерь мощности, МВт	0,16	0,26	0,29
Суммарные изменения напряжений, кВ	53,19		

Поскольку при реактивной мощности источника 2 - 15 Мвар суммарные изменения напряжений узлов сети превышают увеличение напряжений от изменения коэффициента трансформации трансформатора, то величина реактивной мощности была откорректирована на основе линейной функции напряжений узлов от реактивной мощности источников[3]. Коррекция осуществлялась следующим образом.

Рассчитывалось удельное увеличение напряжения узлов сети от изменения реактивной мощности источника на 1 Мвар :

$$\Delta U_{\Sigma y} = \frac{\Delta U_{\Sigma n} - \Delta U_{\Sigma(n-1)}}{\Delta Q}, \quad (1)$$

где $\Delta U_{\Sigma n}$ и $\Delta U_{\Sigma(n-1)}$ - соответственно, суммарное изменение величин напряжений узлов сети на последнем и предпоследнем шаге изменения реактивной мощности источника, кВ ;

ΔQ - шаг изменения реактивной мощности источников, Мвар .

Исходя из Таблицы 2 :

$$\Delta U_{\Sigma y} = \frac{35,98 - 18,23}{5} = 3,55 \frac{\text{кВ}}{\text{Мвар}},$$

Определялась реактивная мощность источника 3 на n+1 шаге её изменения при котором суммарное увеличение напряжений узлов сети будет такое же, как при применении коэффициента трансформации:

$$\Delta Q_{(n+1)} = \frac{\Delta U_{\Sigma k} - \Delta U_{\Sigma y}}{\Delta U_{\Sigma y}}, \quad (2)$$

где $\Delta U_{\Sigma k}$ суммарное увеличение напряжений узлов схемы сети при изменении коэффициента трансформации на ступень регулирования.

Исходя из данных 1 и 2 и округления $\Delta Q_{(n+1)}$ до целого числа получим :

$$\Delta Q_{(n+1)} = \frac{46,3 - 35,98}{3,55} \approx 3 \text{ Мвар},$$

Таким образом после первого цикла оптимизации расчета оказалось, что более эффективно изменить реактивную мощность источника на 13 Мвар. При этом снижение потерь активной мощности в схеме сети составило 20,23 МВт, что на 0,53 МВт превышает снижение потерь мощности от изменения коэффициента трансформации трансформатора 1.

Далее расчет повторяется и заканчивается после трёх циклов. На 4 цикле при изменении коэффициентов трансформатора 1 напряжение некоторых узлов схемы сети выходят за допустимые пределы. Поэтому сравнивались снижения потерь активной мощности попеременно при применении коэффициента трансформации трансформатора 2,3,4,5. И со снижениями потерь, полученных от изменения реактивной мощности источника.

Таблица 3. Результаты расчетов оптимального коэффициента трансформации и оптимального узла с источником реактивной мощности на последнем цикле оптимизации.

№ цикла	3	
№ выбранного оптимального трансформатора/источника	трансформатор 1	источники реактивной мощности в узлах 2 и 3
Снижение потерь мощности относительно исходного режима, МВт	0,39	0,58
Суммарные изменения напряжений, кВ	45,42	44,35
Новое значение переменной, о.е./Мвар	нет	27 Мвар –узел 3, 15 Мвар-узел 2

Таким образом в результате оптимизационного расчета для рассмотренной схемы сети оказалось, что большее снижение потерь мощности достигнуто за счет изменения

реактивной мощности источников в 2-ух узлах. Так же выявлена эффективность усовершенствованного метода оптимизации над методом пошагового спуска с анализом предыстории. Узел с источником реактивной мощности в сети 110 кВ является наиболее эффективным местом установки принятого значения реактивной мощности. Потери активной мощности снизились в случае усовершенствованного алгоритма на 1,44 МВт, в случае если бы оптимизация режима работы сети проводилась за счет изменения коэффициента трансформации потери активной мощности снизились бы на 1,03 МВт. Описанный алгоритм оптимизации полностью формализован и может быть реализован на ЭВМ.

Литература

1. Федин В.Т., Прокопенко В.Г. Планирование характерных режимов электрических сетей 110 – 750 кВ по напряжению и реактивной мощностью.- Электрические станции, 1977, №12.
2. Отчет о нир. Разработать концептуальные основы и эффективные методы и алгоритмы анализа и оптимизации режимов энергосистем по напряжению и реактивной мощности. № г.р. 19981125 / В.Г.Прокопенко, А.А. Золотой. Минск, БНТУ, 1998.
3. Федин В.Т., Прокопенко В.Г. Алгоритм и программа на ЭЦВМ определения оптимальной компенсации реактивных нагрузок узлов электрической сети – Минск :Энергетика, 1978, №12.

УДК 621.31

РАСЧЁТ РЕЖИМА ЗАМКНУТОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ УЗЛОВЫХ УРАВНЕНИЙ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ С МАТРИЦЕЙ ZU ПРИ ЗАДАНИИ ЧАСТИ УЗЛОВ АКТИВНОЙ МОЩНОСТЬЮ И МОДУЛЕМ НАПРЯЖЕНИЯ

Зайцев П.А.

Научный руководитель – старший преподаватель Мышковец Е.В.

Метод Зейделя был первым методом, примененным для расчета установившихся режимов ЭЭС на ЭВМ. Простота алгоритмической реализации, малый объем вычислений на каждом шаге, незначительная потребность оперативной памяти и приемлемая для широкого круга задач сходимость метода позволили даже на первых моделях ЭВМ рассчитывать режимы сетей, содержащих сотни узлов.

Уравнение напряжения, используемое в итерационном процессе:

$$U_i^{*k+1} = \frac{1}{Y_{ii}^*} \left(-\frac{S_i^*}{U_i^{(k)}} + Y_{i0} U_0 + \sum_{j=1}^{i-1} Y_{ij} U_j^{*k+1} + \sum_{j=i+1}^n Y_{ij} U_j^{*k} \right), \quad (1)$$

$$1 \leq i \leq n$$

Процесс расчёта считается законченным если:

$$\Delta U^{(k+1)} = |U_i^{(k+1)} - U_i^{(k)}| \leq \varepsilon, \quad (2)$$

ε – требуемая точность;

Учёт опорных узлов типа P, U-const.

В части генераторных узлов ЭЭС необходимо учесть заданные активную мощность P и модуль напряжения, которые регулируются и могут быть фиксированными (опорные узлы типа P, U). Такие узлы, представляющие большинство генераторов электростанций с первичным регулированием частоты, являются базисными по напряжению и балансирующими по реактивной мощности Q, пределы изменения которой (располагаемая реактивная мощность):

$$Q_i^{\min} \leq Q_i \leq Q_i^{\max}, \quad (3)$$

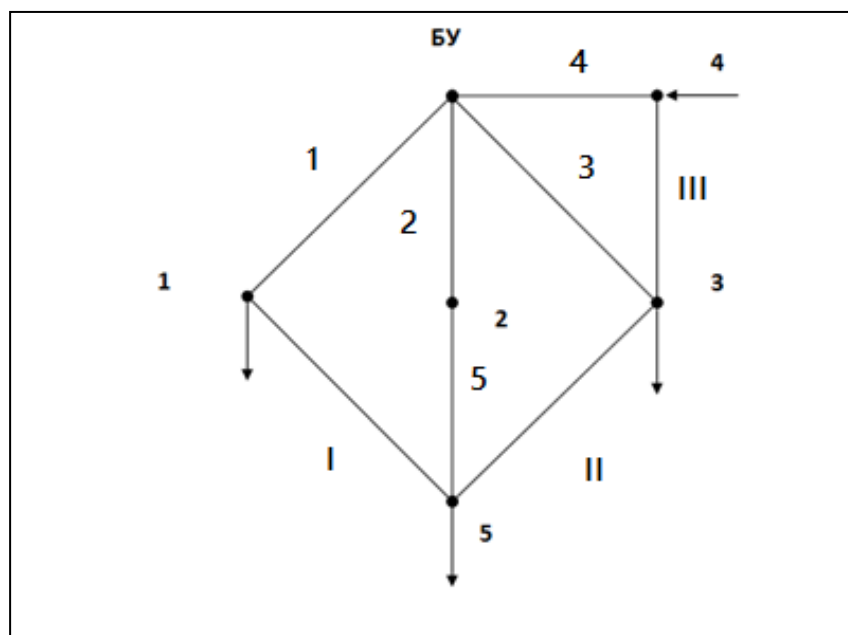


Таблица 1. Параметры линий сети

№ ветви или хорды	1	2	3	4	5	I	II	III
Марка провода	АС 95/16	АС 240/32	АС 240/32	АС 185/29	АС 120/19	АС 120/19	АС 185/29	АС 150/24
r_0 , Ом/км	0,306	0,121	0,121	0,162	0,249	0,249	0,162	0,198
x_0 , Ом/км	0,434	0,405	0,405	0,413	0,427	0,427	0,413	0,420
Длина линии, км	32	26	26	36	51	53	39	40

$$P := \begin{pmatrix} 10 \\ 0 \\ 23 \\ -20 \\ 25 \end{pmatrix} \quad Q := \begin{pmatrix} 5 \\ 0 \\ 7 \\ -10 \\ 19 \end{pmatrix} \quad U := \begin{pmatrix} 110 \\ 110 \\ 110 \\ 117 \\ 110 \end{pmatrix}$$

Рисунок 2. Нагрузки и напряжения в узлах

Проведём расчёт итерационным методом и покажем первую итерацию:

$$U_1 = \frac{1}{Y_{y1,1}} \cdot \left(-\frac{S_{1,1}}{U_{1,n}} - Y_{\Sigma 6,1} \cdot U_{\phi y} - \sum_{k=2}^5 (Y_{y1,k} \cdot U_{k,n}) \right) = 114.554 - 0.342j ;$$

$$U_2 = \frac{1}{Y_{y2,2}} \cdot \left(-\frac{S_{2,1}}{U_{2,n}} - Y_{\Sigma 6,2} \cdot U_{\phi y} - \sum_{k=1}^1 (Y_{y2,k} \cdot U_{k,n+1}) - \sum_{k=3}^5 (Y_{y2,k} \cdot U_{k,n}) \right) = 116.289 - 0.453j ;$$

$$U_3 = \frac{1}{Y_{y3,3}} \cdot \left(-\frac{S_{3,1}}{U_{3,n}} - Y_{\Sigma 6,3} \cdot U_{\phi y} - \sum_{k=1}^2 (Y_{y3,k} \cdot U_{k,n+1}) - \sum_{k=4}^5 (Y_{y3,k} \cdot U_{k,n}) \right) = 115.244 - 0.958j ;$$

$$U_4 = const ;$$

$$U_5 = \frac{1}{Y_{y5,5}} \cdot \left(-\frac{S_{5,1}}{U_{5,n}} - Y_{\Sigma 6,5} \cdot U_{\phi y} - \sum_{k=1}^4 (Y_{y5,k} \cdot U_{k,n+1}) \right) = 113.442 - 1.564j$$

После расчёты мы получим такие результаты:

$$|U_{1,9} - U_{1,10}| = 8.234 \cdot 10^{-4}$$

$$U_1 = 116.664 \text{ кВ}$$

$$|U_{2,9} - U_{2,10}| = 6.245 \cdot 10^{-4}$$

$$U_2 = 118 \text{ кВ}$$

$$|U_{3,9} - U_{3,10}| = 5.94 \cdot 10^{-4}$$

$$U_3 = 116.833 \text{ кВ}$$

$$|U_{4,9} - U_{4,10}| = 0$$

$$U_4 = 117 \text{ кВ}$$

$$|U_{5,9} - U_{5,10}| = 6.975 \cdot 10^{-4}$$

$$U_5 = 115.335 \text{ кВ}$$

Построим график сходимости итерационного процесса:

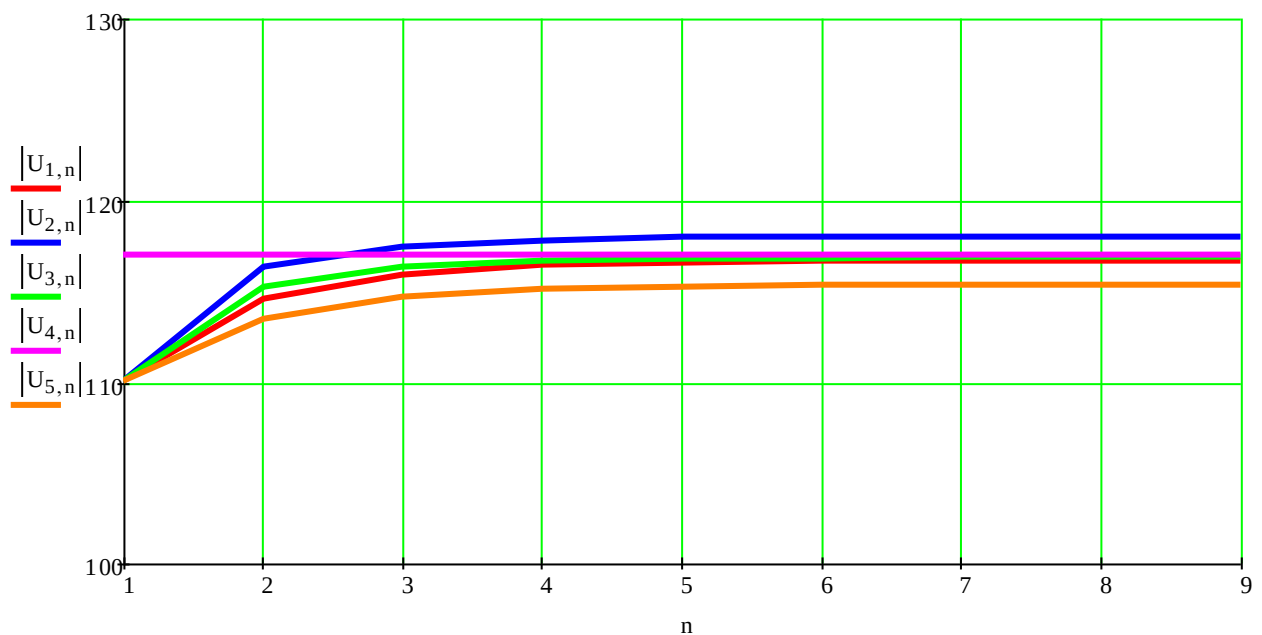


Рисунок 5. График сходимости итерационного процесса

Результаты расчётов полученный с помощью программы RastrWin:

	O	S	Тип	Номер	Н...	U_ном	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta	Тер...	U
1		☐	База	11	БУ	119				59,4	43,8					119,00			119
2		☐	Нагр	1	А	110		30,0	5,0							115,53	-1,41		115.5-12.9
3		☐	Нагр	2	В	110										117,93	-0,46		117.9-11
4		☐	Нагр	3	Д	110		23,0	7,0							116,96	-0,64		117-11.3
5		☐	Ген	4	Е	110				20,0	-10,0	117,0	-10,0	10,0		117,00	0,48		117+11
6		☐	Нагр	5	Г	110		25,0	19,0							115,05	-1,24		115-12.5

Рисунок 6. Результаты расчётов программой RastrWin

Литература

1. Герасименко, А.А. Передача и распределение электрической энергии /А.А. Герасименко, В.Т. Федин- 2-е изд. Ростов-на-Дону: Феникс, 2008.-716с.

УДК 621.3

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КРИТИЧЕСКИХ ПРОЛЁТОВ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Хилевич Р.А.

Научный руководитель - ст. преподаватель Мышковец Е.В.

Для каждой марки провода существует предел прочности, превышение которого вызывает необратимые изменения его механических свойств. У проводов и тросов воздушных линий должен быть запас механической прочности. Действующие ТКП задают запас прочности в виде допустимых напряжений в проводах в процентах от предела прочности провода $\sigma_{кр}$. Для проводов воздушных линий электропередачи в качестве расчётных принимают три вида режимов:

- 1) режим 1 - режим низшей температуры σ_- при отсутствии внешних нагрузок;
- 2) режим 2 - режим наибольшей нагрузки σ_g , при котором температура равна температуре гололёдообразования;
- 3) режим 3 - среднегодовой температуры при отсутствии внешних нагрузок.

Вопрос о том, который из трёх режимов должен быть принят в качестве исходного состояния при заданном допускаемом напряжении, решается в зависимости от ряда факторов:

1. длины пролёта;
2. температуры;
3. нагрузки на провод;
4. величины допускаемого напряжения.

Однако после монтажа проводов напряжения в них не должны превышать соответствующих допустимых напряжений для режимов максимальной нагрузки, низшей и среднегодовой температур. Для того, чтобы понять, в каком случае больше будет сказываться влияние температуры, а в каком - влияние нагрузки, необходимо в уравнении состояния провода принять в качестве независимой переменной величину пролёта, а в качестве зависимой - величину напряжения и рассмотреть пределы изменения напряжения при изменении длины пролёта. Запишем уравнение состояния провода:

$$\sigma - \frac{\gamma^2 \cdot E \cdot l^2}{24 \cdot \sigma^2} = \sigma_0 - \frac{\gamma_0^2 \cdot E \cdot l^2}{24 \cdot \sigma_0^2} - \alpha \cdot E \cdot (t - t_0), \quad (1)$$

где σ - напряжение в проводе;

σ_0 - напряжение в низшей точке провода;

l - длина провода;

E - модуль продольной упругости;

α - температурный коэффициент линейного удлинения;

$(t - t_0)$ - разность температур.

Как независимая переменная, пролёт может изменяться до очень малой величины, то есть можно записать, что l^0 или до очень большой величины - l . Такая процедура делается условно, с целью выяснения характера и пределов изменения напряжения. Рассмотрим, как изменится уравнение состояния провода при условии l^0 . Когда длина пролёта, уменьшаясь, стремится к нулю, то стремятся к нулю те члены уравнения (1), которые имеют множитель l^2 и их влияние на величину напряжения будет практически неощутимо. В этом случае уравнение состояния примет вид:

$$\sigma = \sigma_0 - \alpha \cdot E \cdot (t - t_0). \quad (2)$$

Из уравнения (2) следует, что чем меньше длина пролёта, тем меньше сказывается величина нагрузки, и напряжение будет зависеть от температуры рассчитываемого режима. В зависимости от величины температуры искомое напряжение σ может получиться больше или меньше исходного напряжения σ_0 .

Для того чтобы проследить влияние увеличения пролёта, необходимо разделить все члены уравнения состояния провода на l^2 . Тогда получим:

$$\frac{\sigma}{l^2} - \frac{\gamma^2 \cdot E}{24 \cdot \sigma^2} = \frac{\sigma_0}{l^2} - \frac{\gamma_0^2 \cdot E}{24 \cdot \sigma_0^2} - \frac{\alpha \cdot E}{l^2} \cdot (t - t_0). \quad (3)$$

По мере увеличения длины пролёта, все члены, имеющие в знаменателе l^2 , будут уменьшаться, а при стремлении к бесконечности, обратятся в нули. При этом получится равенство:

$$\frac{\gamma^2 \cdot E}{24 \cdot \sigma^2} = \frac{\gamma_0^2 \cdot E}{24 \cdot \sigma_0^2}, \quad (4)$$

из которого, сократив одинаковые множители, получим:

$$\sigma = \frac{\gamma}{\gamma_0} \cdot \sigma_0. \quad (5)$$

Приблизительно такой же результат будет и при конечной, но достаточно большой длине пролёта. В зависимости от величины нагрузки искомое напряжение σ может, как и в случае влияния температуры, получиться больше или меньше исходного напряжения σ_0 . На основании рассмотренных случаев можно сделать следующие выводы:

1) При малых пролётах на величину искомого напряжения оказывает влияние температура, а при больших - нагрузка;

2) Существует такая пограничная длина пролёта, при которой влияние температуры и нагрузки на величину напряжения будет одинаковым, то есть существует некоторый критический пролёт, в котором значения напряжений при наинизшей температуре и наибольшей нагрузке равны между собой $\sigma_- = \sigma_+$.

Такой пролёт называют вторым критическим пролётом.

Первый критический пролёт - это пролёт такой длины, при которой напряжение в проводе в режиме среднегодовой температуры равно допустимому при среднегодовой температуре σ_3 , а в режиме низшей температуры - допустимому напряжению при низшей температуре σ_- .

Третий критический пролёт - это пролёт, при котором напряжение в проводе при среднегодовой температуре достигает допустимого при среднегодовой температуре σ_3 , а в режиме максимальной нагрузки равно допустимому при максимальной нагрузке σ_+ .

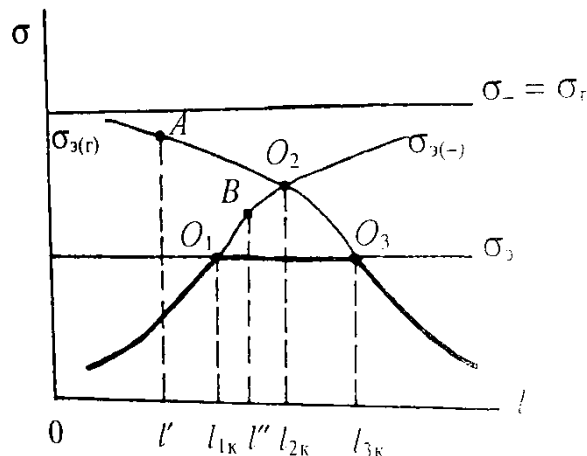
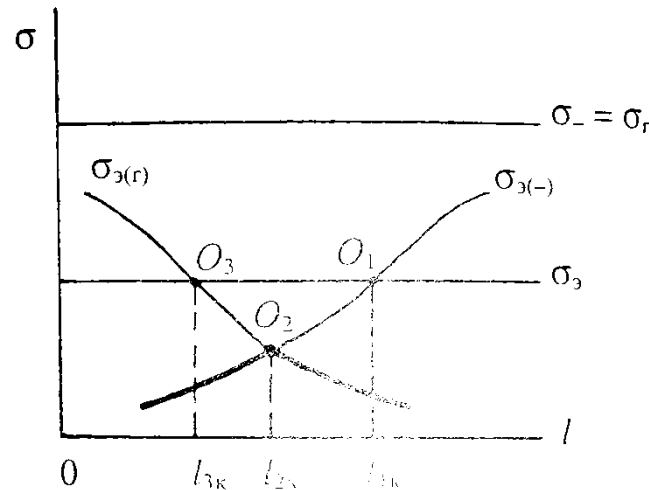


Рисунок 1а. Зависимость напряжения в проводе от длины пролёта при $l_{1к} < l_{2к} < l_{3к}$


 Рисунок 1б. Зависимость напряжения в проводе от длины пролёта при $l_{1к} > l_{2к} > l_{3к}$

В точке O_1 , соответствующей первому критическому пролёту $l_{1к}$, напряжения одновременно равны допустимым режимам среднегодовой температуры и низшей температуры, в точке O_2 при втором критическом пролёте $l_{2к}$ - в режимах низшей температуры и наибольшей нагрузки, в точке O_3 при третьем критическом пролёте - в режимах среднегодовой температуры и наибольшей нагрузки.

Наиболее часто имеют место следующие соотношения длин критических пролётов $l_{1к} < l_{2к} < l_{3к}$ (рис. 1а) и $l_{1к} > l_{2к} > l_{3к}$ (рис 1б).

Если для первого случая расчетный пролет лежит в пределах $0 < l < l_{1к}$, то за исходный следует принимать режим наименьшей температуры. В противном случае, если за исходный взять, например, режим наибольшей нагрузки, то при пролета l' напряжение при среднегодовой температуре превысит допустимое (точка А на рис 1а) при $l_{1к} < l < l_{3к}$ за исходный должен быть взят режим среднегодовой температуры, так как при других исходных режимах и длине пролета l'' напряжение в этом режиме может превысить допустимое (точка В). Соответственно при $l > l_{3к}$ в качестве исходного принимается режим наибольших нагрузок.

При втором соотношении длин критических пролётов в случае $l < l_{2к}$ исходным должен служить режим низшей температуры, а при $l > l_{2к}$ - режим наибольшей нагрузки.

Расчетные выражения, справедливые для любых проводов, получают, подставляя в уравнение (1) соответствующие режимам пары допускаемых напряжений и решая это уравнение относительно длины пролёта. Тогда формулы для определения критических пролётов при $\sigma_r = \sigma_- = \sigma_{max}$ имеют вид:

$$l_{1к} = \frac{2 \cdot \sigma_3}{\gamma_1} \cdot \sqrt{\frac{6 \cdot (\beta \cdot (\sigma_3 - \sigma_{max}) + \alpha \cdot E \cdot (t_3 - t_-))}{E \cdot (1 - (\sigma_3 / \sigma_{max})^2)}}; \quad (6)$$

$$l_{2к} = \frac{2 \cdot \sigma_{max}}{\gamma_1} \cdot \sqrt{\frac{6 \cdot \alpha \cdot (t_3 - t_-)}{(\gamma_r / \gamma_1)^2 - 1}}; \quad (7)$$

$$l_{3к} = \frac{2 \cdot \sigma_{max}}{\gamma_1} \cdot \sqrt{\frac{6 \cdot (\beta \cdot (\sigma_{max} - \sigma_3) + \alpha \cdot E \cdot (t_r - t_3))}{E \cdot ((\gamma_r / \gamma_1)^2 - (\sigma_{max} / \sigma_3)^2)}}; \quad (8)$$

где t_r, t_-, t_3 - соответственно температура в режиме максимальной нагрузки, низшей и среднегодовой температур;

γ_r - удельная нагрузка в режиме максимальной нагрузки.

Возможен еще один случай, когда кривые (рис. 1а, 1б) пересекаются на прямой σ_z . При этом все критические пролеты равны $l_{1к} = l_{2к} = l_{3к}$. Тогда из формул (6).. (8) видно, что при заданных низшей и среднегодовой температурах для конкретного сечения провода (данной удельной нагрузки γ_1) длины критических пролетов будут зависеть только от величины максимальной нагрузки γ_r . Эта величина, при которой напряжения при всех расчетных условиях одинаковы, называется критической нагрузкой.

Рассмотрим пример.

Для строящейся воздушной линии 220 кВ на местности, характеризуемой следующими значениями температуры воздуха за длительный период наблюдения на метеорологической станции:

1. среднегодовая $t_{cr} = -2^\circ\text{C}$
2. гололедообразования $t_r = -5^\circ\text{C}$;
3. абсолютная наинизшая $t_- = -55^\circ\text{C}$,

найти значение температурного коэффициента линейного расширения провода, модуля упругости, допускаемые значения эквивалентного механического напряжения для трех характерных эксплуатационных состояний провода, соответствующих заданным температурам. Решить уравнения состояния провода для пролётов различной длины и построить графические зависимости изменения механического напряжения в проводе. Вычислить значения критических длин пролётов и выбрать определяющие климатические условия для расчета провода на прочность. Исходные данные и пояснения: Технические данные провода АС-240/32: сечение = 238мм², диаметр = 21,6мм. Значения температурного коэффициента линейного расширения провода, модуля упругости, а также допускаемые значения эквивалентного механического напряжения зависят от отношения площадей поперечных сечений алюминия и стали $m = 5,52$. Решение: Для провода АС-240/32 нормальной конструкции с отношением площадей поперечных сечений алюминия и стали $m = 5,52$ находим: $\alpha = 19,2 \cdot 10^{-6} \text{ } 1/^\circ\text{C}$; $E = 8,25 \cdot 10^3 \text{ даН/мм}^2$. Принимаем, что провод изготовлен из обычной твердотянутой электротехнической алюминиевой проволоки марки АТ, тогда находим значения допускаемого напряжения: $\sigma_{П6} = 13 \text{ даН/мм}^2$ в состоянии провода, когда действует наибольшая механическая нагрузка; $\sigma_- = 13 \text{ даН/мм}^2$ в состоянии провода, когда действует наинизшая температура воздуха; $\sigma_z = 8,7 \text{ даН/мм}^2$ в состоянии провода, когда действует среднегодовая температура воздуха (среднеэксплуатационные условия работы провода). Каждое из этих значений не может быть превышено в процессе работы воздушной линии. Рассчитаем изменение значений среднеэксплуатационных напряжений σ_z в проводе, которые будут возникать в пролётах различной длины, если требуется обеспечить сохранение допускаемых напряжений при условии возникновения наибольшей механической нагрузки или при установившейся наинизшей температуре окружающей среды. Для этого составим и решим уравнения состояния провода в двух вариантах. Искомое среднеэксплуатационное напряжение для варианта 1 обозначим индексом (1), для варианта 2-индексом (2).

Вариант 1: исходные условия - возникновение наибольшей механической нагрузки $\gamma_{нб}$; искомые условия - среднеэксплуатационные, тогда уравнение состояния примет вид:

$$\sigma_z - \frac{\gamma_1^2 \cdot E \cdot l^2}{24 \cdot \sigma_z^2} = \sigma_{нб} - \frac{\gamma_{нб}^2 \cdot E \cdot l^2}{24 \cdot \sigma_{нб}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_{cr} - t_r),$$

Полученное уравнение можно представить как неполное кубическое:

$$\begin{aligned} \sigma_z^3 - A \cdot \sigma_z^2 - B &= 0, \\ \text{где } A &= \sigma_{нб} - \frac{\gamma_{нб}^2 \cdot E \cdot l^2}{24 \cdot \sigma_{нб}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_{cr} - t_r), \\ B &= \frac{\gamma_1^2 \cdot E \cdot l^2}{24}. \end{aligned}$$

Неполные кубические уравнения можно решать любым из итерационных методов. Воспользуемся итерационным методом Ньютона, при этом напряжение на каждой последующей итерации запишется как:

$$\sigma_{k+1} = \sigma_k - \frac{f(\sigma_k)}{f'(\sigma_k)},$$

где σ_k - напряжение на предыдущей итерации;

$f'(\sigma_k)$ - производная по переменной σ на итерации k .

Тогда

$$\sigma_{k+1} = \sigma_k - \frac{\sigma_k^3 - A\sigma_k^2 - B}{3\sigma_k^2 - 2A\sigma_k} = \frac{\sigma_k^2(2\sigma_k - A) - B}{\sigma_k(3\sigma_k - 2A)}.$$

Исследуем, как изменится напряжение в проводе в зависимости от изменения длины пролёта при возникновении наибольшей механической нагрузки. Как независимая переменная, пролёт изменяется до очень малой величины, то есть можно записать, что l стремится к 0 или до очень большой величины, поэтому на нулевой итерации удобно вычислить значение напряжения при $l = 0$:

$$\begin{aligned}\sigma_3^{(1)} &= \sigma_{нб} - \alpha \cdot E \cdot (t_{сг} - t_r) = 13 - 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^3 \cdot (-2 - (-5)) \\ &= 12,52 \text{ даН/мм}^2.\end{aligned}$$

Напряжение не исследуемом проводе будет изменяться до $l \rightarrow \infty$.

Используя формулу (5), получим:

$$\sigma_{3(k)}^{(1)} = \frac{\gamma}{\gamma_{нб}} \cdot \sigma_{нб} = \frac{0,0035}{0,0155} \cdot 13 = 2,94 \text{ даН/мм}^2,$$

то есть среднеэксплуатационное напряжение при условиях возникновения наибольшей нагрузки будет изменяться от начального значения $\sigma_3^{(1)} = 12,52$ до конечного значения $\sigma_{3(k)}^{(1)} = 2,94 \text{ даН/мм}^2$.

Получим зависимости коэффициентов A и B от длины пролёта l_1 :

$$\begin{aligned}A &= \sigma_{нб} - \frac{\gamma_{нб}^2 \cdot E \cdot l^2}{24 \cdot \sigma_{нб}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_{сг} - t_r) = \\ &= 13 - \frac{(0,0155)^2 \cdot 8,25 \cdot 10^3 \cdot l_1^2}{24 \cdot 13^2} - 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^3 \cdot (-2 - (-5)) = \\ &= 12,52 - 0,0005l_1^2; \\ B &= \frac{\gamma_1^2 \cdot E \cdot l^2}{24} = \frac{(0,035)^2 \cdot 8,25 \cdot 10^3 \cdot l_1^2}{24} = 0,0042l_1^2,\end{aligned}$$

Вычислим значения коэффициентов A и B , а также значения механических напряжений при длинах пролётов от 100 до 800 м, сопровождая расчет занесением результатов в табл.1.

Таблица 1. Результаты расчетов напряжений в проводе при условии возникновения наибольшей механической нагрузки, даН/мм

$l_1, \text{ м}$	A	B	σ_{30}	σ_{31}	σ_{32}	σ_{33}
1	2	3	4	5	6	7
100	7,52	42	12,52	9,89	8,58	8,19
200	-7,48	168	8,19	5,46	4,19	3,87
300	-32,48	378	3,87	3,31	3,25	3,25
400	-67,48	672	3,25	3,09	3,09	3,09
500	-112,48	1050	3,09	3,02	3,02	3,02
600	-167,48	1512	3,02	2,99	2,99	2,99
700	-232,48	2058	2,99	2,96	2,96	2,96
800	-307,48	2688	2,96	2,94	2,94	2,94

Вариант 2: исходные условия - при установившейся наинизшей температуре окружающей среды t_- ; искомые условия - среднеэксплуатационные, тогда уравнение состояния примет вид:

$$\sigma_3 - \frac{\gamma_1^2 \cdot E \cdot l_i^2}{24 \cdot \sigma_3^2} = \sigma_- - \frac{\gamma_{н6}^2 \cdot E \cdot l_i^2}{24 \cdot \sigma_-^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_{cr} - t_-),$$

$$\text{где } A = \sigma_- - \frac{\gamma_-^2 \cdot E \cdot l_i^2}{24 \cdot \sigma_-^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_{cr} - t_-),$$

$$B = \frac{\gamma_1^2 \cdot E \cdot l_i^2}{24}.$$

Исследуем, как изменится напряжение в проводе в зависимости от изменения длины пролёта при установившейся наинизшей температуре окружающей среды:

$$\sigma_3^{(2)} = \sigma_- - \alpha \cdot E \cdot (t_{cr} - t_-) = 13 - 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^3 \cdot (-2 - (-55)) =$$

$$= 4,6 \text{ даН/мм}^2, \text{ т. е. } < \sigma_3.$$

Используя формулу (5), получим:

$$\sigma_{3(k)}^{(2)} = \frac{\gamma_1}{\gamma_1} \cdot \sigma_- = \frac{0,0035}{0,0035} \cdot 13 = 13 \text{ даН/мм}^2,$$

то есть среднеэксплуатационное напряжение при условиях установившейся наинизшей температуры будет изменяться от начального значения $\sigma_3^{(2)} = 4,6$ до конечного значения $\sigma_{3(k)}^{(2)} = 13 \text{ даН/мм}^2$.

Получим зависимости коэффициентов А и В от длины пролёта l_i :

$$A = \sigma_- - \frac{\gamma_1^2 \cdot E \cdot l_i^2}{24 \cdot \sigma_-^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_{cr} - t_-) =$$

$$= 13 - \frac{(0,0035)^2 \cdot 8,25 \cdot 10^3 \cdot l_i^2}{24 \cdot 13^2} - 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^3 \cdot (-2 - (-55)) =$$

$$= 4,6 - 0,00002 l_i^2;$$

$$B = \frac{\gamma_1^2 \cdot E \cdot l_i^2}{24} = \frac{(0,035)^2 \cdot 8,25 \cdot 10^3 l_i^2}{24} = 0,0042 l_i^2,$$

Вычислим значения коэффициентов А и В, а также значений механических напряжений при длинах пролётов от 100 до 300 м, сопровождая расчет занесением результатов в табл. 2

$l_i, \text{ м}$	A	B	σ_{30}	σ_{31}	σ_{32}	σ_{33}
1	2	3	4	5	6	7
100	4,4	42	4,6	6,2	5,8	5,7
700	-5,2	2058	10,7	11,2	11,2	11,2
800	-8,2	2688	11,2	11,6	11,6	11,6

На рис. 2 представлены графические зависимости изменения напряжения $= f(l_i)$ (табл. 1, столбец 7), (табл. 2, столбец 7) при заданном исходном значении 13 даН/мм². Значение допускаемого напряжения при среднеэксплуатационных условиях работы провода $\sigma_3 = 8,7$ даН/мм² никак не связано с длиной пролёта, поэтому на рис. 2 представлено прямой горизонтальной линией, соответствующей этому значению. Графические зависимости $1f(l_i)$ и $2f(l_i)$ пересекаются при $l_i = 130$ м. Прямая $\sigma_3 = 8,7$ даН/мм не пересекает ни одну из зависимостей.

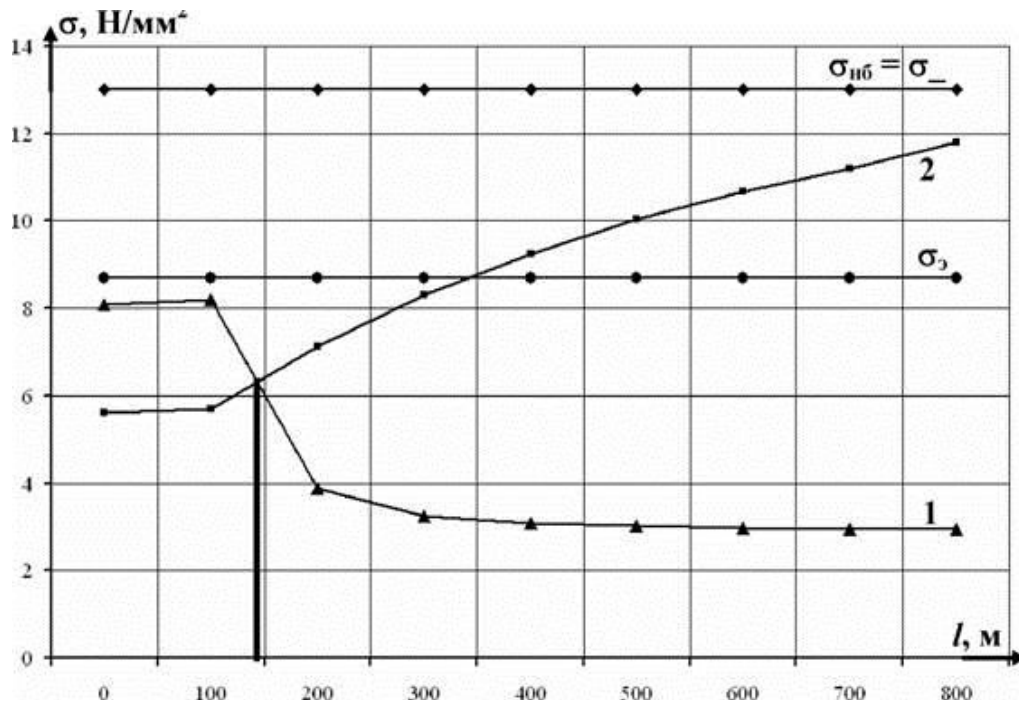


Рисунок 2. Изменение напряжения в проводе при среднеэксплуатационных условиях в зависимости от длины пролёта: 1- значения напряжения рассчитаны при исходных климатических условиях наибольшей механической нагрузки; 2 - то же, но исходные условия соответствуют установившейся наинизшей температуре окружающей среды установившейся наинизшей температуры окружающей среды, даН/мм.

Для вычисления первого критического пролёта необходимо сравнить l_k . Если имеет мнимое значение, так как в этом случае зависимость (кривая 2, рис. 2) не пересеклась бы с прямой и вычислять l_k нет необходимости. В данном примере получено $4,6 = 8,7$ даН/мм, поэтому вычисляем l_k по формуле (6):

$$l_{1k} = \frac{2 \cdot \sigma_-}{\gamma_1} \cdot \sqrt{\frac{6 \cdot (1 \cdot (\sigma_- - \sigma_3) + \alpha \cdot E \cdot (t_- - t_{cr}))}{E \cdot (1 - (\sigma_- / \sigma_3)^2)}} = \frac{2 \cdot 13}{0,0035} \cdot \sqrt{\frac{6 \cdot (1 \cdot (13 - 8,7) + 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^3 (-55 - (-2)))}{8,25 \cdot 10^3 \cdot (1 - (13/8,7)^2)}} = 365 \text{ м}$$

Для вычисления третьего критического пролёта l_{3k} необходимо сравнить $\sigma_{3(k)}^{(1)}$ с σ_3 . Если $\sigma_{3(k)}^{(2)} > \sigma_3$, то l_{3k} имеет мнимое значение, так как зависимость $\sigma_3^{(1)} = f(l_i)$ при принятых исходных условиях лежала бы выше прямой σ_3 и вычислять l_{3k} не было бы необходимости. Если $\sigma_{3(k)}^{(2)} < \sigma_3$ и дополнительно $\sigma_{3(k)}^{(2)} > \sigma_3$, то третий критический пролёт существует и его длину l_{3k} следует вычислить. В примере получено $\sigma_{3(k)}^{(1)} = 2,94 < \sigma_3 = 8,7$ даН/мм² и $\sigma_3^{(1)} = 12,52 > \sigma_3 = 8,7$ даН/мм², поэтому вычисляем l_{3k} по формуле(8):

$$l_{3k} = \frac{2 \cdot \sigma_{нб}}{\gamma_1} \cdot \sqrt{\frac{6 \cdot (\beta \cdot (\sigma_{нб} - \sigma_3) + \alpha \cdot E \cdot (t_r - t_{cr}))}{E \cdot ((\gamma_r / \gamma_1)^2 - (\sigma_{нб} / \sigma_3)^2)}} = \frac{2 \cdot 13}{0,0035} \cdot \sqrt{\frac{6 \cdot (1 \cdot (13 - 8,7) + 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^3 (-5 - (-2)))}{8,25 \cdot 10^3 \cdot ((0,0155/0,0035)^2 - (13/8,7)^2)}} = 94 \text{ м}$$

Далее необходимо сравнить l_{1k} и l_{3k} между собой. Если $l_{1k} > l_{3k}$, то расчёт l_{2k} необходим. В рассматриваемом примере получено $l_{1k} = 365 > l_{3k} = 94 \text{ м}$, поэтому рассчитываем l_{2k} по формуле (7):

$$l_{2к} = \frac{2 \cdot \gamma_{нб}}{\gamma_1} \cdot \sqrt{\frac{6 \cdot \alpha \cdot (t_r - t_-)}{(\gamma_{нб}/\gamma_1)^2 - 1}} = \frac{2 \cdot 13}{0,0035} \cdot \sqrt{\frac{6 \cdot 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot (-5 - (-55))}{(0,0155/0,0035)^2 - 1}} = 130,7 \text{ м.}$$

В результате расчетов примера было получено соотношение $l_{1к} = 365 > l = 94$ м, значит среднеэксплуатационный режим, как расчетный отсутствует, и «работающим» является второй критический пролет. Сравним вероятную длину с $l_{2к}$.

Вывод по примеру: сравнение длин пролётов показывает, что $l = 470 > l_{2к} = 130,7$ м, значит расчетным является режим наибольших нагрузок $\gamma_{нб}$ (кривая 1, рис. 2).

Литература

1. Короткевич, М.А. Проектирование линий электропередачи. Механическая часть / М.А. Короткевич. – Минск: Высшая школа, 2010. – 574 с.
2. Поспелов Г.Е. Электрические системы и сети: Учебник. / Г.Е.Поспелов, В.Т.Федин, П.В.Лычёв. – Мн.: Технопринт, 2004. – 720 с.

УДК 621.321

РАСЧЕТ НАДЕЖНОСТИ ПРОСТЕЙШИХ СХЕМ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ПОДСТАНЦИЙ

Радкевич А. А., Малашкевич А. Д.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Старжинский А.Л.

Выбор схем электрических соединений подстанций и сетей, как правило, производится на основании рекомендаций, приведенных в нормативных документах без количественной оценки их **надежности**. Кроме того, при выборе схемных решений по сетевым районам и подстанциям не учитывается появление новых видов высоконадежного электрооборудования, а соответственно возможное рациональное упрощение схем. Такое положение приводит к тому, что в ряде случаев принимаются неоптимальные, с точки зрения экономичности и надежности, решения. Поэтому актуальной остается задача разработки и совершенствования методик оценки **надежности** схем электрических соединений подстанций и количественных показателей надежности при сравнении различных вариантов схем.

Актуальность создания и совершенствования методик расчета **надежности** вызвана возникающей при выборе схем распределительных устройств неопределенностью. Нередко на основании действующих нормативных документов невозможно принять решение об окончательном выборе между несколькими рассматриваемыми вариантами.

Задача оценки показателей **надежности** сводится к расчету конкретных значений вероятностей безотказной работы схемы по информации об усредненных значениях параметра потока отказов для единицы оборудования и среднем времени его восстановления в течение определенного периода. Далее, по вероятности безотказной работы (вероятности отказа) того или иного элемента сети (трансформатора, генератора, линии, присоединения) определяются аналогичные показатели для схемы в целом.

Для расчёта надёжности в этой работе используется программа «ТОPAS». Пакет прикладных программ «ТОPAS» позволяет проводить анализ надежности главных схем электрических соединений, включающих в себя распределительные устройства любого класса напряжения, генераторные присоединения, высоковольтные линии электропередачи, присоединения резервных трансформаторов собственных нужд и трансформаторы связи между ними.

В структуре пакета можно выделить следующие основные части:

- А) программу-редактор подготовки данных;
- Б) расчетную программу;
- В) базу данных показателей надежности энергетического оборудования;
- Г) утилиты обслуживания базы данных.

Пакет данных программ предназначен для вычисления частот и длительностей возможных аварийных режимов схемы, сопровождающихся отключением от сети генераторов, воздушных линий, трансформаторов связи, определения снижения генерируемой в систему мощности и соответствующего недоотпуска электрической энергии с учетом имеющегося в системе резерва.

Эффективный способ описания схем электрических соединений ЭС достигается при использовании коммутационного графа, ветвями которого являются коммутационные аппараты (КА) различных типов, а узлами - остальные связываемые ими элементы схемы.

Для расчёта надёжности станции используются такие показатели как:

- частоты отказов(1/год);
- длительности послеаварийного восстановления(ч);
- частоты плановых ремонтов(1/год);
- длительности плановых ремонтов(ч);

- вероятности отказа в срабатывании основных комплектов релейных защит при возникновении к.з.;
- вероятности отказа в срабатывании при отключении к.з. (только для выключателей).

Вычисление логических показателей надёжности главной схемы осуществляется на основе определения количества комбинаций событий (конъюнкций) $C(k)$, приводящих к отказу её функционирования k -го вида:

$$C(k) = \sum_i \sum_j \sum_s L(k), \quad (1)$$

где $L(k)$ - логическая функция, принимающая значение 0 или 1.

Вычисление частот отказов функционирования k -го вида $\lambda(k)$ и длительностей аварийного восстановления $T(k)$ в общем случае осуществляется по выражениям:

$$\lambda(k) = \sum_j \sum_i q(j) \lambda(i) Q(s/i) L(k); \quad (2)$$

$$T(k) = \frac{1}{\lambda(k)} \sum_j \sum_i q(j) \lambda(i) \min \left\{ \frac{t(j)}{2}; t(i); t_{o.п.} \right\} Q(s/i) L(k), \quad (3)$$

где $q(j)$ - относительная длительность j -го ремонтного режима (о.е.); $\lambda(i)$ - частота повреждения i -го элемента схемы (1/год); $t(i)$ - длительность послеаварийного восстановления i -го элемента схемы (ч); $t(j)$ - длительность j -го ремонтного режима работы схемы; $t_{o.п.}$ - время оперативных переключений (ч); $Q(s/i)$ - вероятность отказа в срабатывании s -го устройства РЗ или КА.

В данной работе произведем расчет трех схем электрических соединений напряжением 110 кВ, предварительно пронумеровав все элементы (рис.1). Длину линий принимаем 40 км. Показатели надежности элементов схемы напряжением 110 кВ представлены в табл.1.

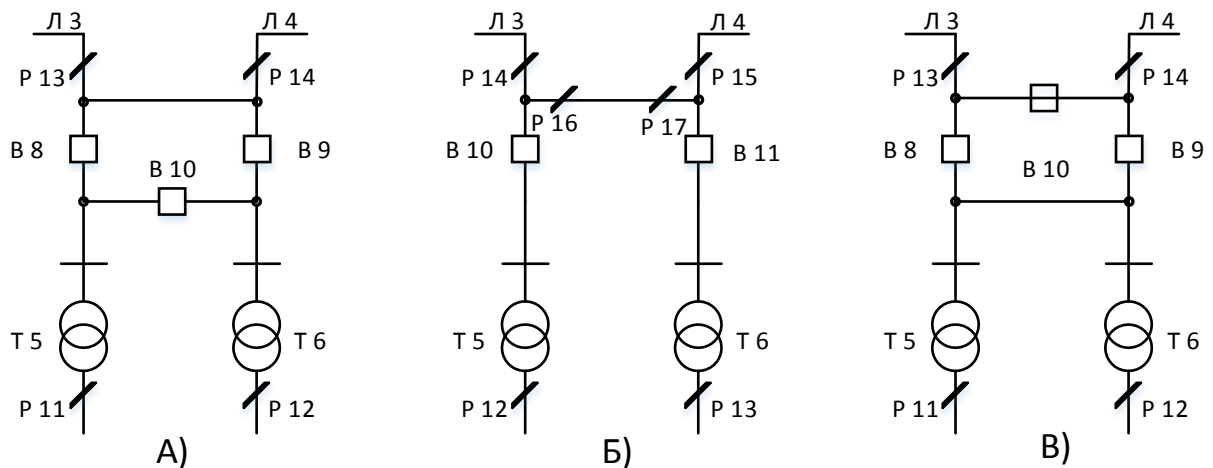


Рисунок 1. Схемы электрических соединений напряжением 110 кВ

Таблица 1 – Показатели надежности элементов

Номер элемента схемы	Элементы схемы	Частота отказа, 1/год	Время восстановления, ч	Частота планового ремонта, 1/год	Длительность планового ремонта, ч
Схема А					
3-4	Линии	0,200	280	20	560
5-6	Трансформаторы	0,08500	104	1	30
7	Шина	0.005	7,0	0,500	14
8-10	Выключатели	0,02600	32,0	0,200	105,4
Схема Б					
3-4	Линии	0,200	280	20	560
5-6	Трансформаторы	0,08500	104	1	30
7-8	Шины	0,14400	9,0	1,494	36
9	Шина	0,096	6,0	0,996	24,0

10-11	Выключатели	0,02600	32,0	0,200	105,4
Схема В					
3-4	Линии	0,200	280	20	560
5-6	Трансформаторы	0,08500	104	1	30
7	Шина	0.005	7,0	0,500	14
8-10	Выключатели	0,02600	32,0	0,200	105,4

Схема а) мостик с выключателем в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий. Такая схема применяется в радиальных линиях и линиях с двухсторонним питанием с заходом их на подстанции. Здесь на четыре присоединения (две линии и два трансформатора) устанавливается три выключателя.

Схема б) два блока с неавтоматической перемычкой со стороны линий. Данная схема может применяться для двухтрансформаторной подстанции, питающейся от двух параллельных линий. Содержат два последовательно включенных разъединителя Р1 и Р2. Такое включение разъединителей позволяет осуществлять их поочередный ремонт одновременно с соответствующим блоком линия – трансформатор.

Схема в) мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов. Данная схема применяется при необходимости транзита большой мощности по линиям.

При расчете данных схем получим следующие результаты:

Таблица 2 - Результаты анализа надежности:

Код аварии	Суммарная частота, 1/год	Среднее время восстановления, ч	Коэффициент неготовности
Схема а)			
1Т 1Л	0,395	5,85	0,0000264
2Т 2Л	0,0892	3,93	0,00004
Схема б)			
1Т 1Л	0,290	11,37	0,000376
2Т 2Л	0,725	0,54	0,00004469
Схема в)			
1Т 1Л	0,390	0,57	0,00002538
2Т 2Л	0,000425	51,81	0,00000251

2Т 2Л отключение двух трансформаторов и двух линий;

1Т 1Л отключение одного трансформатора и одной линии;

По результатам расчётов можно сделать вывод: наиболее надёжной считается схема мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов. Для данной схемы вероятность возникновения отказов и время простоя оборудования наименьшее. Наихудшей считается схема: два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий. Данная схема в 17.8 раз менее надежна схемы мостика с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов. Схема мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов в 10.5 раз более надежнее схемы мостика с выключателем в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий. При проектировании подстанций с такими схемами необходимо предусмотреть установку

надёжных коммутационных аппаратов (элегазовых выключателей), позволяющие снизить вероятность их возможных отказов, а также время простоя оборудования.

Литература

1. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. – 3-е изд. – М., Энергоатомиздат, 1987 г.
2. Электротехнический справочник: в 4 т. Т.3. Производство, передача и распределение электрической энергии/ Под общ. Ред. Профессоров МГЭИ. – 9-е изд. – М.: Издательство МЭИ, 2004г.

УДК 004.021

РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА, СОСТАВЛЕНИЕ И ОТЛАДКА ПРОГРАММЫ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СУММАРНЫХ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В СХЕМЕ РАЗОМКНУТОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Бондарева А.С.

Научный руководитель – доцент Новиков С.О.

Интенсивное развитие технологических процессов тесно связано с применением электронной техники, преимущественно цифровых вычислительных машин. Поэтому при обучении инженеров-электриков особое внимание должно уделяться их компьютерной подготовке.

Одной из основных задач электроэнергетики является расчет потерь электрической энергии. Эта задача может быть решена только при помощи ЭВМ для получения как можно более точных результатов, что позволит правильно оценить величину потерь, как показатель эффективности работы электрической сети.

Задачей курсового проекта является разработка алгоритма и, как следствие, написание программы, позволяющей рассчитывать потери электроэнергии в схеме разомкнутой электрической сети.

При написании данной курсовой работы специальных электротехнических знаний не требуется. Краткие сведения и формулы необходимые для ручного расчета представлены в учебно-методическом пособии «Разработка алгоритма, составление и отладка программы для решения электротехнической задачи» Фурсанова М.И., а для написания самой программы я использовала знания, полученные на лекциях и навыки, закрепленные на практических занятиях.

Прежде чем приступить к написанию программы, стоит изучить задание на курсовую работу и разобраться со схемой разомкнутой электрической сети. В моем случае это семь линейных участков и пять трансформаторных. Программа выполняется по определенному алгоритму, который можно представить графически в виде блок-схемы:

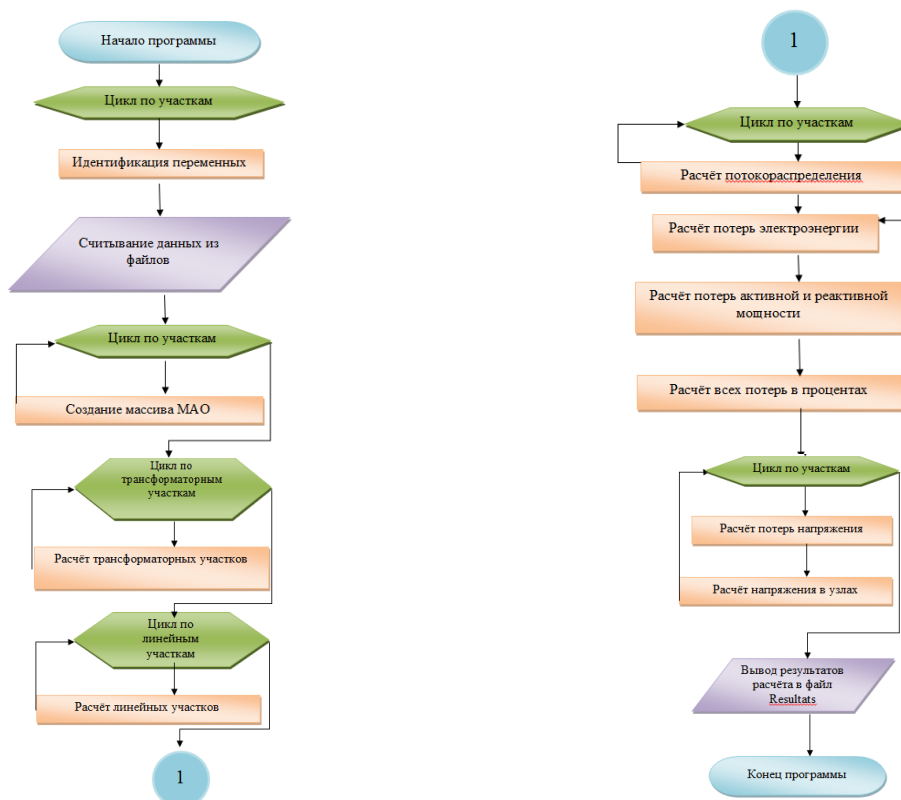


Рисунок 1 – Блок-схема программы

Работоспособность алгоритма можно проверить вручную, для этого необходимо произвести ручной расчет. Каждой составляющей расчета присваивается соответствующее имя, которое будет использоваться в дальнейшем в программе. Индексы могут быть любыми, но лучше выбирать их такими, чтобы они соответствовали обозначениям в формулах и отражали физический смысл величины. Идентификацию целесообразно проводить в форме: dUi - потеря напряжения, $r0$ - удельное активное сопротивление, $x0$ - удельное реактивное сопротивление и т.д.

Для того, чтобы не тратить время на ввод исходных данных, их удобнее считывать из уже заранее созданного текстового файла, отдельно для трансформаторных (transformators), отдельно для линейных (lines) участков, для удобства это может быть таблица:

lines — Блокнот									
Файл	Правка	Формат	Вид	Справка					
1	2	0.6	0.85	0.366					
2	3	0.2	0.85	0.366					
2	4	0.1	0.85	0.366					
4	5	0.24	0.21	0.079					
5	6	0.2	0.21	0.079					
6	7	0.2	0.85	0.366					
5	8	0.3	0.21	0.079					
8	9	0.24	0.85	0.366					
Nn	Nk	L	r0	x0					

transformators — Блокнот									
Файл	Правка	Формат	Вид	Справка					
3	103	100	0.8	2800	0.8	5.5	2.4	6.5	0.73
4	104	160	0.8	3200	0.8	4.7	3.1	2.4	0.54
5	105	180	0.8	3200	0.8	5.5	4.1	7	1.2
7	107	200	0.8	3200	0.8	5.5	4.1	7	1.2
8	108	250	0.8	3200	0.8	4.5	3.7	2.3	1.05
Nn	Nk	Snom	Kz	Tma	cosf	ukz	delPkz	Ixx	delPxx

Рисунок 2 – Форма входной печати

Основная часть программы построена на таких операторах как IF иFOR. Т.к. участков цепи может быть n-ое количество, то задаемся массивом данных: `mao:array[1..13] of integer;`

Вывод данных также может представляться в виде таблицы (файл Resutats) или графически.

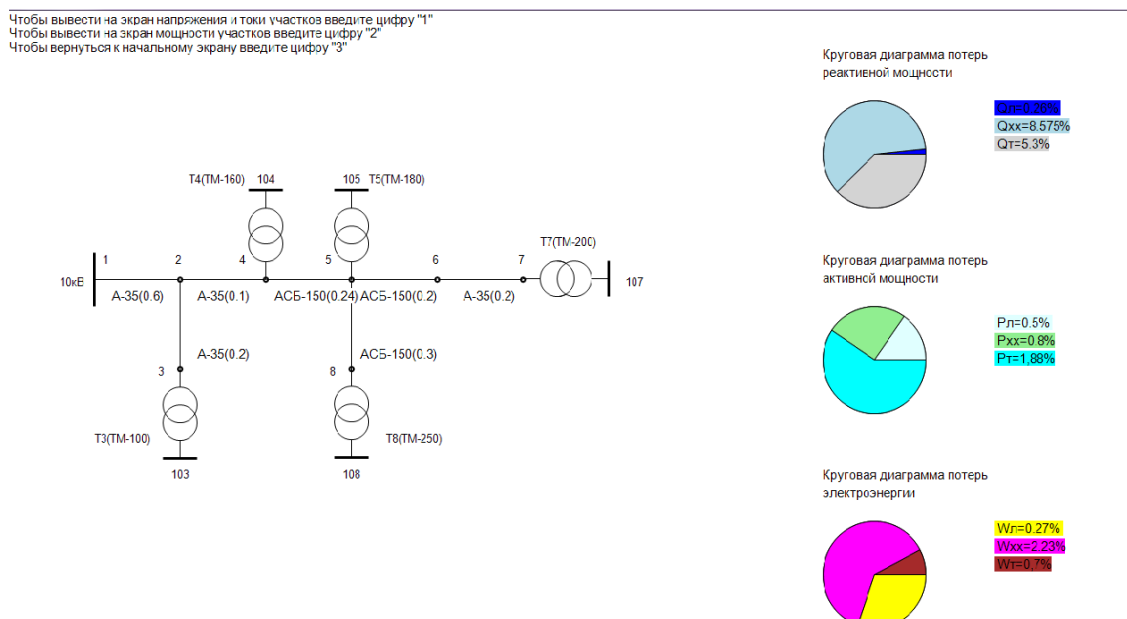


Рисунок 3 – Графический вывод данных

В данной программе для графического представления я использовала оператор безусловного перехода goto. Оператор goto осуществляет переход к оператору, помеченному специальной меткой. Чтобы можно было использовать метку, она должна быть в обязательном порядке объявлена в разделе меток в описательной части программы. Этот раздел начинается служебным словом label, после которого через запятую перечисляются метки.

```
{Схемасети}
CenterWindow;
shema;
nazv;
M1:
Textout(1,1,'Чтобы вывести на экран напряжения и токи участков введите
цифру "1"');
Textout(1,16,'Чтобы вывести на экран мощности участков введите цифру "2"');
Textout(1,32,'Чтобы вернуться к начальному экрану введите цифру "3"');
i:=0;
readln(i);
ifi=1 then begin shema; V_and_A; gotoM1 end;
ifi=2 then begin shema; Moshnost; gotoM1 end;
ifi=3 then begin shema; nazv; gotoM1 end;
```

Таким образом, изменяя начальные данные, программа позволяет выполнить расчет для любой схемы электрической сети.

Литература

1. Фурсанов, М.И. Разработка алгоритма, составление и отладка программы для решения электротехнической задачи: учебно-метод. пособие к курсовой работе по дисциплине «Информатика» для студентов специальности 1-43 01 02 «Электроэнергетические системы и сети» / М. И. Фурсанов. – Мн.: БНТУ, 2005. – 56 с.

ПРИЧИНЫ ВОЗНИКНОВЕНИЯ И МЕРЫ ПРОТИВОДЕЙСТВИЯ КРУПНЫМ АВАРИЯМ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ

Гаварень А.Д.

Научный руководитель – д.т.н., проф. Фурсанов М.И.

Современная электроэнергетическая система (ЭЭС) многих стран охватывает огромные территории и включает в себя ряд электроэнергетических объединений, параллельно работающих по межсистемным связям, состоит из многих тысяч электростанций, линий электропередачи и трансформаторов. Такое количество элементов не может работать продолжительное время безотказно: изнашивается оборудование, проявляются природные условия, ошибается дежурный персонал. Тем не менее тысячи крупных нарушений в ЭЭС ежегодно устраняются средствами релейной защиты и автоматики незаметно для потребителя. К пересечению зоны необратимых последствий, в которой авария продолжит развиваться каскадом, приводит триггерное событие.

Деление системы (ДС) [1] относится к средствам противоаварийного управления с воздействием коммутационного типа и осуществляется во время переходного процесса. По цели различаются три вида деления: для предотвращения нарушения устойчивости (упреждающее), для прекращения асинхронного хода (автоматика ликвидации асинхронного режима), для предотвращения потери собственных нужд электрических станций при недопустимом снижении частоты в энергосистеме в результате развития аварии (частотная делительная автоматика) [2]. На практике получили широкое распространение второй и третий виды ДС. При скоординированном воздействии на определенные выключатели с учетом дополнительных условий упреждающее деление может привести к существенному результату. За рубежом осуществляемое таким образом деление получило названия управляемого.

Управляемое деление включает в себя три подзадачи: когда начать деление, по каким сечениям его выполнить и в какой последовательности. Наиболее эффективно деление практически сразу после возникновения триггерного события [3]. Определение момента деления в реальном времени представляет собой очень сложную задачу из-за непредсказуемости и разнообразия возможных возмущений в крупной ЭЭС. Упрощают решение данной задачи методы динамической оценки надежности и совместное действие искусственных нейронных сетей (ИНС) [4]. Полученная в результате моделирования множества аварийных ситуаций база знаний ИНС может быть дополнена реальными данными о произошедших авариях.

В крупной ЭЭС всегда существует множество вариантов деления – сечений. Основными требованиями при определении сечений являются: определения групп сильносвязанных генераторов [6], поиск минимальных по абсолютному значению активной мощности сечений, минимизация количества образуемых островов и коммутируемых элементов, оценка возможных перенапряжений. Поиск сечения с учетом всех перечисленных задач представляет собой задачу оптимизации. Неправильно выбранное сечение может привести к снижению эффекта от его проведения и даже к развитию аварии. Поиск наилучшего сечения деления в режиме реального времени простым перебором возможных вариантов для крупной энергосистемы неосуществим в связи с его длительностью. Подготовленное заранее сечение не позволяет говорить о его точности. Использование современных информационных технологий позволяет существенно ускорить поиск оптимального сечения в крупной ЭЭС.

Следующий этап – объединение островов в систему – выполняется диспетчерами в условиях дефицита времени. В этих условиях напрашивается использование компьютеров в помощь диспетчерам. Восстановление ЭЭС после крупной системной аварии можно организовать с помощью программного комплекса восстановления электроснабжения в распределительной сети [5]. Он использует конкурентный поиск схемы восстановления

двумя алгоритмами: на основе графа схемы сети и на базе ИНС с отбором решений блоком оценки режимов. В алгоритм комплекса добавляется ряд условий, определяемых требованиями при рестарте ЭЭС: оценка возможностей генерации мощностей в узлах ЭЭС на моменты времени, определяемые характеристиками их запуска, при обеспечении технического минимума их загрузки и учете времени их ввода; учет важности подключаемого узла, определяемой его функцией (генерация, нагрузка), категоричностью нагрузки, топологией схемы и режимными особенностями сети; режимные условия по перенапряжениям при коммутациях и возможности синхронизации восстанавливаемых островов.

Предложенный метод управляемого деления системы является перспективным методом защиты ЭЭС от крупных аварий, приводящих к массовому погашению потребителей. Приведенные требования при выполнении управляемого деления позволили выявить решаемые при его проведении задачи и используемые в них методы. Однако для его практической реализации необходимо дальнейшее совершенствование подходов к определению времени и места деления. Существенна проблема обеспечения управляемого деления необходимым объемом быстродействующих измерений и средств дистанционного управления.

Литература

1. Barkans, J. Protection against Blackouts and Self-Restoration of Power Systems / J. Barkans, D. Zalostiba. – Riga: RTU Publishing House, 2009. – 142 p.
2. Кощев, Л.А. Автоматическое противоаварийное управление в электроэнергетических системах / Л.А. Кощев. – Л.: Энергоатомиздат, 1990. – 140 с.
3. Voropai, N.I. Analysis of Blackout Development Mechanisms in Electric Power Systems / N.I. Voropai, D.N. Efimov // IEEE Power and Energy Society General Meeting – Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century. – 2008. – P.1–7.
4. Шумилова, Г.П. Оценивание границы динамической надежности электроэнергетической системы / Г.П. Шумилова, Н.Э. Готман, Т.Б. Старцева // Известия Коми научного центра УрО РАН. – 2010. – №1. – С.80–86.
5. Успенский, М.И. Методы восстановления электроснабжения в распределительных сетях / М.И. Успенский, И.В. Кызродев. – Сыктывкар: Коми научный центр УрО РАН, 2010. – 122 с.
6. Абраменкова Н.А. Структурный анализ электроэнергетических систем (в задачах моделирования и синтеза) / Н.А. Абраменкова, Н.И. Воропай, Т.Б. Заславская. – Новосибирск: Наука, 1990. – 224 с.

БЕСПРОВОДНАЯ ПЕРЕДАЧА ЭЛЕКТРИЧЕСТВА

Зубарев А.А.

Научный руководитель – д.т.н., проф. Фурсанов М.И.

Беспроводная передача электричества — способ передачи электрической энергии без использования токопроводящих элементов в электрической цепи.

Данный способ является идеальной моделью передачи электроэнергии, так как не придется использовать провода, опоры, трансформаторы и так далее, т.е. все элементы, которые принято считать аксиомными, и передавать электроэнергию от источника к потребителю в неограниченных размерах непрерывно.

Из современных способов беспроводной передачи электричества можно выделить:

Ультразвуковой способ

Ультразвуковой способ передачи энергии изобретён студентами университета Пенсильвании и впервые широкой публике представлен на выставке «The All Things Digital» (D9) в 2011 году. Как и в других способах беспроводной передачи чего-либо, использовался приёмник и передатчик. Передатчик излучал ультразвук; приёмник, в свою очередь, преобразовывал слышимое в электричество. На момент презентации расстояние передачи достигало 7-10 метров, и была необходима прямая видимость приёмника и передатчика. Передаваемое напряжение достигало 8 вольт; получаемая сила тока не сообщается. Используемые ультразвуковые частоты никак не действуют на человека. Также нет сведений и об отрицательном воздействии ультразвуковых частот на животных. [1]

Метод электромагнитной индукции

Электрический трансформатор является простейшим устройством для беспроводной передачи энергии. Первичная и вторичная обмотки трансформатора прямо не связаны. Передача энергии осуществляется посредством процесса, известного как взаимная индукция. Основной функцией трансформатора является увеличение или уменьшение первичного напряжения. Бесконтактные зарядные устройства мобильных телефонов и электрических зубных щёток являются примерами использования принципа электродинамической индукции. Индукционные плиты также используют этот метод. Основным недостатком метода беспроводной передачи является крайне небольшое расстояние его действия. Приёмник должен находиться в непосредственной близости к передатчику для того, чтобы эффективно с ним взаимодействовать.

Использование резонанса несколько увеличивает дальность передачи. При резонансной индукции передатчик и приёмник настроены на одну частоту. Производительность может быть улучшена ещё больше путём изменения формы волны управляющего тока от синусоидальных до несинусоидальных переходных формы волны. Импульсная передача энергии происходит в течение нескольких циклов. Таким образом, значительная мощность может быть передана между двумя взаимно настроенными LC-цепями с относительно невысоким коэффициентом связи. Передающая и приёмная катушки, как правило, представляют собой однослойные соленоиды или плоскую спираль с набором конденсаторов, которые позволяют настроить принимающий элемент на частоту передатчика.

Обычным применением резонансной электродинамической индукции является зарядка аккумуляторных батарей портативных устройств, таких, как портативные компьютеры и сотовые телефоны, медицинские имплантаты и электромобили. Техника локализованной зарядки использует выбор соответствующей передающей катушки в структуре массива многослойных обмоток. Резонанс используется как в панели беспроводной зарядки (передающем контуре), так и в модуле приёмника (встроенного в нагрузку) для обеспечения максимальной эффективности передачи энергии. Такая техника передачи подходит универсальным беспроводным зарядным панелям для подзарядки портативной электроники,

такой, например, как мобильные телефоны. Техника принята в качестве части стандарта беспроводной зарядки Qi.

Резонансная электродинамическая индукция также используется для питания устройств, не имеющих аккумуляторных батарей, таких, как RFID-метки и бесконтактные смарт-карты, а также для передачи электрической энергии от первичного индуктора винтовому резонатору трансформатора Теслы, также являющемуся беспроводным передатчиком электрической энергии.

Микроволновое излучение

Радиоволновую передачу энергии можно сделать более направленной, значительно увеличив расстояние эффективной передачи энергии путём уменьшения длины волны электромагнитного излучения, как правило, до микроволнового диапазона. Для обратного преобразования микроволновой энергии в электричество может быть использована ректенна, эффективность преобразования энергии, которой превышает 95 %. Данный способ был предложен для передачи энергии с орбитальных солнечных электростанций на Землю и питания космических кораблей, покидающих земную орбиту.

Сложностью в создании энергетического микроволнового луча является то, что для использования его в космических программах из-за дифракции, ограничивающей направленность антенны, необходима диафрагма большого размера. Например, согласно исследованию НАСА 1978 года, для микроволнового луча частотой 2,45 ГГц понадобится передающая антенна диаметром в 1 км, а приёмной ректенны диаметром в 10 км. Эти размеры могут быть снижены путём использования более коротких длин волн, однако короткие волны могут поглощаться атмосферой, а также блокироваться дождём или каплями воды. Из-за «проклятия узкого пучка» невозможно сузить луч, объединяя пучки от нескольких меньших спутников без пропорциональной потери в мощности. Для применения на земле антенна диаметром 10 км позволит достичь значительного уровня мощности при сохранении низкой плотности пучка, что важно по соображениям безопасности для человека и окружающей среды. Безопасный для человека уровень плотности мощности составляет 1 мВт/см², что на площади круга диаметром 10 км соответствует мощности в 750 МВт. Этот уровень соответствует мощности современных электростанций.

Японский исследователь Хидэцугу Яги исследовал беспроводную передачу энергии с помощью созданной им направленной антенной решётки. В феврале 1926 года им была опубликована работа об устройстве, известном сейчас как антенна Яги. Хотя она оказалась неэффективной для передачи энергии, сегодня её широко используют в радиовещании и беспроводных телекоммуникациях из-за её превосходных рабочих характеристик.

В 1945 году советский учёный Семён Тетельбаум опубликовал статью, в которой впервые рассматривал эффективность микроволновой линии для беспроводной передачи электроэнергии. После Второй мировой войны, когда началось развитие мощных СВЧ-излучателей, известных под названием магнетрон, идея использования микроволн для передачи энергии была развита.

В 1964 году был продемонстрирован миниатюрный вертолёт, к которому энергия передавалась с помощью СВЧ-излучения.

Беспроводная передача энергии высокой мощности с использованием микроволн подтверждена экспериментально. Опыты по передаче десятков киловатт электроэнергии проводились в обсерватории Голдстоун (Goldstone, штат Калифорния) в 1975 году и в 1997 году в Гранд Бассине (Grand Bassin) на острове Реюньон. В ходе экспериментов достигнута передача энергии на расстояние порядка одного километра. [2]

Лазерный метод

Лазерная передача энергии по сравнению с другими методами беспроводной передачи обладает рядом преимуществ:

- передача энергии на большие расстояния (за счёт малой величины угла расходимости между узкими пучками монохроматической световой волны);

- удобство применения для небольших изделий (благодаря небольшим размерам твердотельного лазера — фотоэлектрического полупроводникового диода);
- отсутствие радиочастотных помех для существующих средств связи, таких, как Wi-Fi и сотовые телефоны (лазер не создаёт таких помех);
- возможность контроля доступа (получить электроэнергию могут только приёмники, освещённые лазерным лучом).

У данного метода есть и ряд недостатков:

- преобразование низкочастотного электромагнитного излучения в высокочастотное, которым является свет, неэффективно. Преобразование света обратно в электричество также неэффективно, так как КПД фотоэлементов достигает 40-50%, хотя эффективность преобразования монохроматического света значительно выше, чем эффективность солнечных панелей;
- потери в атмосфере;
- необходимость прямой видимости между передатчиком и приёмником (как и при микроволновой передаче).

Технология передачи мощности с помощью лазера ранее, в основном, исследовалась при разработке новых систем вооружений и в аэрокосмической промышленности, а в настоящее время разрабатывается для коммерческой и потребительской электроники в маломощных устройствах. [2]

Электропроводность

Однопроводная электрическая система SWER (англ. single wire with earth return) основывается на токе земли и одном изолированном проводе. В аварийных случаях высоковольтные линии постоянного тока могут работать в режиме SWER. Замена изолированного провода на атмосферную обратную связь для передачи мощного высокочастотного переменного тока стала одним из методов беспроводной передачи электроэнергии. Кроме того, исследовалась возможность беспроводной передачи электроэнергии только через землю.

Низкочастотный переменный ток может быть передан с низкими потерями по земле, поскольку общее сопротивление земли значительно меньше, чем 1 Ом. Электрическая индукция возникает преимущественно из-за электропроводимости океанов, металлических рудных тел и подобных подземных структур. Электрическая индукция также вызывается электростатической индукцией диэлектрических областей, таких, как залежи кварцевого песка и прочих непроводящих минералов.

Никола Тесла обнаружил, что электроэнергия может передаваться и через землю, и через атмосферу. В ходе своих исследований он добился возгорания лампы на умеренных расстояниях и зафиксировал передачу электроэнергии на больших дистанциях.

Земля является естественным проводником и образует один проводящий контур. Обратный контур реализуется через верхние слои тропосферы и нижние слои стратосферы на высоте около 4,5 миль (7,2 км).

Еще в начале XX века Никола Тесла начал разработки по однопроводной передаче электроэнергии, так как утверждал «необязательно использовать два провода для передачи электрической энергии, что с таким же успехом можно использовать только один» при высокочастотной передаче, однако затем он пришел к выводу: «Когда была доказана возможность передачи энергии посредством одинарного провода без обратного, мне пришло в голову, что, вероятно, можно обойтись и без того единственного провода, а для перемещения энергии от передатчика к приемнику можно использовать землю». [3]

Все вышеперечисленные способы являются малоэффективными ввиду низкого КПД. Однако даже при низком КПД технологии всё равно полезны в некоторых исключительных ситуациях, где человек не может находиться из-за агрессивности среды, труднодоступностью и т.д.

Литература

1. Сайт: <https://www.engadget.com/2011/06/01/ubeam-wireless-power-startup-shows-prototype-at-d9-video-hands/>
2. Мировая система беспроводной передачи энергии/ «Telegraph and Telephone Age», 16 октября 1927 г.
3. Сайт: https://ru.wikipedia.org/wiki/Беспроводная_передача_электричества

ПРИМЕНЕНИЕ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ НОВОГО КЛАССА РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕВЫХ УПРАВЛЯЕМЫХ УСТРОЙСТВ

Козлова С.А.

Научный руководитель – д.т.н., проф. Фурсанов М.И.

В настоящее время в мире особое внимание уделяется развитию “интеллектуальных” энергосистем [1]. Важным элементом “интеллектуальных” энергосистем являются устройства управляемых систем электропередачи переменного тока, основным свойством которых является возможность изменения параметров ВЛ. Это позволяет существенно снизить влияние неоднородности параметров ВЛ различных классов напряжения на потокораспределение и тем самым уменьшить потери мощности и повысить пропускную способность сети и качество напряжения.

Рассмотрим четыре типа распределенных управляемых сетевых устройств: распределенные статические компенсаторы последовательного включения (DSSC), распределенные реакторы последовательного включения (DSR), распределенные конденсаторы последовательного включения (DSC), концентрированные статические компенсаторы последовательного включения (TRU)[2-5].

Преимуществами устройств D-FACTS являются:

- меньшая стоимость и сложность по сравнению с традиционными устройствами FACTS;

- отсутствие затрат на обустройство землеотвода на подстанции;
- установка на проводах ВЛ без нарушения их целостности вблизи опор или на них.

В качестве областей применения распределенных управляемых сетевых устройств рассматриваются:

- увеличение эффективности использования существующих сетей;
- управление контурными потоками мощности;
- повышение адаптации энергосистем к подключению электростанций, использующих возобновляемые источники энергии;
- обеспечение возможности задержки или отказа от строительства новых ЛЭП;
- фазовая балансировка;
- повышение статической и динамической устойчивости; снижение риска нарушения устойчивости энергосистемы в виде лавины напряжения;
- повышение способности энергосистемы противостоять аварийным возмущениям.

Степень и характер изменения сопротивления ВЛ зависит от количества установленных на ней модулей DSSC и характера их работы. Исходное индуктивное сопротивление ВЛ может быть увеличено посредством включения N модулей DSSC на величину $N \cdot X_L$ или же уменьшено за счет внесения в нее N модулями DSSC емкостного сопротивления $N \cdot X_C$. При этом в работе могут находиться как все установленные на ВЛ модули DSSC, так и их часть. [2-10].

Применение в модулях D-FACTS инверторов с широтно-импульсной модуляцией позволяет осуществлять плавное регулирование реактивного сопротивления, вносимого в линию электропередачи, в том числе с изменением характера реактивного сопротивления (с индуктивного на емкостное и наоборот).[2-5]

Применение модуля DSR может обеспечить увеличение реактивного сопротивления ВЛ на 0,015 Ом, а величина вносимого одним модулем TRU реактивного сопротивления может достигать ± 2 Ом, что позволяет оказывать большее влияние на индуктивное сопротивление ВЛ [11,12].

Модульное выполнение устройств D-FACTS обеспечивает высокую надежность и небольшое время ввода в действие (например, среднее время установки одного модуля DSR на ВЛ 161 кВ энергокомпании Tennessee Valley Authority, США, составило примерно 15

мин.). Также модули D-FACTS при необходимости могут быть относительно просто перенесены на другие ВЛ.

В качестве примера оценки эффективности применения устройств D-FACTS в энергосистемах за рубежом можно указать два исследования:

1. Исследование целесообразности применения устройств D-FACTS в энергосистеме Бразилии, выявившее экономию в затратах на развитие электрической сети до 30 млн.долл. США[9].
2. Исследование по оптимизации режимов работы энергообъединения Восточного побережья США, показавшее, что установка 3000 модулей D-FACTS на 6 ВЛ позволит уменьшить полные затраты на 1,4 % и снизить среднюю узловую маржинальную стоимость электроэнергии на 6,1 % [10].

Анализ возможности применения устройств D-FACTS в энергосистемах России показал:

- наличие потенциально возможных ЛЭП 110-220 кВ для установки модулей D-FACTS;
- применение модулей DSR на ВЛ 220 кВ может рассматриваться как средство перераспределения мощности между ВЛ при наличии перегрузки одной или более ВЛ при электроснабжении потребителей от закольцованной сети 220 кВ, работающей параллельно с сетью 500кВ;
- применение модулей DSC может рассматриваться как средство перераспределения потоков мощности и повышения пропускной способности ЛЭП 220 кВ в энергосистемах, где сети 220 кВ выполняют системообразующие транзитные функции (энергосистемы Республики Коми, Архангельской и Сахалинской обл., Республики Саха и др.) [13].

Литература

1. В.И. Кочкин, Ю.Г. Шакарян. Применение гибких (управляемых) систем электропередачи переменного тока в энергосистемах. М.: Топус Пресс.2011.
2. D. Divan. Distributed Intelligent Power Networks – A New Concept for Improving T&D System Utilization and Performance// T&D Workshop. CMU. Dec. 15-16, 2004.
3. D. Divan. Improving Power Line Utilization and Performance with D-FACTS Devices: <https://web.fe.up.pt>
4. D. Divan, W.E. Brumsickle, R.S. Schneider, B. Kranz, R.W. Gascoigne, D.T. Bradshaw, M.R. Ingram, I.S. Grant, A. Distributed Static Series Compensator System for Realizing Active Power Flow Control on Existing Power Lines // IEEE Trans. on Power Delivery.2007. V. 22. No 1.
5. D. Divan, H. Johal. Distributed FACTS Devices – A New Concept for Realizing Grid Power Control // IEEE Trans. Power Electronics. 2007. V. 22. Is. 6.
6. H. Johal, D. Divan. Design Consideration for Series – Connected Distributed FACTS Converters // IEEE Trans. Industrial Applications. 2007. V. 43. Is. 6.
7. A. Sadikovic. Power Flow Control for the Grid. Smart Wire Grid, Inc. January 22,2013: <http://www.powerworld.com>
8. Smart Wires Impact: Case Studies.2015: smartwires.com
9. Technology Solutions for Increasing Capacity and Reliability of Transmission Grid / Smart Wire Grid, Inc. Oakland, CA: smartwires.com
10. M. Laufenberg. D-FACTS Devices in Power World Simulator. 2014: www.powerworld.com
11. В.Г. Холмский. Расчет и оптимизация режимов электрических сетей. М.: Высшая школа. 1975.
12. Н.А. Мельников, С.С. Рокотян, А.Н. Шеренцис. Проектирование электрической части воздушных линий электропередачи 330-500 кВ. М.: Энергия.1974.
13. В.А. Баринов, А.С. Маневич, А.С. Мурачев. Применение в энергосистемах нового класса распределенных сетевых управляемых устройств // Известия Российской академии наук. Энергетика. 2016. №3.

ОПТИМИЗАЦИЯ РАЗМЕЩЕНИЯ УСТРОЙСТВ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ

Кощенок П.В.

Научный руководитель – д.т.н., проф. Фурсанов М.И.

В условиях ужесточения требований к эффективности, техническому уровню, надежности и безопасности распределительных электрических сетей [1], а также в отсутствие достаточных средств на полную реконструкцию оборудования систем электроснабжения актуальной становится задача максимального использования действующих линий электропередачи и трансформаторов. Решить эту задачу позволит переход к энергосберегающим технологиям, обеспечивающим уменьшение электропотребления и снижение потерь электроэнергии, в том числе за счет применения устройств компенсации реактивной мощности (УКРМ).

Задача оптимизации управления потоками реактивной мощности разделяется на две подзадачи: проектную, связанную с выбором дополнительных компенсирующих устройств, и эксплуатационную, при решении которой требуется выбрать оптимальные режимы работы уже установленных в сети компенсирующих устройств. При этом должны учитываться как экономические, так и технические требования, которые зачастую носят противоречивый характер. Актуальным является решение задачи размещения УКРМ в разомкнутых распределительных электрических сетях 0,4 — 6(10) кВ.

Постановка задачи: для согласования технико-экономических требований оптимизационная задача может быть сведена к нахождению подмножества оптимальных решений, каждое из которых не может быть улучшено ни по одному из критериев без ухудшения по какому-нибудь другому.

Для решения задачи оптимизации мощности и выбора мест установки УКРМ в РЭС сформирован следующий состав частных целевых функций, который определяет полезность (ценность) решения с точки зрения разных требований [2]:

1. Стоимость установки УКРМ, которая складывается из затрат на батареи статических конденсаторов и расходов, связанных с их установкой и подключением.
2. Стоимость потерь электрической энергии на ее транспортировку (в линиях электропередачи, трансформаторных подстанциях) за расчетный период.
3. Значение коэффициента реактивной мощности для потребителей, присоединенных к электрическим сетям, в зависимости от уровня напряжения в точке присоединения.
4. Целевая функция, описывающая одну из важнейших характеристик качества электроэнергии — отклонение напряжения в точках присоединения потребителей.

Таким образом, все рассмотренные частные критерии являются негативными, т.е. необходимо стремиться к их уменьшению.

Для нахождения оптимальных решений могут быть использованы весовой метод, метод рабочих характеристик, метод главного критерия, метод последовательных уступок, метод идеальной точки [3]. Согласно этим методам, исходная многокритериальная задача оптимизации сводится к некоторому множеству однокритериальных (скалярных) оптимизационных задач при разных типах ограничений. Полученное множество оптимальных решений используется для формирования подмножества оптимальных решений, оптимальных по совокупности показателей качества.

Допущения: решение задачи, сформулированной в общем виде, представляет значительные трудности. Поэтому желательно найти пути решения, которые позволят его упростить, не внося погрешности в получаемые результаты. В качестве допущений при решении рассматриваемой задачи примем, что: — вырабатываемая питающей системой (электрической сетью более высокого уровня напряжения) реактивная мощность является оптимальной для РЭС; — активные и реактивные нагрузки не зависят от значений напряжения у потребителей; — распределение активных мощностей не изменяется в

результате установки устройств компенсации реактивной мощности; — потери активной мощности на участке РЭС рассчитываются по номинальному напряжению на этом участке. Принятие этих допущений позволяет упростить решение задачи и применять в расчетах параметры элементов системы электроснабжения (трансформаторов, кабельных линий электропередачи), а также значения активных и реактивных нагрузок в узлах сети[1].

Можно сделать вывод том, что УКРМ решает ряд следующих проблем:

- снижение загрузки силовых трансформаторов (при уменьшении потребления реактивной мощности понижается и потребление полной мощности);
- обеспечение питания нагрузки по кабелю с меньшим сечением (не допуская перегрева изоляции);
- позволяет избежать глубокой просадки напряжения на линиях электроснабжения удаленных потребителей;
- облегчается пуск и работу асинхронных двигателей (при индивидуальной компенсации).
- исключается генерация реактивной энергии в сеть (режим "перекомпенсации");
- исключается появление в сети перенапряжения, т. к. нет перекомпенсации, возможной при использовании нерегулируемых конденсаторных установок;

Литература

1. Положение о технической политике в распределительном электросетевом комплексе. М.: РОСЭП, 2006. 73 с.
2. В. В. КАРАГОДИН, Д. В. РЫБАКОВ, Оптимизация размещения устройств компенсации реактивной мощности в распределительных электрических сетях специальных объектов. Известия высших учебных заведений. Приборостроение. 2015, № 10 / том 58, 823-829.
3. Рыбаков В. В., Рыбаков Д. В., Вишняков Е. П., Карагодин В. В. Проблема компенсации реактивной мощности в РЭС объектов КВ // Тр. Военно-космической академии им. А.Ф. Можайского. СПб: ВКА, 2010. Вып. 627. С. 37—41.

СНИЖЕНИЕ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ НА КОРОНУ НА ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЯХ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

Кривальцевич В.С.

Научный руководитель – д.т.н., проф. Фурсанов М.И.

Потери мощности на корону (ПК) зависят от напряжения воздушных линий (ВЛ), конструкции фазы (число проводов в фазе, марка, диаметр проводов, шаг расщепления), расстояния между фазами, тока нагрузки ВЛ. Проведенные многолетние исследования показали, что ПК существенно зависят от погодных условий: хорошая погода, сухой снег, дождь (мокрый снег), повышенная влажность воздуха (ПВ) и т.д. Потери на корону в сухой снег, дождь (мокрый снег) по сравнению с ПК при хорошей погоде возрастает в 3÷40 раз. Поскольку уровни ПК на ВЛ достигают значительных величин, целесообразно рассмотрение методов и средств, способствующих их снижению:

-влияние нагрева проводов током нагрузки на уровень ПК

Ток нагрузки приводит к нагреву проводов и препятствует образованию на их поверхности влаги при росе, слабом дожде, тумане, а также твердых отложений в виде инея [1].

На опытном пролете АО «НТЦ ФСК ЕЭС» в течение нескольких зимних сезонов проводились исследования влияния тока нагрузки на величину ПК при кристаллической изморози (КИ) на проводах 4×АСО-600. В результате исследования было определено, что при плотности тока $j=0,5 \text{ А/мм}^2$ величина ПК при КИ уменьшается в 4-5 раз, а при $j>0,9 \text{ А/мм}^2$ КИ на проводах не образовалась. При этом уровень ПК соответствовал уровню ПК в хорошую погоду.

Также были получены данные о влиянии плотности тока на уровне ПК при росе, тумане и слабом дожде. Влияние нагрева проводов при расчете потерь учитывается путем уменьшения уровней ПК и продолжительностей отдельных видов погоды (роса, туман, иней). На основании совокупности экспериментальных данных, полученных в нашей стране и за рубежом, было введено понятие критической плотности тока для видов погоды, при которых проявляется влияние тока нагрузки. Значения критической плотности тока зависят от вида погоды и диаметра провода.

- потери на корону на ВЛ при использовании проводов с гладкой внешней поверхностью

При оценке ПК на проводах были введены понятия «общей» и «местной» короны. Местная корона связана с коронным разрядом в отдельных точках провода, на которых имеются шероховатости различных видов, образующие участки с повышенными значениями напряженности электрического поля E , т.е. местная корона. С ростом напряжения при некотором значении напряженности электрического поля E_0 возникает общая корона, при которой поверхность провода в условиях хорошей погоды начинает коронировать [2].

ПК зависят от отношения E/E_0 . С ростом E_0 отношения E/E_0 уменьшается и ПК. Отсюда следует, что в хорошую погоду уровень ПК на проводах с более гладкой поверхностью меньше, чем на витых.

Атмосферные осадки приводят к появлению дополнительных неровностей на проводах в виде капельножидкой фазы при дожде, тумане и отложениях инея. В этом случае происходит снижение коэффициента негладкости до величины $0,45\div 0,55$, и ПК резко возрастает. Это означает, что влияние гладкости поверхности провода на величину ПК может проявляться только в хорошую погоду.

-потери на корону на ВЛ при использовании расширенных проводов с увеличением диаметром

ПК и акустические помехи зависят от диаметра провода. Это связано с тем, что напряженность электрического поля на поверхности проводов обратно пропорциональна диаметру провода, что приводит к их снижению при увеличении диаметра. Поэтому одним

из методов уменьшения ПК и помех является увеличение диаметра провода. Увеличение диаметра проводов при сохранении сечения проводящей части возможно за счет использования внутри проводов различных наполнителей. Возможно использование конструкции расширенных проводов со стеклопластиковым наполнителем. Такие конструкции позволяют избежать перерасхода цветного металла и удорожания ВЛ[3].

При рассмотрении методов, способствующих снижению ПК, можно сделать выводы: целесообразность применения расширенных проводов должна быть учтена при проектировании новых ВЛ и модернизации существующих; использование проводов нового поколения требует экспериментальной оценки возникновения коронного разряда на их поверхности в лабораторных условиях; Ввод в действие НТД «Руководящих указаний по учету потерь на корону и помех от короны при выборе проводов воздушных линий электропередачи переменного тока 220-1150кВ и постоянного тока 1500кВ» позволит проектным и эксплуатирующим организациям правильно оценить уровни ПК на ВЛ в реальных условиях плотностей токов ВЛ.

Литература

- 1.Руководящие указания по учету потерь на корону и помех от короны при выборе проводов воздушных линий электропередачи переменного тока 330-750кВ и постоянного тока 800-1150кВ. М.: СЦНТИ, 1975.
- 2.Костюшко В.А. Расчет потерь мощности на корону на воздушных линиях электропередачи переменного тока различных классов напряжения//Энергия единой сети. 2016. №26
3. Костюшко В.А. Анализ расчетных и экспериментальных оценок потерь мощности на корону на воздушных линиях электропередачи переменного тока. М.: НТФ «Энергопрогресс»,2011.

РАСЧЕТ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ ИЗ-ЗА ТОКОВ УТЕЧКИ

Леонов В.М.

Научный руководитель – д.т.н., проф. Фурсанов М.И.

В практических расчетах [1] потери электроэнергии из-за токов утечки по изоляторам воздушных линий электропередачи (ВЛ) относят к техническим потерям. Эти потери обусловлены физическими процессами, происходящими при передаче электроэнергии по электрическим сетям (преобразование части электроэнергии в тепло в элементах сетей). Данные потери не могут быть измерены. Это означает, что их можно определить только расчетным путем. Существующая методика расчета потерь электроэнергии из-за токов утечки по изоляторам ВЛ при увлажнении их загрязненной поверхности представляется недостаточно обоснованной [2]. Мощность потерь на одном изоляторе предлагается рассчитывать в зависимости от сопротивления изолятора. При этом допускается, что значение сопротивления изолятора в период увлажнения остается неизменным. Также следует обратить внимание на то, что в процессе увлажнения происходит вымывание солей из слоя загрязнения. Из вышесказанного следует, что значение сопротивления изолятора, измеренное в отсутствие названных процессов является недостоверным.

Кроме того, в [1] не учитывается пространственная структура увлажняющих метеоявлений. В связи с этим предлагается вводить коэффициент распределенности метеоявлений $K_{р.м.}$ [4], показывающий какая часть трассы ВЛ охвачена данным метеоявлением. Среднегодовое значение $K_{р.м.}$ различных увлажняющих метеоявлений составляет в среднем примерно 0,5.

В докладе рассмотрены основные положения более физически обоснованной методики расчета потерь электроэнергии из-за токов утечки по изоляционным конструкциям:

$$A = K[T_T M(P_T) + T_M M(P_M) + T_D M(P_D) + T_R M(P_R)], \quad (1)$$

где $M(P_T)$, $M(P_M)$, $M(P_D)$ и $M(P_R)$ – математическое ожидание мощности потерь энергии в единичной изоляционной конструкции соответственно при туманах, мороси, дождях и росе, кВт; T_T , T_M , T_D и T_R – годовая продолжительность туманов (при положительной температуре воздуха), мороси, дождей и росы, час.

Значения $M(P_T)$, $M(P_M)$, $M(P_D)$ и $M(P_R)$ при заданной степени загрязнения изоляции рассчитываются по следующим формулам:

$$M(P_T) = \sum_{i=1}^6 \Psi(U_{Ti}) P_T(U_{Ti}); \quad M(P_M) = \sum_{i=1}^{11} \Psi(U_{Mi}) P_M(U_{Mi}); \quad (2)$$

$$M(P_D) = \sum_{i=1}^{13} \Psi(Q_{Di}) P_D(Q_{Di}); \quad M(P_R) = P_R(Q_R), \quad (3)$$

где $\Psi(U_{Ti})$ – вероятность i -той скорости ветра (U_{Ti}) при туманах (6 градаций), $\Psi(U_{Mi})$ – вероятность i -той скорости ветра (U_{Mi}) при мороси (11 градаций), $\Psi(Q_{Di})$ – вероятность дождей i -той интенсивности (Q_{Di}) (13 градаций); $P_T(U_{Ti})$, $P_M(U_{Mi})$, $P_D(Q_{Di})$ и $P_R(Q_R)$ – мощность потерь энергии при заданной степени загрязнения изоляции соответственно во время туманов при i -той скорости ветра; мороси при i -той скорости ветра, дождей i -той интенсивности и росе при постоянной интенсивности выпадения росы (Q_R), кВт.

Мощность потерь энергии при туманах и мороси определяется в зависимости от скорости ветра (интенсивность увлажнения поверхности изолятора прямо пропорциональна скорости ветра). Степень загрязнения изоляции оценивается величиной поверхностной проводимости при увлажнении слоя загрязнения до насыщения (χ_r). Связь поверхностной

проводимости при увлажнении слоя загрязнения до насыщения с СЗА (степень загрязнения атмосферы) или СЗ (степень загрязнения) может быть определена из данных приведенных в нормативных документах [3,5].

В модели учтены основные процессы при увлажнении загрязненной изоляции: испарение воды из слоя увлажняемого загрязнения из-за токов утечки, образование подсушенных зон, возникновение и гашение частичных дуг, вымывание солей из слоя загрязнения и другие. Результаты моделирования качественно и количественно согласуются с экспериментальными данными автора и других исследователей.

В качестве примера приведены результаты расчета мощности потерь в отдельных изоляторах гирлянды контактной сети железных дорог переменного тока (номинальное напряжение в контактной сети 25кВ). Мощность потерь, рассчитанная согласно [5,6], определялась как средневзвешенная для туманов, мороси и дождей. Мощность потерь при росе не учтена из-за их малости.

Таблица 1. Результаты расчета мощности потерь в отдельных изоляторах гирлянды

Наименование величины	СЗА		
	2	5	6
число изоляторов в гирлянде	3	4	5
напряжение на одном изоляторе гирлянды, кВ	8,33	6,25	5,00
мощность потерь, рассчитанная согласно [1], Р, кВт	0,061	0,081	0,093
мощность потерь, рассчитанная согласно [5,6], Р, кВт	0,009	0,015	0,014

Анализируя полученные данные можно заметить, что мощность потерь, рассчитанная согласно [1] в 5-7 раз превышает расчеты по новой методике [5,6]. С учетом того, что в [1] не учитывается ряд факторов, эта разница увеличится еще не менее чем в 2 раза. Таким образом, потери электроэнергии по методу [1] будут необоснованно завышенными.

В [5,6] значения $P_T (U_{Ti})$, $P_M(U_{Mi})$, $P_D (Q_{Di})$ и $P_R (Q_R)$ определяются для гирлянд изоляторов контактной сети железных дорог. Полученные значения мощности потерь для гирлянд изоляторов контактной сети железных дорог переменного тока могут быть использованы и для расчета потерь электроэнергии в изоляции ВЛ. Однако более точные результаты могут быть получены при моделировании мощности потерь для изоляции ВЛ различных классов напряжения. Также нужно отметить, что для полноты оценки потерь электроэнергии из-за токов утечки необходимо учитывать и диэлектрические потери, хотя мощность этих потерь значительно ниже мощности потерь из-за токов проводимости.

Литература

1. Железко, Ю.С. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях: Руководство для практических расчетов / Ю.С. Железко, А.В. Артемьев, О.В. Савченко. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2004. – 280 с.
2. Мерхалев, С.Д. Изоляция линий и подстанций в районах с загрязненной атмосферой / С.Д. Мерхалев, Е.А. Соломоник. – М.: Энергия, 1973. – 160 с.
3. Правила устройства электроустановок: Раздел 1. Общие правила. Гл. 1.1, 1.2, 1.7, 1.9: Раздел 7. Электрооборудование специальных электроустановок. Гл. 7.5, 7.6, 7.10: 7-е изд. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2002. – 184 с.
4. Орлова, Н.И. О коэффициенте распределенности опасных метеоявлений вдоль трасс ВЛ, проходящих в районах с различными природными условиями / Н.И. Орлова, А.М. Ментюкова // Повышение надежности работы изоляции линий и электрооборудования высокого напряжения: Тезисы докл. респ. науч.-техн. конф. – Ташкент: 1986. – С. 31-37.

5. Руцкий, В.М. Совершенствование методов проектирования и эксплуатации изоляции наружных электроустановок систем электроснабжения железных дорог: Диссертация д-ра технич.наук:13.05.2005/Екатеринбург:2004.-373с.

ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ВЕТРОЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ УСТАНОВКИ

Марчик Р.Г.

Научный руководитель – д.т.н., проф. Фурсанов М.И.

Разработка алгоритма определения предельных небалансов мощностей при выходе на раздельную работу промышленных электростанций с резкопеременной нагрузкой потребовала предварительного создания математической модели энергоузла с характерными электроприемниками с резкопеременным характером потребления электрической энергии. Полученная модель была использована при разработке алгоритма определения предельных небалансов мощностей при отделении от энергосистемы электростанций с резкопеременной нагрузкой.

Алгоритм основан на сочетании метода последовательных интервалов и метода последовательного эквивалентирования [1] и требует задания генераторов в схему замещения переходными ЭДС E' за фазовыми углами δ'' , определяемыми в ходе решения дифференциального уравнения движения ротора.

В данном алгоритме, после моделирования узла и выбора уровня напряжения присоединения дополнительной мощности, прежде всего, выполняется расчет установившегося доаварийного режима, и определяются ЭДС синхронных машин.

После расчета установившегося режима производится расчет переходного режима при выходе узла на раздельную работу методом последовательных интервалов. Далее последовательно проверяется сохранение динамической устойчивости каждого генератора относительно других генераторов. Признаком нарушения динамической устойчивости является расхождение взаимных углов генераторов. При сохранении динамической устойчивости узла с использованием метода последовательных утяжелений происходит увеличение дополнительной присоединенной нагрузки с определенным шагом.

Метод последовательного утяжеления включает этапы [1];

- 1) расчет заведомо устойчивого режима выхода на раздельную работу;
- 2) для данного режима вычисляется значение критерия устойчивости;
- 3) производится изменение параметров в соответствии с выбранным законом утяжеления и рассчитывается новый переходный режим.

Преимущества метода дискретного утяжеления состоит в простоте реализации и возможности изменения параметров утяжеления на любом шаге процесса. К недостаткам данных методов относится значительная трудоемкость, связанная с расчетом большого числа промежуточных режимов.

Следующим шагом является изменение точки присоединения дополнительной нагрузки и повторение расчета до нахождения критического небаланса. Результатом расчета является значения критического небаланса мощности на всех рассматриваемых уровнях напряжения.

Методы, заложенные в основу программного комплекса КАТРАН 6.0, позволили разработать вышеуказанный алгоритм определения критического небаланса мощности при выходе на раздельную работу, который может быть использован для анализа режимов в службах диспетчерского управления крупных промышленных предприятий, имеющих собственные электростанции.

При исследовании влияния места подключения нагрузки на динамическую устойчивость при выходе на раздельную с энергосистемой работу был использован метод последовательного утяжеления. Дополнительная нагрузка подключалась последовательно к шинам 10, 35, 110 кВ ТЭЦ. В результате исследования получены предельные значения критического небаланса мощностей.

При исследовании получили следующие значения дополнительной присоединяемой мощности, при которой сохраняется динамическая устойчивость при выходе на раздельную работу: 10 кВ - 60 МВт; 35 кВ – 80 МВт; 110 кВ – 60 МВт.

Литература

1. Игуменцев В.А., Заславец Б.И., Малафеев А.В., Буланова О.В., Ротанова Ю.Н. Модифицированный метод последовательного эквивалентирования для расчета режимов сложных систем электроснабжения // Промышленная энергетика. – 2008. - №6. – С. 16-22.

СНИЖЕНИЕ ХИЩЕНИЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПРИ ЕЕ ПЕРЕДАЧИ ПО ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ СЕТЯМ

Расюк М.В.

Научный руководитель – д.т.н., проф. Фурсанов М.И.

Одним из основных показателей эффективной деятельности энергосистемы является обеспечение минимального уровня коммерческих потерь при передаче электроэнергии. Основным из видов таких потерь являются хищения.

Хищению электроэнергии способствует известная специфическая особенность данного товара - его производство, передача, распределение и потребление происходят одновременно. Из-за больших объемов транспорта электроэнергии, значительного числа потребителей с различным характером нагрузок, наличия технических и коммерческих потерь имеют место существенные различия в результатах измерения поставленной электроэнергии расчетными и контрольными приборами учета [1, с.6].

Способы хищения электроэнергии можно условно разделить на две группы:

1 группа – расчетные способы хищения. К ним можно отнести:

а) сознательное занижение фактического расхода электроэнергии [1, с.74].

б) занижение расчетных потерь активной мощности в абонентских трансформаторах и в линии. Расчет потерь электроэнергии, как правило, оформляется в виде приложения к договору энергоснабжения. Данный расчет должен быть произведен и оформлен обеими сторонами совместно. Однако если выполнение такого расчета возложено местной энергоснабжающей организацией на потребителя или от потребителя требуются только данные для расчета, то создаются предпосылки для занижения оплаты потерь, что является своего рода хищением части электроэнергии [1, с.80].

в) использование ступенчатых тарифов электроэнергии. С целью стимулирования бытовых потребителей к экономии электроэнергии в некоторых энергоснабжающих организациях вводятся ступенчатые тарифы, возрастающие с увеличением уровня потребления. Потребитель имеет возможность снизить оплату по повышенному тарифу, ограничивая потребление электроэнергии в период ее высокого расхода. Данный расчет производится по разнице показаний счетчика в начале и в конце оплачиваемого периода, недобросовестный потребитель может оплачивать по минимальной ставке электроэнергию, в действительности потребленную во время действия более высокого тарифа [1, с.85].

г) использование ограничений счетного механизма счетчиков. Большое количество прямоточных счетчиков электрической энергии имеют ограниченное число разрядов, не превышающее четырех. Такие счетчики могут регистрировать максимальное количество потребленной электрической энергии только до 9999 кВт·ч. Такого количества электроэнергии при нагрузке, например, 4,5 кВт хватает всего на 3 месяца. В результате по истечении указанного сравнительно короткого периода времени отсчет потребляемой электроэнергии начнется с исходного нулевого цикла, а потребление электроэнергии за предыдущий трехмесячный период останется неучтенным [1, с.85].

Мероприятия для устранения хищения электроэнергии расчетными способами:

1. Разработка автоматической системы учета электроэнергии потребителей.

2. Разработка энергоснабжающей организацией тарификации, учитывающей расчетные потери и правильные ставки тарифов. В этом случае организации, передающие электроэнергию потребителю, при разработке новых тарифных политик должны учитывать фиксированный процент на потери в трансформаторе, что позволит избежать занижения показателей при расчете потребленной электроэнергии со стороны потребителя. Ставка тарифа должна быть также фиксированной, а не ступенчатой.

3. Проверка энергоснабжающей организацией расчетов, потребленной электроэнергии.

4. Совершенствование договоров на энергоснабжение. В этом случае сбытовая компания должна заключать договоры с потребителями электроэнергии с учетом норм потребления электроэнергии, вводить скидки на оплату при большом количестве потребленной электроэнергии, а не использовать ступенчатые тарифы, которые позволяют снижать показатели прибора учета при оплате.

5. Разработка дополнительных соглашений на прием и передачу электроэнергии со стороны энергоснабжающих организаций. В дополнительные соглашения должны включаться социальные нормы потребления электроэнергии, потребление электроэнергии по двухставочному тарифу и способы их расчета.

6. Контрольное снятие показаний прибора учета. Данное мероприятие позволяет сравнить показания счетчика, данные потребителем электроэнергии с показаниями, снятыми контролером участка.

2 группа – технологические способы хищения. К ним относятся:

а) подключение нагрузки к безучетным питающим электросетям. Данный способ хищения заключается в подключении приборов потребления электроэнергии до счетчика.

б) изменение схем первичной и вторичной коммутации приборов учета. Для хищения электроэнергии используют автотрансформатор мощностью 150–200 Вт с напряжением на вторичной обмотке от 3 до 15 В. Поскольку автотрансформатор позволяет регулировать входное напряжение, такой регулировкой можно добиться практически любого желаемого эффекта, в том числе: вращение диска счетчика в обратную сторону, его остановки или замедленное вращение.

в) внешнее воздействие на счетный механизм электросчетчика. Например, наклон самого счетчика до полной остановки вращения его диска. Достаточно простым в исполнении является также способ механической остановки (торможение) диска счетчика обычной фотопленкой, просунутой в щель окошка счетчика до упора в его диск. В некоторых случаях аналогичный результат достигается сверлением отверстия в корпусе счетчика и просовыванием в него проволоки до упора в диск.

Некоторые мероприятия для устранения хищения электроэнергии технологическими способами:

1. Установка границы балансовой принадлежности на стороне собственников жилья.

2. Монтаж счетчиков электроэнергии нужно производить в закрытых коробах, с целью ограничения несанкционированного доступа.

3. Совершенствование схем работы счетчиков электрической энергии.

4. Замена механических счетчиков на электронные.

5. Установка общедомового прибора учета для выявления хищений электроэнергии.

6. Своевременная проверка наличия пломб на счетчиках.

7. Постоянная проверка схем подключения счетчиков к электрической сети.

8. Своевременная проверка на наличие скрытой электропроводки.

Литература

1. 102 способа хищения электроэнергии / В. В. Красник. М.: ЭНАС. 2010. 160 с.

НОВЫЙ ПРОТОКОЛ БЕСПРОВОДНОГО СБОРА ЭНЕРГОДАННЫХ

Савчук А.Н.

Научный руководитель – д.т.н., проф. Фурсанов М.И.

Современная электроэнергетическая сеть (ЭЭС) представляет собой сложную техническую систему, характеризуемую различными форматами измерительных и расчетных данных, атрибутивными параметрами объектов генерации и потребления и их свойствами [1]. Для корректной своевременной и точной работы информационно-измерительных и управляющих компонент ЭЭС необходимо иметь единую информационную телекоммуникационную структуру, которая предоставляет возможности удаленной передачи данных о состоянии энергетических объектов и процессов (энергоданных) в режиме реального времени [2]. Такая проводная связь часто требует развития инфраструктуры сети, что затруднительно в силу ряда обстоятельств: организационных, экономических, технических и т. п. Это означает, что разработка новых протоколов беспроводного сбора и передачи энергоданных для систем мониторинга состояния ЭЭС в реальном времени является перспективным и актуальным направлением исследований.

Организация системы мониторинга ЭЭС. К основным режимам мониторинга компонентов ЭЭС относят следующие:

- *Мониторинг состояния генератора, находящегося в автономном режиме.* В этом случае генератор информационно подключен к потребителю и отключен от внешней сети.

- *Мониторинг запуска генератора.* С помощью локального или дистанционного задания входных параметров генератора (скорость вращения, вращающий момент и т. д.) система управления ЭЭС фиксирует изменение параметров (частота, амплитуда и т. д.) выходного напряжения в темпе, соответствующем протекающим в сети процессам для переходного режима. После фиксации установившегося режима генератора происходит синхронизация измерений и параллельная работа со всеми остальными группами оборудования и сетью.

Формирование протокола беспроводного сбора данных для системы мониторинга ЭЭС в режиме реального времени. ЭЭС является сложным объектом, распределенным в пространстве, поэтому сетевое обеспечение системы мониторинга на основе беспроводного сбора данных должно учитывать этот фактор [3]. Важнейшей задачей моделирования протокола является оценка возможности работы системы беспроводного сбора данных в режиме реального времени. Основным параметром такой оценки выступает своевременность, включающая в себя параметры актуальности и временной предсказуемости [4]. На основании схемы подключения модулей сбора данных в систему мониторинга ЭЭС разработан алгоритм беспроводного сбора данных, реализованный временной диаграммой работы локально синхронизированных беспроводных сетей с доступом узлов в сети к радиоканалу, синхронизированному по времени. Синхронный доступ к радиоканалу позволяет сократить потребление энергии и продлевает срок автономной работы модулей сбора данных. При этом вводятся следующие ограничения: взаимодействие элементов сети рассматривается только на канальном уровне; некоторые параметры сети не берутся во внимание в связи с их малой значимостью.

Оптимизация и исследование протокола сбора данных для мониторинга локального сегмента ЭЭС. Данный протокол подразумевает, что модули сбора данных выполняют переход из одного состояния в другое в отдельном временном интервале, а не в интервале с отправкой сообщения. Это позволяет достигнуть следующих улучшений характеристик:

- *увеличение объема измерительной информации, отправляемой модулем*
- *увеличение количества модулей в системе мониторинга.*

При этом могут возникать и недостатки: при большом количестве модулей в системе мониторинга ЭЭС повышается вероятность появления ошибок, так как отправка сообщения

занимает практически весь интервал времени, что приводит к наложению друг на друга смежных процессов отправки сообщений от различных модулей при опережении счетчика таймера одного из микроконтроллеров. Данное явление вызывает коллизию, что требует ограничения числа модулей сбора; и пользование нескольких временных интервалов для дополнительных согласующих действий, не связанных с отправкой измерений.

Описанный протокол беспроводного сбора данных обеспечивает эффективную работу системы мониторинга локальной ЭЭС. Это достигается за счет беспроводной передачи измерительной информации от генераторов и потребителей сети в режиме реального времени. Полученные оценки максимального количества временных интервалов между синхронизациями в сети и максимальное число модулей сбора позволяют судить о целесообразности построения сети на основе предложенного протокола локальных сегментов, объединение которых в дальнейшем позволит реализовать эффективную информационно-телекоммуникационную инфраструктуру территориально распределенных ЭЭС.

Литература

1. Ледин, С.С. Интеллектуальные сети SmartGrid – будущее российской энергетики / С.С. Ледин // Автоматизация и ИТ в энергетике. – 2010. – № 11 (16). – С. 4–8.
2. Savarese, C. Location in distributed ad-hoc wireless sensor networks / C. Savarese, J.M. Rabaey, J. Beutel // Proceedings of 2001 IEEE International Conference on Acoustics, Speech, and Signal Processing. – 2001. – Vol. 4. – P. 2037–2040.
3. Рошан, П. Основы построения беспроводных локальных сетей: пер. с англ. / П. Рошан, Д. Лиэри. – М.: Издат. дом «Вильямс», 2004. – 304 с.
4. Гома Х. Проектирование систем реального времени, распределенных и параллельных приложений: пер. с англ. / Х. Гома. – М.: ДМК Пресс, 2002. – 704 с.

РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА РАСЧЕТА ПОТЕРЬ В ИЗОЛИРОВАННЫХ И НЕИЗОЛИРОВАННЫХ ПРОВОДАХ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ С УЧЕТОМ РЕЖИМНЫХ И КЛИМАТИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ

Супруненко А.М.

Научный руководитель – д.т.н., проф. Фурсанов М.И.

Прохождение электрического тока по проводнику сопровождается выделением тепла в соответствии с законом Джоуля-Ленца:

$$Q = I^2 R_t, \quad (1)$$

где I — сила тока; R_t — электрическое сопротивление проводника.

Для токов промышленной частоты это тепло можно считать равномерно выделяющимся по всему сечению проводника, т.е. можно допустить, что в проводнике имеются равномерно распределенные внутренние источники тепла плотностью:

$$q_{v,np} = \frac{I^2 \rho_{20} (1 + \alpha(t_{np} - 20))}{F^2}, \quad (2)$$

где F — площадь поперечного сечения токопроводящей жилы; ρ_{20} — удельное сопротивление проводника при температуре 20°C ; $\alpha = 0,004^\circ\text{C}^{-1}$ — температурный коэффициент активного сопротивления алюминиевых проводов; t_{np} — температура проводника, $^\circ\text{C}$.

Как следует из уравнений (1), (2), количество выделенного тепла, а, следовательно, потерь электрической энергии зависит от температуры проводника. Зависимости активного сопротивления провода и потерь активной мощности от температуры проводника можно также представить соотношениями:

$$R_t = R_{20}(1 + \alpha(t_{np} - 20));$$

$$P_t = I^2 R_t = I^2 R_{20}(1 + \alpha(t_{np} - 20)),$$

где R_t и R_{20} — активные сопротивления соответственно при температурах t и 20°C .

Неопределенность сопротивления, а также потерь активной мощности и энергии в зависимости от температуры провода по отношению к справочным данным (табл. 1) определяется уравнением:

$$\delta = \frac{R_{20} - R_{20}(1 + \alpha(t_{np} - 20))}{R_{20}} \cdot 100\% = \alpha(t_{np} - 20) \cdot 100\%.$$

Значительные величины неопределённости являются одной из причин целого ряда публикаций, направленных на целесообразность учета реальной температуры провода для совершенствования существующих методов расчета потерь электрической энергии в воздушных линиях электропередач [1 — 5].

В результате интегрирования дифференциальных уравнений, описывающих тепловые процессы в проводнике с током, а также математических преобразований с использованием уравнений граничных условий, полученных решений и закона Фурье получены два вида соотношений для расчета потерь мощности и температуры применительно к изолированным и неизолированным проводам воздушных линий.

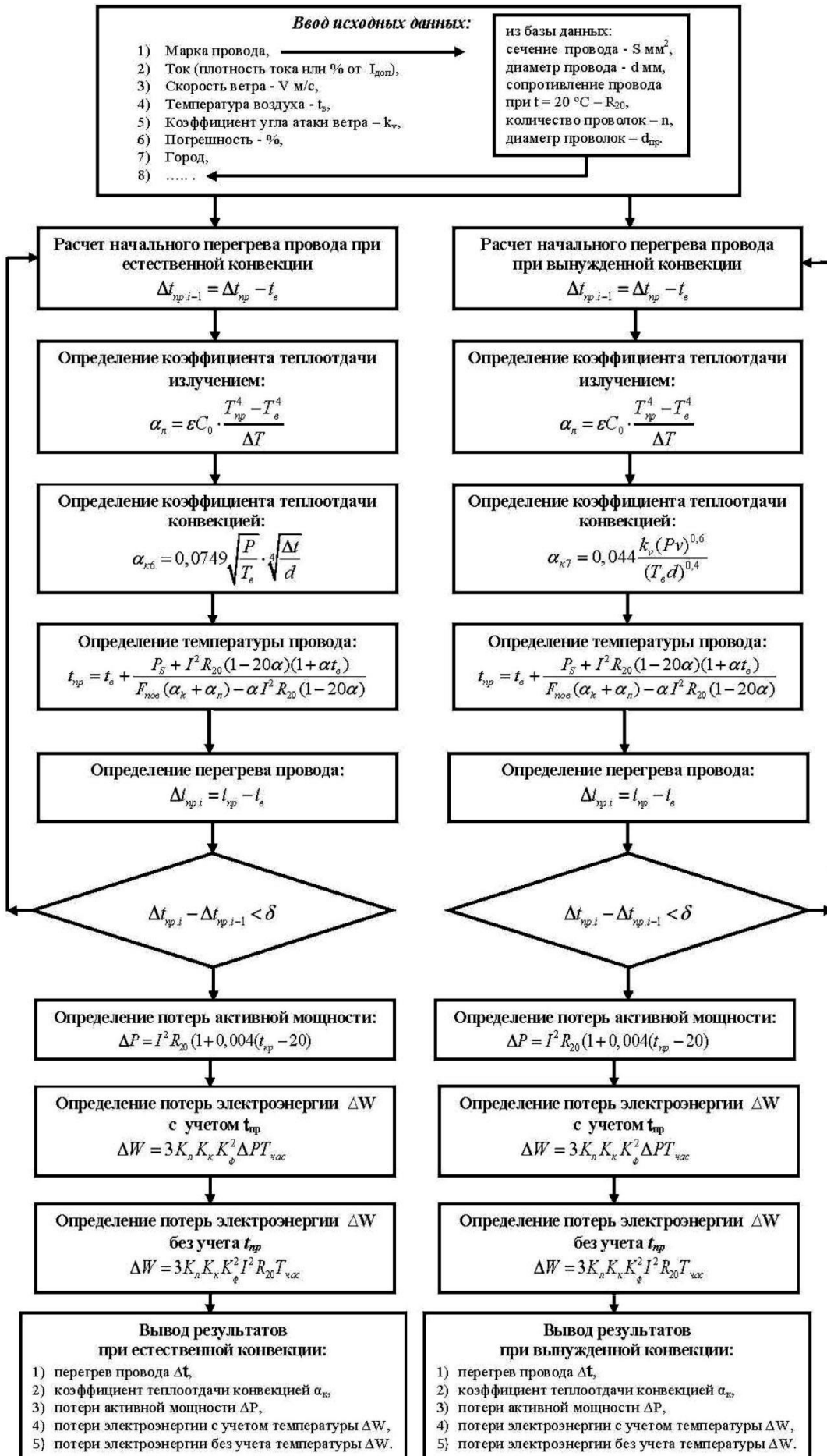


Рисунок 1. Алгоритм расчета параметров провода по методу № 4

Таблица 1. - Диапазон неопределенности потерь активной мощности, найденный без учета изменения температуры провода

Марка провода	Температура эксплуатации, С	Диапазон неопределенности потерь, %
АС	от -50 до + 90	56
СИП-1	от -50 до + 70	48
СИП-2	от -50 до + 90	56
СИП-3	от -50 до + 90	56
СИП-4	от -50 до + 90	56
Высокотемпературные провода повышенной пропускной способности		
TACSR/HACIN	от -50 до +210	104
TACSR/ACS	от -50 до +150	80
GTACSR	от -50 до +150	80
ACCR	от -50 до +210	104

Первый вариант реализуется при допущении, что коэффициент теплопередачи излучением a_u является линейной функцией температуры, а коэффициент теплопередачи конвекцией a_k от температуры не зависит. В этом случае приближенное нахождение потерь электрической энергии сводится к необходимости решения квадратного уравнения относительно температуры провода.

Второй вариант соответствует произвольному изменению условий эксплуатации проводов воздушных линий и предположению, что коэффициенты теплового излучения и конвекции зависят от температуры наружной поверхности провода, т.е. $a_k(t_{нар})$ и $a_u(t_{нар})$. Нахождение температуры для изолированных проводов в этом случае может быть получено итерационным методом на основе уравнения:

$$t_{нар}^{[k+1]} = t_B + \frac{K_S + \Delta P_{20} k_\alpha (1 + \alpha t_B)}{F_{нов} (1 - \alpha - S_{из} \Delta P_{20} k_\alpha) (\alpha_K (t_{нар}^{[k]}) - \alpha \Delta P_{20} k_\alpha)}, \quad (3)$$

где k — номер итерации; t_B — температура окружающей среды (воздуха), °С; $\Delta P_{20} = I^2 R_{20}$ — потери активной мощности при температуре 20°С, Вт/м; $F_{нов}$ — площадь поверхности проводника, м²; t_B — температура окружающей среды (воздуха), °С; $t_{нар}$ — температура наружной поверхности изоляции провода, °С.

Коэффициент K_S определяется выражением:

$$K_S = P_S (1 - \alpha \cdot S_{из} \cdot \Delta P_{20} \cdot k_\alpha),$$

где $S_{из} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \lambda_{из}} \ln \frac{r_2}{r_1}$ — тепловое сопротивление изоляции [6]; $\lambda_{из}$ — коэффициент теплопроводности изоляции; P_S — мощность притока теплоты на единицу длины и в единицу времени солнечной радиацией.

Для неизолированных проводов $S_{из} = 0$, а $t_{нар}$ равняется температуре провода t_{np} . Указанные условия позволяют упростить уравнение (3), которое для неизолированных проводов принимает вид:

$$t_{нар}^{[k+1]} = t_B + \frac{P_S + \Delta P_{20} k_\alpha (1 + \alpha t_B)}{F_{нов} (\alpha_K (t_{нар}^{[k]}) + \alpha_u t_{np}^{[k]}) - \alpha \Delta P_{20} k_\alpha}, \quad (4)$$

Наиболее высокая точность определения α_u на практике реализуется по закону Стефана — Больцмана, согласно соотношению [6]:

$$\alpha_u = \varepsilon C_0 \frac{T_{нар}^4 - T_в^4}{\Delta t_{нар}} = 4,56 \cdot 10^{-8} \frac{T_{нар}^4 - T_в^4}{\Delta t_{нар}}, \quad (5)$$

где $T_{нар}$ — абсолютная температура поверхности изоляции, К; $T_в$ — абсолютная температура воздуха, К; $\Delta t_{нар} = t_{нар} - t_в$; ε — коэффициент черноты поверхности провода; $C_0 = 5,7 \cdot 10^{-8}$ Вт/(м² К⁴) — постоянная излучения абсолютно черного тела.

Исходя из критериальных уравнений конвективного теплообмена и критериев Нуссельта, Прандтля, Рейнтгольца в [7 — 8] выведены уравнения коэффициентов теплоотдачи при естественной и вынужденной конвекциях ($\alpha_{к6}$ и $\alpha_{к7}$ соответственно):

$$\alpha_{к6} = 0,0749 \sqrt{\frac{P}{T_в}} \cdot \sqrt[4]{\frac{\Delta t}{d}}, \quad \alpha_{к7} = 0,044 \frac{k_v(P_v)^{0,6}}{(T_в d)^{0,4}}. \quad (6)$$

где P — атмосферное давление, Па; d — диаметр провода, м²; k_v — коэффициент, учитывающий влияние угла направления ветра к оси провода, v — скорость ветра, м/с.

Уравнения (6) отличаются от известных выражений тем, что позволяют проводить анализ температуры провода и потерь мощности в неизолированных и изолированных проводах с учетом атмосферного давления.

Полученные уравнения (3) — (6) легли в основу алгоритма расчета потерь мощности и температуры изолированных и неизолированных проводов воздушных линий (рис. 1).

Представленный алгоритм ориентирован, в первую очередь, на неизолированные провода традиционного исполнения, нашедшие наиболее широкое распространение (провода марки АС). Разработанный алгоритм может использоваться также для расчета потерь и температуры современных неизолированных высокотемпературных проводов, область применения которых растёт. Для изолированных самонесущих проводов (СИП) расчеты могут быть проведены путем замены в алгоритме уравнения (4) на уравнение (3), но без учета взаимного влияния отдельных жил друг на друга. Такой учет на основе численного расчета тепловых полей отдельных токопроводящих в указанном комплексе программ не используется. Также требуется ввести дополнительные данные, касающиеся описания параметров изоляции (толщина, коэффициент теплопроводности и др.).

Для упрощения и оптимизации программного комплекса была создана редактируемая база данных, включающая в себя марки проводов, их характеристики и параметры. Структура комплекса позволяет изменять и дополнять базу при необходимости расчета проводов воздушных линий, имеющих особенности по сравнению с указанными базовыми типами проводов. Это позволяет уменьшить количество вводимых входных параметров расчета и снижает вероятность допущения ошибки при их вводе. Работа с программой максимально автоматизирована, включая подготовку, ввод исходной информации и обработку результатов расчета.

Для подтверждения достоверности теоретических результатов проведенных исследований и апробации разработанного алгоритма на подстанции «Московка» 110/10 кВ г. Омска был проведен ряд экспериментальных исследований. Объектом исследования являлись неизолированные провода ВЛЭП марки АС- 240/39. Измерение температуры проводилось тепловизионным комплексом NEC 7700TH с приборной погрешностью 2 %. Изменение скорости и направления ветра осуществлялось анемометром TESTO 416, характеризующегося приборной погрешностью 1,5 %. Проведенный анализ показал превышения реальной температуры над расчетной. При этом погрешность расчета по созданной математической модели не превышает 10%, а разность экспериментальной и расчетной значений температур — 3°C.

Литература

1. Воротницкий, В. Э. Оценка погрешностей расчета потерь электроэнергии в ВЛ из-за неучёта метеоусловий / В.Э. Воротницкий, О. В. Туркина // Электрические станции. — 2008. - № 10. - С. 42-49.
2. Левченко, И. И. Нагрузочная способность воздушных линий электропередачи в экстремальных погодных условиях / И. И. Левченко, Е. И. Сацук // Электричество. — 2008. — № 4. - С. 2-8.
3. Герасименко, А. А. Учет схемно-режимных и атмосферных факторов при расчете технологических потерь электроэнергии в распределительных сетях / А. А. Герасименко, Г. С. Тимофеев, А. В. Тихонович // Журнал Сибирского Федерального Университета. Серия: Техника и Технология. - 2008. - № 1(2). - С. 188-206.
4. Зарудский, Г. К. Уточнение выражений для расчета температуры проводов воздушных линий электропередачи сверхвысокого напряжения / Г. К. Зарудский, С. Ю. Сыромятников // Вестник МЭИ.
5. IEEE Standard for calculating the currenttemperature of bare overhead conductors. IEEE Std 738-2006. Transmission and Distribution Committee of the IEEE Power Engineering Society. — 2006.
6. Пешков, И. Б. Основы кабельной техники / под ред. И. Б. Пешкова. — М. : Издательский центр «Академия», 2006. — 432 с.
7. Вывод уравнения для коэффициента теплоотдачи вынужденной конвекцией в самонесущих изолированных проводах / А. А. Бубенчиков [и др.] // Энергоэффективность : Материалы Междунар. научн-практ. конф. — Омск. Изд-во ОмГТУ, 2010. — С. 20-24.
8. Математическая модель расчета потерь мощности в изолированных проводах с учетом температуры / С. С. Гир- шин [и др.] // Омский научный вестник. — 2009. — № 3(83). — С. 176 — 179.
9. Разработка комплекса программ сравнения методов расчета потерь электрической энергии в воздушных линиях электроэнергетических систем с учетом режимных и климатических факторов / В. Н. Горюнов [и др.] // Энергетика и энергосбережение : межвуз. темат. сб. науч. тр. — Омск. : Изд-во ОмГТУ, 2011. — С. 201—210.

ЭВОЛЮЦИОННЫЙ АЛГОРИТМ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИТЕМ ПО АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Хацкевич С.В.

Научный руководитель – д.т.н., проф. Фурсанов М.И.

Одной из основных задач оптимального управления энергосистемой в условиях нормальной эксплуатации является наивыгоднейшее распределение электрической нагрузки потребителей между электростанциями системы [2-4]. Обычно задачи оптимизации режима электроэнергетической системы по активной мощности решается как самостоятельная важная подзадача оптимизации режима. Оптимальным считается режим, обеспечивающий минимум суммарных издержек на топливо [2,4]:

$$F = \sum_{i=1}^n H_i(P_{Gi}) = \sum_{i=1}^n C_i B_i(P_{Gi}) \rightarrow \min,$$

Задача заключается в нахождении активных мощностей генерации тепловых электростанций, отвечающих минимуму функции. Для реализации приведенной выше математической модели наибольшее распространение получил метод, использующий оптимизационный препарат множителей Лагранжа [2,3]. В качестве недостатка метода следует отметить, что он позволяет решать задачу лишь при ограничениях в форме равенств. Также он не гарантирует нахождения глобального минимума целевой функции и, как любой итерационный метод, требует хорошего начального приближения. Использование при формировании целевой функции зависимостей расхода топлива от генерируемой активной мощности накладывает дополнительные требования к форме этих зависимостей [3]. Наличие этой совокупности недостатков обуславливает применение и исследование новых нетрадиционных методов оптимизации, которые свободны от большинства этих недостатков. Поэтому в настоящее время рассматриваются вопросы решения сугубо технических задач с помощью методов искусственного интеллекта, например, эволюционных алгоритмов.

В общем виде эволюционный алгоритм – это оптимизационный метод, базирующийся на эволюции некоторой популяции особей. Наибольшее распространение получил генетический алгоритм, предназначенный для оптимизации функций дискретных переменных. Несмотря на биологическую терминологию, генетические алгоритмы являются универсальным вычислительным средством для решения серьезных математических задач. К основным понятиям генетического подхода относятся [5]: ген – параметр оптимизируемого объекта; хромосома – последовательность из генов; индивидуум – набор хромосом = вариант решения задачи; популяция – набор индивидуумов; кроссовер – операция, при которой две хромосомы обмениваются частями; мутация – случайное изменение значения одного или нескольких генов в хромосоме; инверсия – изменение порядка следования части генов в хромосоме на обратный; приспособленность индивидуума – значение целевой функции для индивидуума.

С математической точки зрения – генетические алгоритмы – это разновидность методов оптимизации, объединяющая черты вероятностных и детерминированных оптимизационных алгоритмов. Поиск оптимального решения с помощью ГА начинается с представления параметров решения в виде вектора – «генетического кода» или «хромосомы». Далее определяется набор операций, позволяющих получать новые решения из совокупности существующих. Продолжая аналогию с генетическими механизмами реального мира, «дочернее» решение может порождаться одним или двумя «родителями», наследуя черты обоих вследствие операции скрещивания. Однако новые поколения

копируют свойства предшественников неточно. Присутствует специальный механизм мутации, привносящий случайные искажения [1].

В основу алгоритма оптимального распределения активной мощности между тепловыми станциями энергосистемы положен достаточно простой генетический алгоритм. Он представлен следующим образом [5,6]:

Шаг 1 – формирование начальной популяции. Производится методом случайной генерации в диапазоне допустимых значений переменной. Хромосома, определяющая решение задачи, представляет собой совокупность вещественных переменных, соответствующих активной мощности генерации электростанций.

Шаг 2 – вычисление значения приспособленности для хромосом начальной популяции, которое равно значению целевой функции, т. е. суммарному расходу топлива на теплоэлектростанциях. При этом на каждом поколении производится расчет установившегося режима электрической сети для проверки ограничений.

Шаг 3 – жизненный цикл популяции реализован в виде набора генетических операторов:

- 1) Выбор родительской пары; производится выбор хромосом, участвующих в формировании новой популяции;
- 2) Скрещивание выбранных хромосом с целью получения новых решений;
- 3) Мутация одного случайно выбранного гена в каждой хромосоме с заданной вероятностью P_{mut} в соответствии с оператором равномерной мутации;
- 4) Расчет целевой функции для хромосом новой популяции и формирование популяции следующего поколения с помощью отбора хромосом с минимальным значением целевой функции.

Шаг 4 – проверка условия окончания цикла (максимальное число поколений); при выполнении условия работа алгоритма завершена, иначе – возвращение на шаг 2.

Рассмотренная методика управления режимами электроэнергетических систем на основе генетических алгоритмов позволяет избежать ряд традиционных допущений и упрощений математической модели, а также определять глобальный экстремум целевой функции. Однако следует отметить необходимость дальнейшего исследования данной области. При этом окончательные выводы можно будет сделать только на основе решения реальной промышленной задачи с учетом множества связей между элементами и накладываемых ограничений.

Литература

1. Веников В. А., Идельчик В. И. Электрические станции, сети и системы. Методы оптимизации управления планированием больших систем энергетики. – М.: Высшая школа, 1974.
2. Методы оптимизации режимов энергосистем / Под ред. В. М. Горнштейна. – М.: Энергия, 1981.
3. Электрические системы. Т. 1. Математические задачи электроэнергетики/ Под. Ред. В. А. Веникова. – М.: Высшая школа, 1981.
4. Веников В. А., Журавлев В. Г., Филиппова Т. А. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем: Учебник для вузов. - М.: Энергоиздат, 1981.
5. Goldberg D. E. Genetic Algorithms in Search, Optimization and Machine Learning. – MA: Addison-Wesley, 1989.
6. Батищев Д. И. Генетические алгоритмы решения экстремальных задач – Воронеж: Изд-во ВГТУ, 1995.

МОДЕЛЬ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Царевич Е.Н.

Научный руководитель – д.т.н., проф. Фурсанов М.И.

Современные тенденции развития электроэнергетики направлены на достижение задач, наиболее рационального использования природных энергетических ресурсов, сохранение экологии, повышение надежности электроснабжения и качества электроэнергии, выполнение требований потребителей с неравномерным графиком нагрузки, энергоснабжения крупных мегаполисов и децентрализованной нагрузки и т.д.

Вышеперечисленные требования в большинстве развитых стран стали причиной модернизации электроэнергетики на базе инновационной организационно-технологической платформы Smart Grid. Модернизация должна обеспечить не только восстановление основных производственных фондов, но и обеспечение энергетической безопасности и экономической эффективности. Одной из наиболее важных задач решаемых инновационной системой Smart Grid является обеспечение надежности электроснабжения. Данная задача, как и инновационная система Smart Grid в целом, не может быть решена без разработки и внедрения технологического базиса, т.е. новых датчиков и методов контроля состояния электрооборудования [1,2].

Наиболее перспективным способом контроля состояния электрооборудования является неразрушающий контроль качества изоляции электрооборудования [6]. В число наиболее важного электрооборудования на промышленных предприятиях является высоковольтные силовые кабельные линии (КЛ). На сегодняшний день разработано множество датчиков и методов неразрушающего контроля состояния изоляции КЛ. Множество которых, ставит задачу определения наиболее подходящего метода и датчика или комбинации методов и датчиков неразрушающего контроля состояния изоляции. Ниже проведен анализ наиболее распространенных неразрушающих методов контроля состояния изоляции КЛ: • измерение сопротивления изоляции; • измерение диэлектрических потерь; • измерение частичных разрядов; • измерение емкости кабельных линий; • измерение коэффициента абсорбции; • тепловизионный метод; • рентгеновский метод; • измерение и анализ возвратного напряжения; • метод рефлектометрии (импульсный, высокочастотный).

Анализ методов контроля изоляции, должен основываться на физических процессах, происходящих в изоляции КЛ. Основные причины повреждений КЛ -дефекты изоляции, которые возникают в процессе изготовления, хранения, транспортировки, монтажа и эксплуатации. Дефекты можно разделить на распределенные (недостаточная толщина изоляции, увлажнение изоляции, внешнее загрязнение, коррозия и др.) и локальные (складки, трещины, вмятины, надрезы, газовые включения, вкрапления и др.). Такие дефекты в зависимости от физических свойств диэлектриков, рода тока, величины приложенного напряжения, условий эксплуатации и др. могут быть причинами двух основных видов пробоя изоляции: электрический пробой и тепловой пробой.

Для проведения анализа неразрушающих методов контроля укажем основные требования к методам: 1) безопасность проведения испытания для изоляции КЛ; 2) определение величины распределенного дефекта (дефектов); 3) определение величины локального дефекта (дефектов); 4) определение вида дефекта; 5) определение местонахождения дефекта в изоляции КЛ; 6) электробезопасность проведения испытания; 7) низкая стоимость аппаратуры контроля изоляции КЛ; 8) наименьшее время проведения испытания; 9) проведение испытания без отключения КЛ; 10) информативность полученных данных.

Таблица сравнения неразрушающих методов контроля изоляции показывает, что методы рефлектометрии наиболее полно отвечают сформулированным основным требованиям. Однако методы рефлектометрии имеют разные особенности, которые, способствуют или препятствуют выполнению основных требований.

В настоящее время метод импульсной рефлектометрии (МИР) разрабатывается для диагностики состояния КЛ [7]. Однако этот метод имеет свои недостатки. Применение МИР сталкивается с трудностью анализа полученных рефлектограмм из-за несовершенства измерительной аппаратуры, физических свойств КЛ и формы излучаемого импульса. Значительным недостатком этого метода является сложность анализа полученных рефлектограмм вследствие содержания высших гармоник в излучаемом зондирующем импульсе [8]. Содержание высших гармоник в зондирующем импульсе (нелинейность импульса) приводит к искажению отраженного импульса, что является следствием сливания отражений от неоднородностей волнового сопротивления изоляции КЛ. В некоторых случаях это явление делает невозможным отыскание высокоомных локальных и распределенных дефектов. Степень проявления этих недостатков, возможно, снизить за счет уменьшения длительности зондирующего импульса (треугольный импульс), однако при этом не удастся достичь требуемой амплитуды импульса для повышения чувствительности на больших длинах КЛ. Стоит отметить, что стоимость применяемого оборудования на сегодняшний день весьма значительна.

С целью повышения точности и чувствительности в современных приборах диагностического оборудования применяются различные зондирующие импульсы, которые можно разделить на простые, сложные и вейвлет импульсы. Применение всех типов импульсов не исключает ошибки измерений, связанных с неточным определением коэффициента укорочения. Кроме того, при реализации метода импульсной рефлектометрии для помехозащищенности требуется использование фильтров низких и высоких частот. Метод импульсной рефлектометрии реализован в серии приборов РЕЙС фирмы СТЕЛЛ (г. Брянск) для определения мест повреждений в КЛ (обрыв, короткое замыкание).

Из наблюдений за параметрами КЛ известно, что существует зависимость сопротивления изоляции, уровня частичных разрядов от температуры КЛ. Проведенный анализ практического применения системы мониторинга температуры изоляции КЛ [5] показал, что она является незаменимым источником информации для надежной эксплуатации КЛ. Система мониторинга температуры изоляции КЛ основывается на методе оптической рефлектометрии [10]. Система состоит из источника поляризованного света, оптоволокну, проложенного в пределах поперечного сечения силового кабеля или прикрепленного к силовому кабелю снаружи и приемника светового луча. Анализ спектра света отраженного от неоднородностей оптоволокну (обратное рассеивание) предоставляет информацию о температуре изоляции КЛ в любом месте линии с разрешением 1 метр и точностью 1 °С. Также, так как система измерения выполняется на основе сигналов, передающихся по оптическим волокнам, наличие электромагнитного воздействия для блока контроля системы не имеет значения.

Информация о температуре изоляции КЛ дает возможность адекватно оценивать тепловой режим работы КЛ и определять природу развивающегося дефекта изоляции (тепловая или электрическая), что в свою очередь дает незаменимую информацию для принятия решения о дальнейшей эксплуатации КЛ.

Литература

1. Кобец, Б.Б. Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции Smart Grid. / Б.Б. Кобец, И.О. Волкова. — М.: ИАЦ Энергия, 2010. — 208 с.
2. Кобец, Б.Б. Smart Grid как концепция инновационного развития электроэнергетики за рубежом / Б.Б. Кобец, И.О. Волкова, В.Р. Огороков // Энергоэксперт, 2010. — №2. — С. 52 – 58.
3. Лебедев, Г.М. Математическое моделирование локальных дефектов изоляции силовых кабелей 6- 10 кВ / Г.М. Лебедев, Н.А. Бахтин, В.И. Брагинский. // Электричество, 1998. — №12. — С. 23 – 27.
4. Лебедев, Г.М. Определение дефектов изоляции кабельных линий высокочастотным методом контроля / Г.М. Лебедев, Н.А. Бахтин, В.И. Брагинский. // Электрика, 2003. — №7. — С. 37 – 40.
5. Беляков, В.В. Мониторинг силовых кабельных линий с адаптацией к условиям окружающей среды в режиме реального времени / В.В. Беляков, А.В. Малышев // Электро, 2008. — №5. — С. 38 – 40.

6. Привалов, И.Н. Современные методы и технические средства для испытаний и диагностики силовых кабельных линий номинальным напряжением до 35 кВ включительно // Петербургский энергетический ин-т повышения квал. руков. работ. и мпец. (ПЭИПК). – СПб., – 2008. – 104 с.
7. Гильманов, Э.А. Повышение эффективности эксплуатации кабельных линий электропередачи на основе диагностики методом импульсной: Автореф. дис. канд. ... техн. наук: 05.12.13, 05.11.16 // Уфимский гос. авиационный технич. университет. Уфа, 2009. – 17 с.
8. Лебедев, Г.М. Повышение эффективности эксплуатации кабельных линий 6-10 кВ в системах электроснабжения на основе неразрушающей диагностики: дис. ... докт. техн. наук: 05.09.03. / Московский энергетический институт. (Технический университет). Защищена 19.10.2007. – М., 2007.- 408 с.
9. Diagnostic Testing of Underground Cable System / R. Hartlein [и др.]. – Georgia Tech Research Corporation, 2010. – 323 с.
10. SENSORTRAN: Technology: DTS Basics. URL: http://www.sensortran.com/technology_dtsbasics.php (дата обращения: 29.05.2012)

УДК 621.311

МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОПТИМИЗАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Царевич Е.Н., Рудак Д.В.

Научный руководитель – ассистент Петрашевич Н.С.

Оптимизация режимов работы электроэнергетической системы (ЭЭС) – сложная многоуровневая задача. К её решению необходимо подходить комплексно на всех иерархических уровнях ЭЭС.

Оптимальный режим энергосистемы – это такой режим из допустимых, т.е. удовлетворяющих условиям надежности и качества электроэнергии, при котором обеспечивается минимум затрат при заданной в каждый момент времени нагрузке потребителей.

Все мероприятия подразделяются на три группы:

1. Организационные, к которым относятся мероприятия по совершенствованию эксплуатационного обслуживания электрических сетей и оптимизации их схем и режимов. Эти меры являются практически без затратными.

2. Технические мероприятия, направленные на реконструкцию, модернизацию и строительство сетей. Эти мероприятия требуют дополнительных капитальных вложений.

3. Мероприятия по совершенствованию систем расчетного и технического учета электроэнергии.

Для без затратных мероприятий эффект выражается размером снижения потерь электроэнергии или соответствующего ему снижению затрат. При оценке эффективности технических мероприятий необходимо дополнительно учитывать и необходимые капиталовложения.

Одним из основных мероприятий по снижению потерь мощности является установка компенсирующих устройств (КУ) в сетях потребителей электроэнергии. Примерно 60% всего необходимого снижения достигается с ее помощью. Около 20% дает установка КУ в сетях 35-110 кВ энергосистем и сельских сетей. Примерно 10% - другие технические мероприятия.

Организационные мероприятия.

Рассмотрим режимные мероприятия, которые являются составной частью организационных мероприятий. К режимным мероприятиям относятся следующие:

1. Оптимизация законов регулирования напряжения в центрах питания разомкнутых сетей.

2. Оптимизация установившихся режимов замкнутых сетей по реактивной мощности и коэффициентам трансформации.

3. Оптимизация уровня напряжения источников питания в сети.

4. Перевод генераторов в режим работы СК при дефиците реактивной мощности.

5. Оптимизация мест размыкания контуров сетей 110 кВ и выше с несколькими номинальными напряжениями.

6. Оптимизация мест размыкания сетей 6-35 кВ с двусторонним питанием.

7. Оптимальное включения трансформаторов на подстанциях в режиме малых нагрузок (отключение части трансформаторов; экономические режимы работы трансформаторов).

8. Выравнивание графика нагрузки сети.

9. Выравнивание нагрузок фаз низковольтных сетей.

Технические мероприятия.

К техническим мерам относят мероприятия по реконструкции, модернизации и строительства сетей. Большинство из них связано с установкой дополнительного оборудования и предусматривается на стадии проектирования сетей. В условиях эксплуатации рассматриваются, как правило, мероприятия с незначительными капитальными вложениями. К техническим мероприятиям относят:

1. Установка средств компенсации реактивной мощности.

2. Замена проводов на головных участках сети. По мере повышения нагрузок на головных участках сети протекают токи, превышающие экономические токи для данных сечений.
3. Замена недогруженных трансформаторов.
4. Установка вольтодобавочных трансформаторов в замкнутых контурах электрической сети.
5. Замена трансформаторов без РПН на трансформаторы с РПН и другие.

Совершенствование систем расчётного и технического учёта электроэнергии.

Основным и наиболее перспективным решением проблемы снижения коммерческих потерь электроэнергии является разработка, создание и широкое применение автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ), в том числе для бытовых потребителей, тесная интеграция этих систем с программным и техническим обеспечением автоматизированных систем диспетчерского управления (АСДУ), обеспечение АСКУЭ и АСДУ надежными каналами связи и передачи информации, метрологическая аттестация АСКУЭ.

Однако эффективное внедрение АСКУЭ – задача долговременная и дорогостоящая, решение которой возможно лишь путем поэтапного развития системы учета, ее модернизации, метрологического обеспечения измерений электроэнергии, совершенствования нормативной базы.

На сегодняшний день к основным мероприятиям по совершенствованию системы учёта электроэнергии можно отнести:

1. Проведение рейдов по выявлению неучтенной ЭЭ.
2. Совершенствование системы сбора показаний счетчиков.
3. Обеспечение нормативных условий работы приборов учета.
4. Замена, модернизация, установка недостающих приборов учета.

Для объективного технически и экономически обоснованного выбора мероприятий по повышению эффективности функционирования электрических сетей, а также для определения объемов финансирования и сроков реализации, должны разрабатываться и утверждаться схемы развития электрических сетей на расчетный период, основанные на детальном анализе вышеперечисленных мероприятий.

Литература

1. Железко, Ю.С. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях: Руководство для практических расчетов / Ю.С. Железко, А.В. Артемьев, О.В. Савченко. – М.:Изд-во НЦ ЭНАС, 2004. – 280 с.
2. Кобец, Б.Б. Smart Grid как концепция инновационного развития электроэнергетики за рубежом / Б.Б. Кобец, И.О. Волкова, В.Р. Огороков // Энергоэксперт, 2010. – №2. – С. 52 – 58.
3. Правила устройства электроустановок: 7-е изд. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2002. – 184 с.

УДК 621.314.2+621.311

МОДЕРНИЗАЦИЯ ЭЛЕМЕНТОВ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ПУТЕМ ВНЕДРЕНИЯ ИННОВАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

Власов А. А.

Научный руководитель – Гапанюк С. Г.

Количество потребителей электроэнергии во всем мире непрерывно возрастает, в связи с чем требуется модернизация энергосистемы. Например, вместо увеличения пропускной способности линий электропередач путем увеличения числа линий, т. е. экстенсивным путем, можно пойти интенсивным путем, а именно использованием проводов с повышенной пропускной способностью. Подобные способы увеличения пропускной способности и уменьшения потерь мощности существует и для других элементов энергосистем, в том числе и для трансформаторов.

ПРОВОДА С ПОВЫШЕННОЙ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТЬЮ

Основным ограничением для увеличения передаваемой мощности по линии являются длительно допустимые температуры нагрева проводов. В традиционных сталеалюминиевых проводах с длительно допустимой температурой до 90° продолжительная (обычно более 2 часов) работа провода при такой температуре приводит к процессу рекристаллизации алюминия, в результате которого он утрачивает свои механические свойства, и вся механическая нагрузка воспринимается только стальными сердечниками проводов этого типа. Провода повышенной пропускной способности в большинстве своем используют в качестве сердечника композитные материалы.

Провода марки АССС: в этом проводе используется гибридный композитный материал с высокопрочными карбоновыми нитями. Он обеспечивает минимальный тепловой провис благодаря низкому коэффициенту теплового расширения и меньшему весу по сравнению со стальным сердечником. Для защиты, несущей углепластиковой части композитного сердечника от металлической электропроводящей части провода и возникновения явления гальванической коррозии используется внешняя неэлектропроводящая (изолирующая) оболочка — стеклопластик на основе однонаправленных стеклянных волокон. Более легкий сердечник позволяет увеличить диаметр провода при сохранении его удельного веса, а это позволяет сократить потери линии при увеличении пропускной способности.

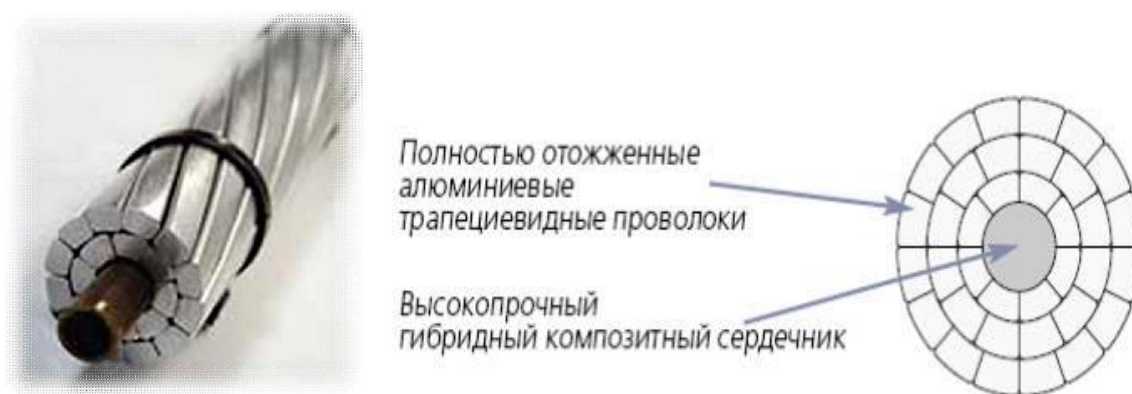


Рисунок 1. Конструкция провода марки АССС

Провода АССС передают энергию через полностью отожженные трапециевидные высокоэффективные алюминиевые проволоки, которые спирально расположены вокруг композитного сердечника.

Преимущества проводов АССС в сравнении со сталеалюминиевыми проводами:

- Использование алюминия повышенной проводимости позволяет снизить потери линии на 30–40% по сравнению с проводами ACSR и ACSS такого же размера или веса;
- Способность выдерживать высокие рабочие температуры, и высокая проводимость обеспечивают большую пропускную способность линии;
- Удвоение пропускной способности существующих линий ACSR без замены опор ВЛ и при минимальном тепловом удлинении;
- Возможность использовать анкерные опоры меньшей высоты или меньшее количество опор благодаря высокой прочности провода, а также благодаря значительному сокращению теплового провисания.

Исследования показали, что провода ACCC при сравнении с проводами марки АС того же сечения токопроводящей части имеют размер внешнего диаметра провода меньше на 10%, массу провода меньше на 20%, предельную токовую нагрузку выше на 70%.

Провода марки ACCR: состоят из сердечника и внешних токоведущих жил. Каждая проволока композитного сердечника представляет собой алюминий высокой чистоты, в который внедрены более 25 000 микрометровых непрерывных продольных волокон оксида алюминия (Al_2O_3). Эти волокна придают материалу сверхвысокую прочность. Внешние токоведущие жилы провода ACCR состоят из температуростойчивого сплава алюминий-цирконий (Al-Zr). Если обычный алюминий при температуре 120-150 °С отжигается и резко теряет прочность, то сплав Al-Zr сохраняет свои свойства до 210 °С, с пиковыми нагрузками до 240 °С.

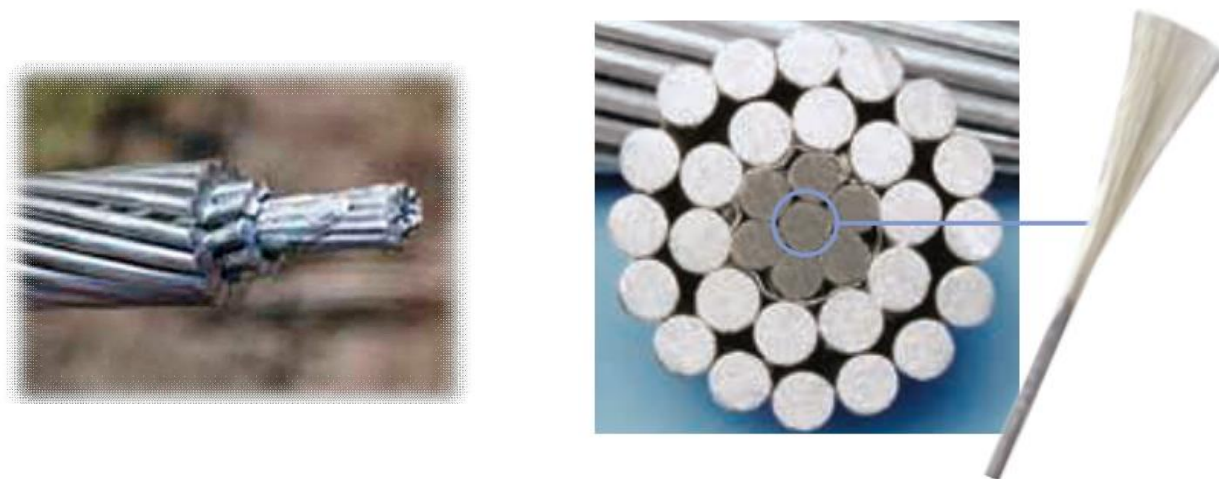


Рисунок 2. Конструкция провода марки ACCR

Внешне композитный сердечник выглядит так же, как обыкновенный стальной, но его механические и физические свойства значительно превосходят стальные и алюминиевые аналоги.

Преимущества провода марки ACCR:

- Прочность композитного сердечника сравнима со стальным и в 8 раз выше алюминиевого;
- Масса композитного сердечника в 2 раза меньше стального и всего на 20% больше массы чистого алюминия;
- Электропроводность композитного сердечника в 4 раза выше стального;
- Коэффициент теплового расширения в 4 раза меньше алюминиевого и в 2 раза меньше стального;
- Жесткость — в 3 раза выше алюминиевого сердечника.

Исходя из опыта замены проводов АС проводами марки ACCR можно говорить об увеличении пропускной способности линии (при использовании провода того же сечения) на 98%.

Провода технологии Lo-sag: В отличие от стандартных проводов с железной сердцевиной для наземных электролиний, провода, сделанные на основании технологии Lo-Sag, обладают композитной углеродной сердцевиной в матрице, которая оснащена наиболее пониженным тепло выделением, за счет этого есть возможность обеспечивать наиболее большую пропускную электрическую способность электролинии.



Рисунок 3. Провод технологии Lo-sag

Суть ее заключается в оборачивании алюминиевой жилой углеродного композитного сердечника. Такой сердечник, совпадающий с диаметром сердечника традиционных проводов, на 50% жестче и значительно легче сердечника из стали. Но есть еще более важный факт – коэффициент теплового расширения у нового сердечника в 10 раз меньше, чем у стального. Благодаря этому при росте температуры провода под воздействием высоковольтным проводом, он существенно меньше расширяется, а, следовательно, имеет меньшую стрелу провеса. Это позволяет использовать данный провод при организации больших пролетов, так как сохраняется безопасное расстояние до земли от провода даже при значительных температурах. *В первой прокладке на территории Бразилии, Lo-Sag показал увеличение пропускной способности на 72,5 процентов. Такой провод имеет прогнозируемый срок эксплуатации не менее 40 лет.* Хотя Lo-Sag был создан для удовлетворения особых нужд электросетей Бразилии, он подходит и для рынков других стран мира. Также Lo-Sag может дать важные преимущества при строительстве новых линий электропередач, особенно для длинных пролётов более 1 километра, необходимых при прокладке линий над реками. Высота опор при использовании Lo-Sag может быть снижена на 30%.

Провода марки ZTACIR/AS: для проводов этого типа с усиленным сердечником из сталеникелевого сплава INVAR допустимая температура достигает 160-210 °С, а передаваемая мощность в 2,5-3 раза выше, чем на линиях с обычными сталеалюминевыми проводами при той же конструкции опор (высоте, точке подвеса).



Рисунок 4. Провод марки ZTACIR

Однако, стоимость проводов типа ZTACIR на сегодняшний день в 5 раз превышает стоимость обычного провода.

Таблица 1. Сравнение сталеалюминевый провода с проводом ZTACIR/AS

Технические характеристики	Сталеалюминевый провод	Провод ZTACIR/AS
Номинальная площадь поперечного сечения, мм ²	240	240
Общий диаметр, мм	22,4	22,4
Предел прочности при растяжении, кН	99,5	89,9
Удельная масса, кг/км	1110	1071,0
Токовая нагрузка, А	608 (при 90 °С)	1433 (при 90 °С)

Провода марки АААС (АЕRО Z): эти провода представляют собой полностью связанные между собой проводники, которые состоят из одного или нескольких концентрических слоев круглых проволок (внутренние слои) и проволок в виде буквы "Z" (внешние слои). Каждый слой провода имеет скрутку по длине, выполненную с определенным шагом. Таким образом, за счет более плотной скрутки проводников и более гладкой внешней поверхности возможно использование более тонких и более легких проводов (без стального сердечника). Это, в свою очередь приводит к снижению электрических потерь в проводах (на 10-15%), в том числе потери на корону, и повышению механической прочности конструкции. За счет более гладкой внешней структуры провода Aero-Z® имеют примерно на 30-35 % меньшее аэродинамическое сопротивление ветровым нагрузкам по сравнению с обычным проводом. Этот факт приводит к резкому снижению пляски проводов как в горизонтальном, так и в вертикальном направлении, что в свою очередь значительно облегчает работу опор и гирлянд при сильных ветрах.

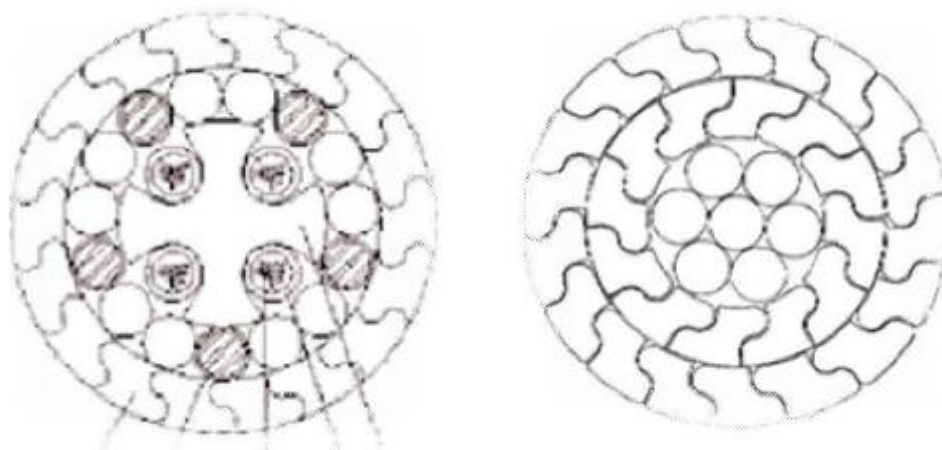


Рисунок 5. Конструкция провода марки АААС

Таким образом, предлагаемые на российском рынке провода Aero-Z® имеют следующие основные преимущества по сравнению с обычными проводами:

1. резкое снижение потерь при транспортировке электроэнергии по линиям электропередачи (особенно по магистральным);
2. практически полное отсутствие внешней коррозии проводников;
3. резкое снижение пляски проводов от ветровых нагрузок;
4. уменьшение налипания снега и льда на проводах;
5. уменьшение нагрузки на поддерживающие устройства ЛЭП, что приводит к возможному увеличению длин пролетов и экономии до 10 % числа опор;
6. возможность организации каналов передачи информации по оптоволокну внутри проводов и молниезащитных тросов;
7. при равных диаметрах в условиях постоянной нормальной эксплуатации имеется прирост допустимой нагрузки по току от 7 до 16% и, как следствие, снижение тепловых джоулевских потерь на 13 - 26%;

8. коэффициент аэродинамического сопротивления компактных проводов снижается на 25- 50% по сравнению с обычными проводами при воздействии ветра с высокой скоростью.

СНИЖЕНИЕ ПОТЕРЬ В СТАЛИ ТРАНСФОРМАТОРА

Обычная трансформаторная сталь характеризуется прямоугольной геометрией, которая не соответствует дугообразной форме силовых линий. При вынужденном изменении направления силовые линии магнитного поля в стальном сердечнике имеют неравномерную характеристику, они переплетаются, что обуславливает повышение сопротивления стали, и, как следствие увеличение потерь на намагничивание. Этот отрицательный эффект усиливается за счет того, что в зонах уже и так неравномерной характеристики расположены отверстия для крепления пакета активной стали, в результате чего дополнительно уменьшается эффективное сечение сердечника и повышается сопротивление магнитному потоку. При обычной конструкции трансформаторов листовая трансформаторная сталь формируется из плоских штампованных элементов, которые объединяются в пакеты. Основная концепция Unicore заключается в принципиально новом подходе к производству магнитопровода.

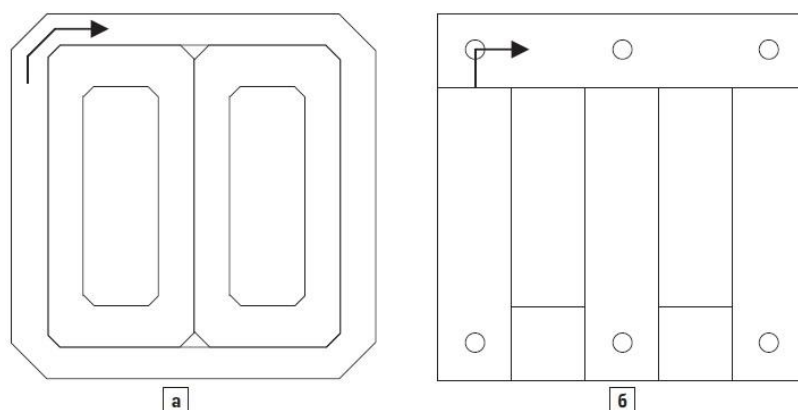


Рисунок 6. Сопоставление конструкции Unicore, оптимизирующей магнитный поток (а) с обычной прямоугольной конструкцией (б)

Суть технологии в том, что в процессе изготовления элементов магнитопровода воздействие на ленту производится локально в точках изгиба. Особенность технологии в том, что стыковка половин магнитопровода при сборке производится не в одной плоскости (как в традиционной технологии), а по «косой», т. е. стык между левой и правой «половинками» является не прямым, а равномерно распределенным по стержням магнитопровода, набранному из элементов различной длины. Сборка «половинок» магнитопровода производится косыми пакетами, предварительно автоматически просчитанными на компьютере. Такая ступенчатая конструкция соединения обеспечивает распределение зазоров в магнитопроводе по длине стержня, что, в свою очередь, ведет к снижению потерь в магнитопроводе и улучшает его характеристики.

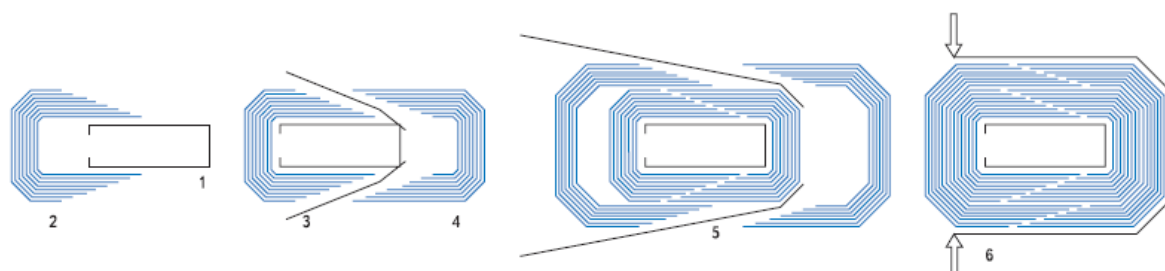


Рисунок 7. Порядок соединения деталей магнитопровода при сборке

Основными преимуществами новых эффективных технологий Unicore являются:

- экономия ресурсов и первичных источников энергии;

- сокращение расходов на электроэнергию на производствах;
- использование льготных тарифов при использовании регенеративных источников энергии;
- быстрая окупаемость вложений;
- более низкий уровень шума;
- снижение рабочих температур и теплоотдачи;
- уменьшение габаритных размеров;
- повышение общего КПД до 99% (в больших трансформаторах с медными обмотками);
- снижение на 45% потерь энергии в стали трансформатора.

Последние две позиции имеют особое значение для автомобилестроения, так как это позволяет отказаться от использования внешних систем охлаждения для распределительных коробок.

Технология Unicore является очень гибкой, высокоточной и надежной. В отличие от производства тороидальных и П-образных сердечников, наша технология не требует какого-либо фиксированного неподвижного оборудования, такого как, различные зажимные устройства и оправки. Элемент сердечника Unicore уже полностью сформирован к моменту, когда сердечник сходит со станка.

Единственным недостатком технологии является необходимость отжига перед сборкой. Хотя и этот недостаток может легко превратиться в достоинство. Так, например, по сравнению с витыми (разрезными) магнитопроводами, в которых напряжения в стали возникают по всей длине ленты, т.е. во всём магнитопроводе, то в Unicore-изделии напряжения возникают только лишь в точках изгиба элементов. Поэтому и отжиг требуется только в тех случаях, когда потери критичны. Имеется зависимость размеров магнитопровода от необходимости отжига: чем больше осто, тем менее он требователен к этой энергоёмкой процедуре.

Литература

1. Бруст, М. Новые силовые трансформаторы серии RET / Мартин Бруст // Силовая элементная база. – 2014. – №1. – С. 6-7.
2. Морозовский, Ю. Новая технология Unicore для изготовления магнитопроводов / Юрий Морозовский // Компоненты и технологии. – 2008. – №8.
3. Передовая технология воздушных линий электропередач компании Nexans помогает Бразилии решать проблемы передачи электроэнергии в крупных городах [Электронный ресурс] .- Режим доступа: http://www.nexans.ru/eservice/Russia-ru_RU/navigatepub_157219_-31967/_Nexans_.html. – Дата доступа: 07.05.2017.
4. Тимашова, Л.В. Повышение надёжности воздушных линий электропередачи и оптимизация их проектирования при применении проводов нового поколения / Л.В. Тимашова, Е.П. Никифоров, И.А. Назаров и др. // CIGRE . – 2014. – С. 1-12.

УДК 629.735

ТРАНСФОРМАТОРЫ С АМОРФНЫМ МАГНИТОПРОВОДОМ

Войтюлевич О.А

Научный руководитель – ассистент Гапанюк С.Г

На распределительные трансформаторы приходится 25–30% всех технических потерь в энергосистемах. Полностью устранить эти потери невозможно. Трансформатору, как и любому другому устройству, для работы требуется энергия. Часть этой энергии уходит на нагрев проводов (потери короткого замыкания), часть — на перемагничивание (потери холостого хода). В связи с изменением нагрузки на протяжении суток, а также в разные периоды года, весомость единицы потерь холостого хода (P_{xx}) в 2–4 раза выше единицы потерь короткого замыкания ($P_{кз}$). Причем, трансформаторы работают круглосуточно, и соответственно потери P_{xx} происходят постоянно. Мы производим силовые трансформаторы для всего инженерно-энергетического комплекса страны, и поэтому наряду с выпуском стандартного оборудования с самого начала своей деятельности уделяем внимание разработке энергоэффективных распределительных трансформаторов.

Использование электротехнической стали с ориентированными зернами и применение технологии step-lap при изготовлении магнитопровода позволило снизить P_{xx} на 20–30%, и это было серьезным достижением. Применение же аморфной стали позволяет совершить настоящий технологический прорыв, снизив P_{xx} в 2–3 раза.

Аморфный сплав – это определенный вид прецизионного сплава. Его отличительной характеристикой от сплавов кристаллической структуры, является целый комплекс физических и химических свойств. Одним из основных отличий аморфного сплава от электротехнической стали – отсутствие периодичности в расположении атомов. А так же эти сплавы отличаются от кристаллических сплавов большей устойчивостью к коррозии, они прочнее в несколько раз и обладают лучшей электромагнитной характеристикой.

В настоящее время, для использования в электротехнических устройствах наибольшее распространение получили аморфные сплавы на основе металлов переходной группы железо – никель – кобальт (Fe ; Ni ; Co), взаимодействующие с металлоидами бор – кремний – углерод (B ; Si ; C), которые понижают температуру плавления и обеспечивают более легкое достижение температуры стеклования аморфного сплава при его охлаждении. В результате исчезают междоменные границы, что приводит к высокой твердости, прочности и коррозионной стойкости таких материалов.

Аморфное состояние достигается подбором химического состава сплава и использованием специальной технологии сверхбыстрого охлаждения со скоростью выше критической, для чего исходный расплав выливается на быстро вращающийся диск (рис. 1). При попадании на поверхность диска расплав охлаждается со скоростью около 106 К/с и превращается в ленту толщиной от 15 до 60 мкм, имеющей аморфную структуру, аналогичную структуре стекла. Лента навивается в кольцевые, U-образные сердечники или формируется в виде стержней. Технология навивки позволяет получать сердечники с диаметром от нескольких миллиметров до 500 мм.

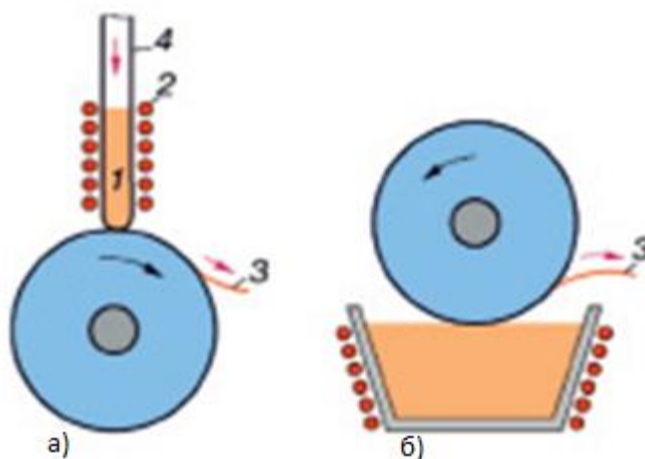


Рисунок 1. Схемы устройств для получения аморфных сплавов закалкой из жидкого состояния:

а – нанесение расплава на вращающийся металлический диск или цилиндр; б – извлечение расплава вращающимся диском; 1 – расплав; 2 – нагревательное устройство (индукционная печь); 3 – лента аморфного сплава; кварцевая трубка

Придание материалам специфических свойств (например, петля гистерезиса определенной формы) достигается термо- или термоманитной обработкой (ТМО), в результате которой структура ленты может остаться аморфной, стать частично кристаллизованной или нанокристаллической.

На рис. 2 в качестве примера представлены петли гистерезиса аморфного сплава АМЕТ-2НСР типа Т (с линейной петлей гистерезиса).

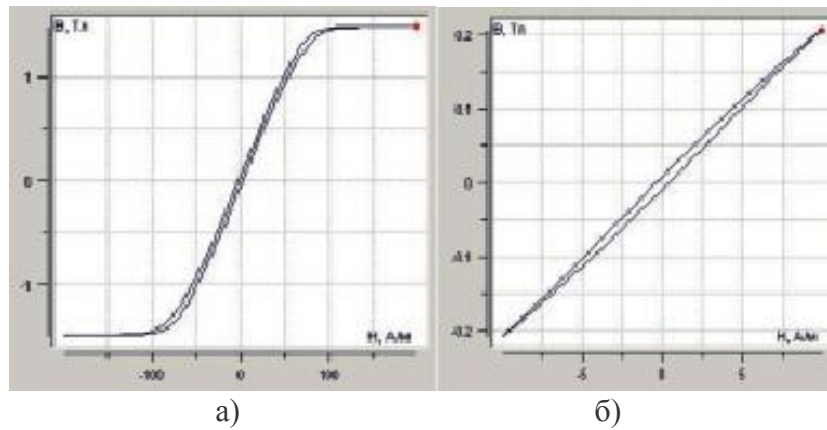
Особенностью нанокристаллических сплавов является их сверхмелкокристаллическая структура. Размер кристаллов (нано частицы) в этих сплавах составляет от 1 до 10 нм. Нанокристаллические и аморфные сплавы по своим свойствам во многом похожи. Во – первых, они имеют структурное сходство. Как известно, структура аморфных сплавов имеет ближний порядок, т.е. состоит из упорядоченных микрогруппировок атомов, размеры которых близки к размерам нанозёрен нанокристаллических сплавов. Во - вторых, это технология получения. В настоящее время наиболее распространённым методом получения наноструктуры является регулируемая кристаллизация из исходного аморфного состояния. Таким образом, «материнской» основой нанокристаллического сплава является сплав аморфный. Структура нанокристаллического сплава представляет собой двухфазную систему, одной из фаз которой являются нанокристаллы, а другой – остаточная аморфная матрица.

Нагрузочные потери в трансформаторах в зависимости от увеличения нагрузок вариативны, в то время как потери холостого хода имеют постоянную величину. Ключ к решению проблемы потери энергии – снижение потерь холостого хода.

Для снижения потерь холостого хода в магнитопроводах силовых трансформаторов применяют сложенную в пятеро ленту из аморфного сплава типа $Fe_{78}B_{13}Si_9$

По данным американской компании Metglas потери за год в силовых трансформаторах распределительных сетей, в которых используется магнитопровод из электротехнической стали, составляют около 8 % их закупочной стоимости. В таблице приведены усредненные потери холостого хода для силовых трансформаторов на номинальное напряжение 10 кВ и мощностью от 25 до 2500 кВА.

Как видно из таблицы, использование в магнитопроводах аморфных материалов, вместо традиционной трансформаторной стали позволяет сократить потери холостого хода в 4-5 раз. Энергоэффективные распределительные трансформаторы с магнитопроводами из нанокристаллических материалов, по данным энергетических компаний США и Японии, окупаются у покупателя примерно за три года.



а – предельная петля; б – частная петля при индукции 0,2 Тл
Рисунок 2. Петли гистерезиса сплава 2HCP (тип Т).

Таблица 1 – Усредненные потери холостого хода для силовых трансформаторов

Мощность трехфазного трансформатора 10 кВ	Усредненные потери ХХ, магнитопровод – трансформаторная сталь <i>SiFe</i>	Усредненные потери ХХ, магнитопровод – аморфный сплав	Сравнительное снижение потерь, %
25 кВА	100	28	72 %
40 кВА	140	39	72 %
63 кВА	180	50	72 %
100 кВА	260	66	75 %
250 кВА	520	150	71 %
630 кВА	1000	280	77 %
1000 кВА	1700	350	80 %
1600 кВА	2100	490	77 %
2500 кВА	2700	550	80 %

Кроме снижения потерь в магнитопроводе из нанокристаллических сплавов также уменьшается значение тока намагничивания. В результате при снижении потерь холостого хода и снижении тока намагничивания в трансформаторах:

- 1) снижается температура трансформатора и увеличивается его срок службы;
- 2) в несколько раз снижаются затраты при передаче электроэнергии потребителю;
- 3) имеет место общее сокращение энергопотребления в энергетике страны; и как результат общее существенное снижение объема сжигания органического топлива для выработки электроэнергии и вредных выбросов в атмосферу.

За рубежом первые распределительные трансформаторы мощностью 630–1000 кВА с аморфным сердечником были изготовлены более 10 лет назад. В данном направлении более всех продвинулись США, Китай и Индия. Начиная с 2009 года, ряд европейских распределительных компаний также установили в опытную эксплуатацию несколько трансформаторов мощностью 400 кВА с сердечником из аморфной ленты. В 2012 году первой в России к выпуску силовых трансформаторов с аморфными сердечниками АТМГ приступила группа «Трансформер» (рис. 3).

ТРАНСФОРМАТОРЫ С ГИБРИДНОЙ ИЗОЛЯЦИЕЙ

Трепашко А. Н.

Научный руководитель – Гапанюк С. Г.

Нагрузочная способность трансформаторов классических конструкций, когда изоляция выполняется в основном масляной и целлюлозной, может быть существенно повышена, а процесс старения изоляции снижен за счёт применения так называемой "гибридной" изоляции, когда в наиболее нагретых частях обмоток целлюлозная изоляция заменяется на высокотемпературную арамидную изоляцию. Для двух элементов, работающих при одинаковой температуре, изоляция отвода из обычной бумаги старится в 2 раза быстрее изоляции из высокотемпературных арамидных материалов. При этом благодаря тому, что дорогостоящая высокотемпературная изоляция применяется в очень ограниченных объёмах, стоимость трансформатора повышается незначительно.

Что представляет собой арамидная изоляция? Арамидная изоляция выполняется на основе синтетических материалов (ароматических полиамид-араминов). Арамидные материалы обладают высокой электрической и механической прочностью, хорошей стойкостью к химическим продуктам, повышенной нагревостойкостью, не воспламеняются и не поддерживают горение, имеют низкую гигроскопичность. Имея рабочую температуру 220 — 240°C, сухие трансформаторы с арамидной изоляцией переносят кратковременные перегрузки при температуре свыше 300 °C, экологически чисты, почти не меняют характеристик при увеличении влажности окружающей среды, что важно для поддержания высокой электрической прочности изоляции.

Хорошим примером использования арамидов являются трансформаторы с воздушно-барьерной изоляцией из арамидной бумаги типа «НОМЕКС» на класс изоляции «Н».

«Номекс» – каландрированная изоляционная бумага, которая отличается высокой электрической прочностью, механической прочностью, гибкостью и эластичностью. Она способствует увеличению срока службы трансформатора, уменьшению числа преждевременных выходов из строя, ремонтных работ и обеспечивает защиту при возрастании электростатического напряжения. Сухие трансформаторы с воздушно-барьерной изоляцией из арамидной бумаги типа «Номекс» имеют класс нагревостойкости Н (предельная рабочая температура 180°C). Однако основной изоляционный материал, бумага «Номекс», выдерживает температуру 220°C, таким образом конструкция трансформатора имеет значительный запас надёжности. Сухие трансформаторы с изоляцией «Номекс» можно использовать с превышением температуры на 80°C и с нагрузкой в 133% от номинальной. Это приведет к меньшим затратам нежели затраты, связанные с установкой дополнительного трансформатора. В сердечнике применяются высококачественные листы анизотропной стали с направленной кристаллизацией. Данный тип трансформаторов не поддерживает горения и не выделяет токсичного дыма или опасных частиц.



Рисунок 1. – Пример использования «НОМЕКС» в изоляции

Технические свойства и характеристики «НОМЕКС» :

Таблица 1. – Электрические свойства «НОМЕКС»

Номинальная толщина, мм	0,05	0,08	0,13	0,18	0,25	0,3	0,38
Электрическая прочность, кВ/мм	17	22	27	33	32	32	33
Диэлектрическая постоянная	1,6	1,6	2,4	2,7	2,7	2,9	3,2
Коэффициент рассеяния	4	5	6	6	6	7	7

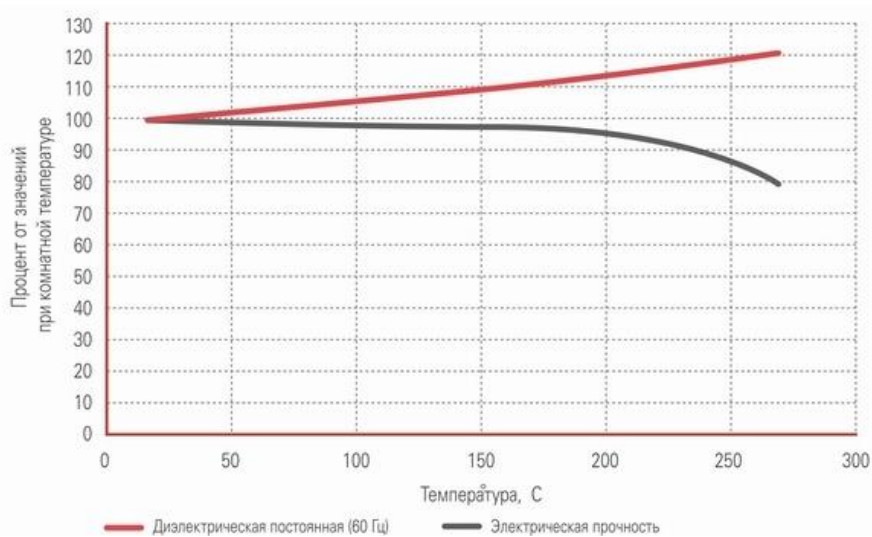


Рисунок 2. – Воздействие температуры на электрические свойства

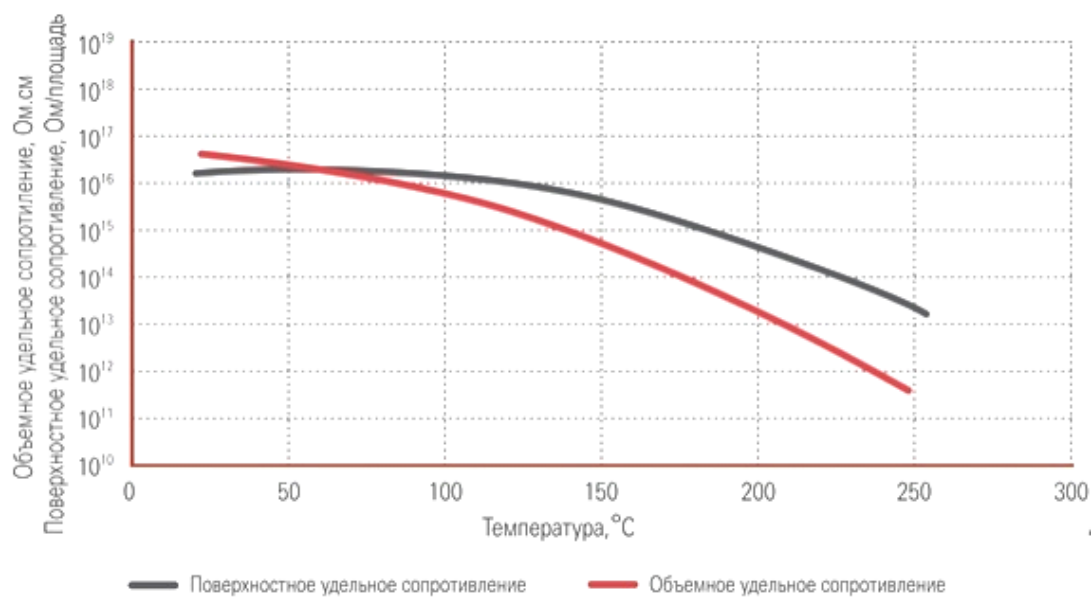


Рисунок 3. – Сопротивление в зависимости от температуры

Таблица 2. – Воздействие влаги на электрические свойства

Относительная влажность, %	После сушки	50	96
Электрическая прочность, кВ/мм	33,5	32,1	30,7
Диэлектрическая постоянная	2,5	2,7	3,2
Коэффициент рассеяния	6	6	11
Удельное сопротивление	$6 \cdot 10^{16}$	$2 \cdot 10^{16}$	$2 \cdot 10^{14}$

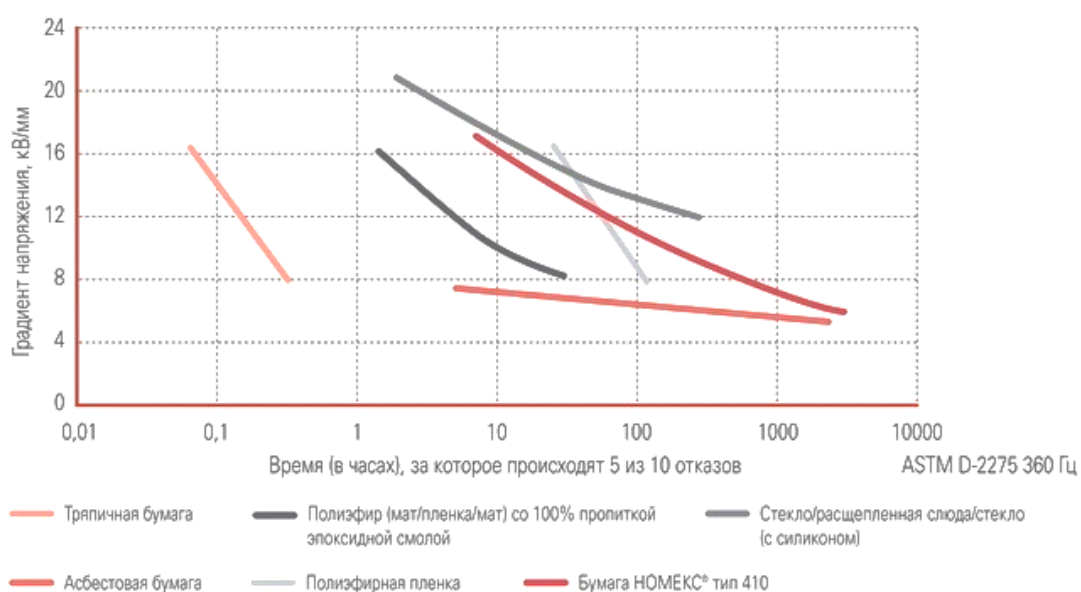


Рисунок 4. – Стойкость к воздействию напряжения изоляционных материалов в сравнении с «НОМЕКС»

Благодаря использованию сухих трансформаторов с воздушно-барьерной изоляцией из арамидной бумаги типа «Номекс» можно сократить потери, связанные с передачей электроэнергии, т.к. эти трансформаторы можно размещать рядом с источниками их нагрузки. Они имеют более компактные размеры, чем масляные трансформаторы и трансформаторы, залитые эпоксидным компаундом. Они пригодны для ремонта, причем если возникает такая необходимость, то ремонт сухого трансформаторов с изоляцией «Номекс» оказывается значительно короче, нежели трансформатора с жидким диэлектриком. Еще одно неоспоримое преимущество данного вида продукции – это его влагостойкость и безвредность для окружающей среды.

Таким образом можно сделать вывод, что использование арамидной изоляции вместо классической, имеет ряд преимуществ, достаточных для рассмотрения вопроса о более широком внедрении трансформаторов с изоляцией данного типа.

Литература

1. Савинцев, Ю. А. «Экспертный анализ рынка силовых трансформаторов России» / Ю. А. Савичев. – Москва: Издательские решения, 2015г. – 54 с.
2. Elmatec [Электронный ресурс] // ELMATEC - официальный дистрибьютер DUPONT, 2017. URL: <http://elmatec.ru/bumagi-kartony/352-paper-nomex-410> (дата обращения: 8.05.2017).

УДК 621.311

ОСОБЕННОСТИ РАСЧЕТА РЕЖИМА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

Горновская Е.Н., Гославский П.С.

Научный руководитель – м.т.н., старший преподаватель Волков А.А.

Надежность и скорость вычислений существенно зависят от принятого метода расчета, формы и записи уравнений узловых напряжений (УУН) и связанной с ним сходимости итерационного процесса, определяемой параметрами режима и схемы замещения электрической сети (ЭС) [1].

Система УУН является нелинейной относительно напряжений в узлах схемы и близка к линейной при расчете режимов с малыми нагрузками, то есть режимов, далеких от предельного по статической устойчивости. Нелинейность УУН не способствует сходимости к решению. Чем больше электрические нагрузки, тем сильнее проявляются нелинейные свойства этой системы и тем хуже сходимость итерационного процесса к решению.

Проведем расчеты режима простейшей электрической сети переменного тока (рисунок 1) при задании нагрузок в мощностях в среде Mathcad.

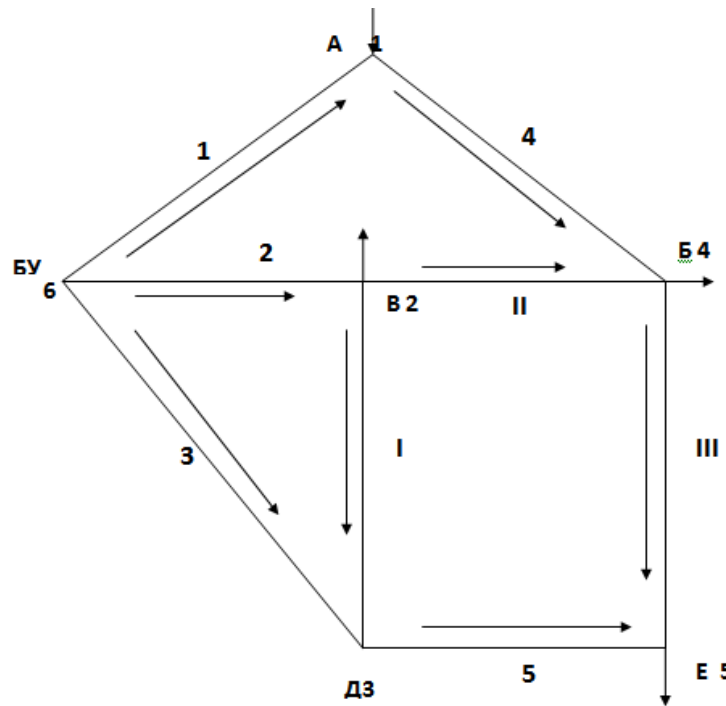


Рисунок 1 – Схема электрической сети

Номинальное напряжение электрической сети равно 110 кВ, а напряжение в балансирующем узле (БУ) принимаем равным 121 кВ.

Первая матрица соединений и матрица-столбец задающих мощностей будут иметь вид:

$$M := \begin{pmatrix} -1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 0 & 1 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & -1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & -1 \end{pmatrix}$$

$$S = \begin{pmatrix} 30 + 19.378i \\ -46 - 22.279i \\ 0 \\ -44 - 23.749i \\ -34 - 14.484i \end{pmatrix}$$

Диагональная матрица сопротивлений ветвей, Ом:

$$dZ_B = \begin{pmatrix} 7.956 + 11.284i & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 8.748 + 22.302i & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 6.776 + 22.68i & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 11.322 + 16.058i & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 18.054 + 25.606i & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 11.454 + 19.734i & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 5.445 + 18.225i & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 15.606 + 22.134i \end{pmatrix}$$

Для расчета режима электрической сети используем обращенную форму уравнений узловых напряжений. Полученную систему нелинейных уравнений решаем методом ускоренной итерации. Точность расчета принимаем $\varepsilon=0,04$ кВ, а начальные приближения напряжений 110 кВ. Значения напряжений в узлах после первой итерации, кВ:

$$\begin{aligned} U_1 &:= U_{by} + \sum_{i=1}^5 \left[Z_{(1,i)} \cdot \frac{\overline{S_{(i,1)}}}{U_{0(i,1)}} \right] = 119.521 - 1.999i \\ U_2 &:= U_{by} + Z_{(2,1)} \cdot \frac{\overline{S_{(1,1)}}}{U_1} + \sum_{i=2}^5 \left[Z_{(2,i)} \cdot \frac{\overline{S_{(i,1)}}}{U_{0(i,1)}} \right] = 112.977 - 6.703i \\ U_3 &:= U_{by} + Z_{(3,1)} \cdot \frac{\overline{S_{(1,1)}}}{U_1} + Z_{(3,2)} \cdot \frac{\overline{S_{(2,1)}}}{U_2} + \sum_{i=3}^5 \left[Z_{(3,i)} \cdot \frac{\overline{S_{(i,1)}}}{U_{0(i,1)}} \right] = 115.228 - 5.449i \\ U_4 &:= U_{by} + Z_{(4,1)} \cdot \frac{\overline{S_{(1,1)}}}{U_1} + Z_{(4,2)} \cdot \frac{\overline{S_{(2,1)}}}{U_2} + Z_{(4,3)} \cdot \frac{\overline{S_{(3,1)}}}{U_3} + \sum_{i=4}^5 \left[Z_{(4,i)} \cdot \frac{\overline{S_{(i,1)}}}{U_{0(i,1)}} \right] = 111.343 - 7.111i \\ U_5 &:= U_{by} + Z_{(5,1)} \cdot \frac{\overline{S_{(1,1)}}}{U_1} + Z_{(5,2)} \cdot \frac{\overline{S_{(2,1)}}}{U_2} + Z_{(5,3)} \cdot \frac{\overline{S_{(3,1)}}}{U_3} + Z_{(5,4)} \cdot \frac{\overline{S_{(4,1)}}}{U_4} + Z_{(5,5)} \cdot \frac{\overline{S_{(5,1)}}}{U_{0(5,1)}} = 108.879 - 8.613i \end{aligned}$$

Токи в ветвях и расчетные значения токов нагрузок, кА:

$$I_B := \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot dY_B \cdot M^T \cdot (U_y - U_{by}) = \begin{pmatrix} 0.104 - 2.365i \times 10^{-3} \\ 0.221 - 0.121i \\ 0.168 - 0.097i \\ 0.261 - 0.11i \\ 0.115 - 0.062i \\ -0.056 + 0.033i \\ 0.026 - 0.044i \\ 0.056 - 0.024i \end{pmatrix} \quad J_{расч1} := M \cdot I_B = \begin{pmatrix} 0.157 - 0.107i \\ -0.251 + 0.11i \\ 3.435 \times 10^{-3} + 1.508i \times 10^{-3} \\ -0.231 + 0.129i \\ -0.171 + 0.087i \end{pmatrix}$$

Расчетные мощности нагрузок и небаланс мощности в узлах, МВ·А:

$$S_{расч1} := \sqrt{3} \cdot \text{diag}(J_{расч1}) \cdot U_{y1} = \begin{pmatrix} 32.937 + 21.706i \\ -50.385 - 18.687i \\ 0.671 - 0.333i \\ -46.122 - 22.097i \\ -33.63 - 13.755i \end{pmatrix} \quad S_{nb1} := S - S_{расч1} = \begin{pmatrix} -2.937 - 2.327i \\ 4.385 - 3.592i \\ -0.671 + 0.333i \\ 2.122 - 1.652i \\ -0.37 - 0.729i \end{pmatrix}$$

Требуемая точность достигнута после четвертой итерации. Результаты расчета представлены в таблице 1.

Проверим выполненные расчеты с помощью программы RastrWin. На рисунках 2, 3 и 4 представлены результаты расчета по программе.

Таблица 1 – Результаты расчета режима

№ узла	Расчетный ток нагрузки, кА	Расчетная мощность нагрузки, МВ·А	Модуль напряжения, кВ	δ , град
1	0,144-0,096i	30+19,378i	119,152	-0,82
2	-0,229+0,126i	-46-22,278i	112,854	-3,083
3	0	0	115,089	-2,579
4	-0,221+0,137i	-44,001+23,748i	111,186	-3,382
5	-0,174+0,09i	-33,998-14,485i	108,766	-4,319

	O	S	Тип	Номер	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	V	Delta	U
1	☐		База	6	121			100,5	53,9	121,0	121,00		121
2	☐		Нагр	5	110	34,0	14,5			110,0	108,77	-4,32	108.5-108.2
3	☐		Нагр	4	110	44,0	23,7			110,0	111,19	-3,38	111-106.6
4	☐		Нагр	3	110					110,0	115,09	-2,58	115-105.2
5	☐		Нагр	2	110	46,0	22,3			110,0	112,86	-3,08	112.7-106.1
6	☐		Нагр	1	110			30,0	19,4	110,0	119,15	-0,88	119.1-11.8

Рисунок 2 – Исходные данные и результаты расчета по узлам

Узлы

Ветви

Графика

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	R	X	Z	V_нач	V_кон	I_нач	I_кон	P_нач	P_кон	Q_нач	Q_кон	I_max
1	☐		ЛЭП	6	1	7,96	11,28	7.96+J11.28	121,0	119,2	109	109	-23	-22	-4	-4	109
2	☐		ЛЭП	6	2	8,75	22,30	8.75+J22.3	121,0	112,9	248	248	-44	-42	-28	-24	248
3	☐		ЛЭП	6	3	6,78	22,68	6.78+J22.68	121,0	115,1	194	194	-34	-33	-22	-19	194
4	☐		ЛЭП	1	4	11,32	16,06	11.32+J16.06	119,2	111,2	277	277	-52	-50	-23	-19	277
5	☐		ЛЭП	3	5	18,05	25,61	18.05+J25.61	115,1	108,8	132	132	-23	-22	-12	-11	132
6	☐		ЛЭП	2	3	11,45	19,73	11.45+J19.73	112,9	115,1	62	62	10	10	7	7	62
7	☐		ЛЭП	2	4	5,44	18,23	5.45+J18.23	112,9	111,2	54	54	-6	-6	-9	-8	54
8	☐		ЛЭП	4	5	15,61	22,13	15.61+J22.13	111,2	108,8	64	64	-12	-12	-4	-4	64

Рисунок 3 – Исходные данные и результаты расчета по ветвям

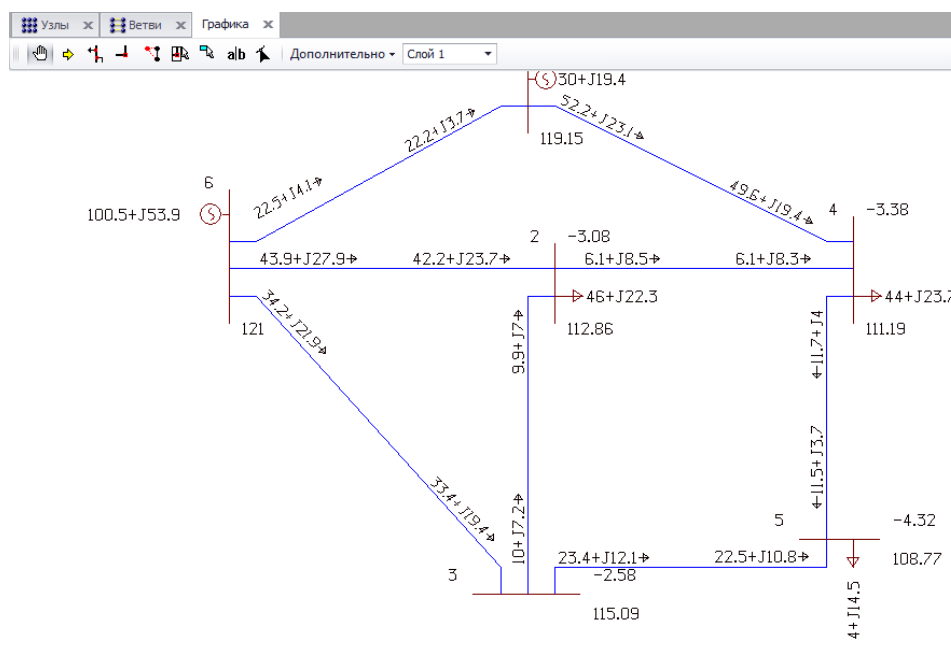


Рисунок 4 – Схема электрической сети с режимными параметрами

По результатам проведенных расчётов можно отметить:

- небаланс активной и реактивной мощности с увеличением числа итераций стремится к нулю. Медленнее небаланс уменьшается во втором узле в связи с тем, что нагрузка в этом узле наибольшая;
- чем дальше рассматриваемый узел от балансирующего, тем меньше модуль напряжения в этом узле и больше расчетный угол.

Литература

1. Передача и распределение электрической энергии: Учебное пособие/ А. А. Герасименко, В. Т. Федин. - Ростов-н/Д.: Феникс; Красноярск: Издательские проекты, 2006. - 720 с.

УДК 621.311

АНАЛИЗ ОПЕРАЦИЙ ПРИ РЕШЕНИИ УРАВНЕНИЙ УЗЛОВЫХ НАПРЯЖЕНИЙ МЕТОДОМ ГАУССА И ПРИ РАСЧЕТЕ РЕЖИМА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ МЕТОДОМ ЭКВИВАЛЕНТНЫХ ПРЕОБРАЗОВАНИЙ

Зайцев П.А.

Научный руководитель – м.т.н., старший преподаватель Волков А.А.

Для расчета режима электрической сети необходимо составить систему уравнений узловых напряжений. Данная система может быть решена различными способами, в том числе методом Гаусса. Метод основан на приведении матрицы системы уравнений к треугольному виду посредством преобразований ее строк, а затем решению полученной системы уравнений, и, таким образом, состоит из двух этапов. Первый этап (прямой ход метода Гаусса) состоит из $(n-1)$ шагов исключения. На первом шаге первое уравнение системы используется для исключения первого неизвестного из всех последующих уравнений. На втором этапе (обратный ход метода Гаусса) вычисляются неизвестные. То есть после первого шага по методу Гаусса во всех уравнениях, начиная со второго, коэффициенты при первом неизвестном будут равны нулю. Возникает вопрос - если для схемы мы можем составить систему уравнений, то можно ли провести обратную операцию и для полученной после первого шага преобразований системы уравнений изобразить соответствующую схему электрической сети?

Из курса «Теоретические основы электротехники» мы знаем, что для расчета режима может быть применен метод эквивалентных преобразований, согласно которому электрическую сеть или ее часть заменяют более простой по структуре электрической сетью. Поэтому второй вопрос, на который предстоит ответить в данной работе, заключается в следующем - существует ли связь между операциями, осуществляемыми при решении узловых уравнений по методу Гаусса и по методу эквивалентных преобразований?

Проведем расчеты по этим двум методам для простейшей электрической сети переменного тока (рисунок 1) при задании нагрузок в токах.

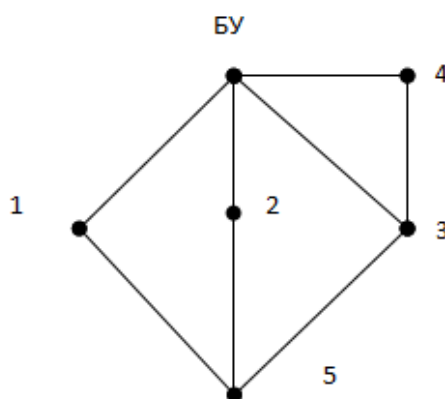


Рисунок 1 – Схема электрической сети

Номинальное напряжение электрической сети равно 110 кВ, а напряжение в балансирующем узле (БУ) принимаем равным 119 кВ.

Метод Гаусса.

В матричной форме система уравнений узловых напряжений имеет вид:

$$Y_{\Sigma} \cdot U_{\Delta} = J.$$

Для рассматриваемого примера матрицы узловых проводимостей и задающих токов:

$$Y_y = \begin{pmatrix} 0.053 - 0.081i & 0 & 0 & 0 & -0.019 + 0.033i \\ 0 & 0.046 - 0.121i & 0 & 0 & -0.02 + 0.034i \\ 0 & 0 & 0.07 - 0.19i & -0.023 + 0.049i & -0.021 + 0.054i \\ 0 & 0 & -0.023 + 0.049i & 0.046 - 0.107i & 0 \\ -0.019 + 0.033i & -0.02 + 0.034i & -0.021 + 0.054i & 0 & 0.06 - 0.121i \end{pmatrix} \quad J = \begin{pmatrix} -0.218 + 0.124i \\ 0 \\ 0.482 - 0.361i \\ -0.4 + 0.131i \\ -0.373 + 0.17i \end{pmatrix}$$

В результате первого шага прямого хода метода Гаусса получаем преобразованные матрицы:

$$Y_{y1} := \begin{pmatrix} 0.053 - 0.081i & 0 & 0 & 0 & -0.019 + 0.033i \\ 0 & 0.046 - 0.121i & 0 & 0 & -0.02 + 0.034i \\ 0 & 0 & 0.07 - 0.19i & -0.023 + 0.049i & -0.021 + 0.054i \\ 0 & 0 & -0.023 + 0.049i & 0.046 - 0.107i & 0 \\ 0 & -0.02 + 0.034i & -0.021 + 0.054i & 0 & 0.053 - 0.108i \end{pmatrix} \quad J_1 := \begin{pmatrix} -0.218 + 0.124i \\ 0 \\ 0.482 - 0.361i \\ -0.4 + 0.131i \\ -0.456 + 0.223i \end{pmatrix}$$

В результате четвертого шага прямого хода метода Гаусса получаем преобразованные матрицы:

$$Y_{y4} := \begin{pmatrix} 0.053 - 0.081i & 0 & 0 & 0 & -0.019 + 0.033i \\ 0 & 0.046 - 0.121i & 0 & 0 & -0.02 + 0.034i \\ 0 & 0 & 0.07 - 0.19i & -0.023 + 0.049i & -0.021 + 0.054i \\ 0 & 0 & 0 & 0.039 - 0.095i & -6.835 \times 10^{-3} + 0.014i \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0.038 - 0.081i \end{pmatrix} \quad J_4 := \begin{pmatrix} -0.218 + 0.124i \\ 0 \\ 0.482 - 0.361i \\ -0.264 + 0.047i \\ -0.356 + 0.127i \end{pmatrix}$$

Искомые значения падений напряжения в узлах относительно напряжения в балансирующем узле находим при реализации обратного хода метода Гаусса:

$$U_{\Delta_5} := \frac{(Y_{yJ^T})_{(5,6)}}{(Y_{yJ^T})_{(5,5)}} = -2.97 - 2.996i$$

$$U_{\Delta_4} := \frac{(Y_{yJ^T})_{(4,6)} - (Y_{yJ^T})_{(4,5)} \cdot U_{\Delta_5}}{(Y_{yJ^T})_{(4,4)}} = -1.812 - 2.701i$$

$$U_{\Delta_3} := \frac{(Y_{yJ^T})_{(3,6)} - (Y_{yJ^T})_{(3,5)} \cdot U_{\Delta_5} - (Y_{yJ^T})_{(3,4)} \cdot U_{\Delta_4}}{(Y_{yJ^T})_{(3,3)}} = 1.252 - 0.016i$$

$$U_{\Delta_2} := \frac{(Y_{yJ^T})_{(2,6)} - (Y_{yJ^T})_{(2,5)} \cdot U_{\Delta_5} - (Y_{yJ^T})_{(2,4)} \cdot U_{\Delta_4} - (Y_{yJ^T})_{(2,3)} \cdot U_{\Delta_3}}{(Y_{yJ^T})_{(2,2)}} = -0.744 - 1.052i$$

$$U_{\Delta_1} := \frac{(Y_{yJ^T})_{(1,6)} - (Y_{yJ^T})_{(1,5)} \cdot U_{\Delta_5} - (Y_{yJ^T})_{(1,4)} \cdot U_{\Delta_4} - (Y_{yJ^T})_{(1,3)} \cdot U_{\Delta_3} - (Y_{yJ^T})_{(1,2)} \cdot U_{\Delta_2}}{(Y_{yJ^T})_{(1,1)}} = -3.53 - 2.3i$$

Тогда напряжения в узлах равны, кВ:

$$U_y := U_{\Delta} + U_{bu} \cdot e_{din} = \begin{pmatrix} 115.47 - 2.3i \\ 118.256 - 1.052i \\ 120.252 - 0.016i \\ 117.188 - 2.701i \\ 116.03 - 2.996i \end{pmatrix}$$

Метод эквивалентных преобразований.

При исключении узла между каждой парой узлов i и j , смежных исключаемому узлу n , включается дополнительная ветвь. Взаимная проводимость новой эквивалентной ветви между узлами i и j определяется по формуле [1]:

$$Y_{i,j} := Y_{i,j} - \frac{Y_{n,j} \cdot Y_{i,n}}{Y_{n,n}}$$

Нагрузка в исключаемом узле перераспределяется в смежные узлы, и рассчитывается по формуле [1]:

$$J_i := J_i - \frac{J_n \cdot Y_{i,n}}{Y_{n,n}}$$

Исключаем узел 1. Схема электрической сети после исключения узла 1 представлена на рисунке 2.

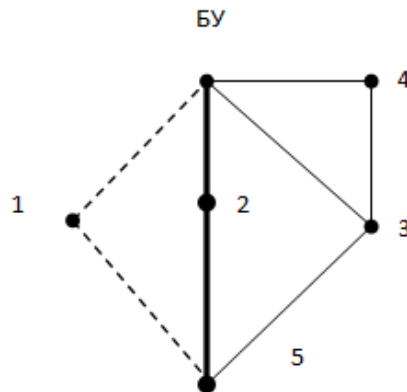


Рисунок 2 – Схема электрической сети

На рисунке 2 линии, изображённые штриховой линией удаляются из схемы при удалении узла. Линии, изображённые толстой линией - это линии у которых меняется проводимость при удалении узла.

Рассчитаем нагрузки и проводимости смежных узлов и ветвей:

$$\begin{aligned} J_5 &:= J_5 - \frac{J_1 \cdot Y_{5,1}}{Y_{1,1}} = -0.456 + 0.223i & Y_{5,3} &:= Y_{5,3} - \frac{Y_{1,3} \cdot Y_{5,1}}{Y_{1,1}} = -0.021 + 0.054i \\ Y_{5,5} &:= Y_{5,5} - \frac{Y_{1,5} \cdot Y_{5,1}}{Y_{1,1}} = 0.053 - 0.108i & Y_{5,2} &:= Y_{5,2} - \frac{Y_{1,2} \cdot Y_{5,1}}{Y_{1,1}} = -0.02 + 0.034i \\ Y_{5,4} &:= Y_{5,4} - \frac{Y_{1,4} \cdot Y_{5,1}}{Y_{1,1}} = 0 & Y_{5,1} &:= Y_{5,1} - \frac{Y_{1,1} \cdot Y_{5,1}}{Y_{1,1}} = 0 \end{aligned}$$

После исключения узла 1 получаем схему, представленную на рисунке 3 и соответствующие матрицы узловых проводимостей и токов нагрузок:

$$Y1 = \begin{pmatrix} 0.046 - 0.121i & 0 & 0 & -0.02 + 0.034i \\ 0 & 0.07 - 0.19i & -0.023 + 0.049i & -0.021 + 0.054i \\ 0 & -0.023 + 0.049i & 0.046 - 0.107i & 0 \\ -0.02 + 0.034i & -0.021 + 0.054i & 0 & 0.053 - 0.108i \end{pmatrix} \quad J1 = \begin{pmatrix} 0 \\ 0.482 - 0.361i \\ -0.4 + 0.131i \\ -0.456 + 0.223i \end{pmatrix}$$

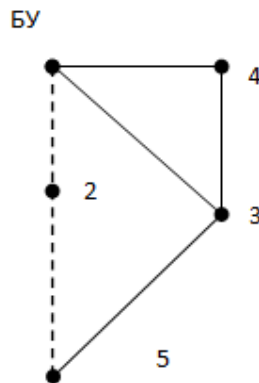


Рисунок 3 – Схема электрической сети

В дальнейшем подобным образом исключаем последовательно узлы 2,3 и 4. В результате проводимых операций получаем схему, представленную на рисунке 4.



Рисунок 4 – Схема электрической сети после преобразований

Для данной схемы соответствующие матрицы узловых проводимостей и токов нагрузок:

$$Y_4 = (0.038 - 0.081i) \quad J_4 = (-0.356 + 0.127i)$$

Расчёт напряжений будем проводить так называемой "развёрткой". То есть из последней схемы мы найдём напряжение в 5 узле, из предыдущей схемы в узле 4 и так далее.

$$U_5 := \frac{J_5 + U_{6y} \cdot Y_{5,5}}{Y_{5,5}} = 116.03 - 2.996i$$

$$U_4 := \frac{J_4 + U_{6y} \cdot Y_{4,4} + (U_{6y} - U_5) \cdot Y_{44,5}}{Y_{4,4}} = 117.188 - 2.701i$$

$$U_3 := \frac{J_3 + U_{6y} \cdot Y_{3,3} + (U_{6y} - U_5) \cdot Y_{33,5} + (U_{6y} - U_4) \cdot Y_{33,4}}{Y_{3,3}} = 120.252 - 0.016i$$

$$U_2 := \frac{J_2 + U_{6y} \cdot Y_{2,2} + (U_{6y} - U_5) \cdot Y_{22,5}}{Y_{2,2}} = 118.256 - 1.052i$$

$$U_1 := \frac{J_1 + U_{6y} \cdot Y_{1,1} + (U_{6y} - U_5) \cdot Y_{11,5}}{Y_{1,1}} = 115.47 - 2.3i$$

В результате расчётов мы получили напряжения, которые совпадают со значениями, полученными при расчёте методом Гаусса.

Выводы:

1) метод Гаусса и метод эквивалентных преобразований имеют схожую методику нахождения неизвестных и позволяют получить одинаковые результаты. Однако эти методы имеют и значительные различия.

2) метод Гаусса является универсальным методом решения систем линейных алгебраических уравнений. Порядок вычислений по этому методу не зависит от физического смысла величин, составляющих данную систему. Метод эквивалентных преобразований является методом расчета режима электрических сетей. Действия, выполняемые по этому методу, зависят от конфигурации схемы электрической сети.

3) метод Гаусса удобнее использовать при расчёте на ЭВМ, а при использовании метода эквивалентных преобразований мы получаем наглядную демонстрацию свёртки схемы на каждом этапе расчётов.

Литература

1. Меркурьев Г.В., Шаргин Ю.М. Устойчивость энергосистем. Расчеты: Монография. - СПб.: НОУ "Центр подготовки кадров энергетики", 2006. - 300 с.

УДК 621.311

УЧЕТ РЕЖИМНЫХ ОГРАНИЧЕНИЙ ПРИ РАСЧЕТЕ СТАТИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

Чернявская А.Г.

Научный руководитель – м.т.н., старший преподаватель Волков А.А.

Для нахождения предела и определения запасов статической устойчивости используется метод последовательного изменения (утяжеления) исходного режима с проверкой для утяжеленного режима критерия устойчивости.

Возможны случаи, когда предельный режим обуславливается не устойчивостью системы, а осуществимостью установившегося режима при заданных ограничениях:

- ограничениями уровней напряжения в точках электрической сети;
- ограничениями по длительно допустимым токам в линиях электропередачи по условию нагрева;
- ограничениями допустимой перегрузки по току или по тепловому режиму генераторов, трансформаторов и других элементов системы.

Допустимые напряжения в генераторных узлах.

Длительно допустимое отклонение напряжения не должно превышать $\pm 10\%$ номинального. При напряжении выше 105% допустимая полная мощность генератора и синхронного компенсатора должна быть установлена в соответствии с указаниями инструкций завода-изготовителя или по результатам испытаний.

Допустимые напряжения в узлах электрической сети.

Наибольшее напряжение в узлах электрической сети не должно превышать наибольшего рабочего напряжения оборудования, допустимого для соответствующего класса изоляции (таблица 1).

Таблица 1

Номинальное напряжение, кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Номинальное напряжение, кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ
750	787	35	40,5
330	363	10	11,5
220	252	6	6,9
110	126	3	3,5

Наибольшее и наименьшее длительно-допустимое напряжение для электрической сети напряжением 330 кВ составляет 363 кВ и 310 кВ соответственно, что составляет $+10\%$ и -6% от номинального напряжения.

Допустимое напряжение для узлов нагрузки на стороне НН в нормальном режиме находится в диапазоне $\pm 5\%$ от номинального, а в аварийном режиме и в режиме максимальных нагрузок – $\pm 10\%$ от номинального.

На рисунке 1 представлены результаты расчета режима электрической сети по узлам в нормальном режиме, а на рисунке 2 – в предельном режиме.

Название	N	Код	Uрас	dU	Pн	Qн	Pд	Qс	Unорн	Nсхн	Unон	Pr	Qr	Pш	Qш	Qmin	Qmax
	1	1100	110,00						115,00			-440,4	47,6			-10000	10000
	2	11	329,03	3,1					330,00		330,00						
	3	11	326,86	4,9					330,00		330,00						
	4	11	10,06	0,5	105,38	86,11			10,00	102	10,00						
	5	11	329,95	6,8					330,00		330,00						
	6	11	15,74	8,7	89,09	68,28			16,00	101	16,00						
	7	11	327,87	6,1	94,61	74,24			330,00	101	330,00						
	8	11	19,99	11,4					20,00		20,00						
	9	1010	21,10	25,4					20,00		20,00	300,0	105,0			-10000	10000
	10	1010	16,80	22,1					20,00		20,00	440,0	175,9			-10000	10000

Рисунок 1 – Результаты расчета по узлам в нормальном режиме с АРВ ПД

Название	N	Код	Uрас	dU	Pн	Qн	Pд	Qс	Unorm	Nсхн	Unom	Pг	Qг	Pш	Qш	Qmin	Qmax
	1	1100	110,00						115,00			-1118	1023,6			-10000	10000
	2	11	293,56	9,0					330,00		330,00						
	3	11	273,03	16,9					330,00		330,00						
	4	11	8,30	11,1	94,98	66,99			10,00	102	10,00						
	5	11	257,87	26,0					330,00		330,00						
	6	11	11,72	36,2	77,61	61,59			16,00	101	16,00						
	7	11	287,76	15,5	87,95	64,92			330,00	101	330,00						
	8	11	18,14	22,1					20,00		20,00						
	9	1010	21,10	37,5					20,00		20,00	300,0	223,3			-10000	10000
	10	1010	16,80	89,7					20,00		20,00	1146,3	1179,4			-10000	10000

Рисунок 2 – Результаты расчета по узлам в предельном режиме с АРВ ПД

Из рисунка 1 можно сделать вывод о том, что напряжения во всех узлах находятся в допустимых пределах. Из рисунка 2 следует, что при предельной передаваемой мощности, равной $P_{н.мак}=1146,3$ МВт, значения напряжений в узлах не находятся в допустимых пределах. Поэтому система не может работать в таком режиме.

Длительно допустимые токи в линиях электропередачи по условию нагрева.

В таблице 2 приведены значения длительно допустимых токов для различных сечений сталеалюминевых проводов с нерасщепленной фазой.

Таблица 2 - Длительно допустимые токи для неизолированных проводов (при температуре воздуха +25°C)

Марка и площадь сечения провода	Длительно допустимый ток, А	Марка и площадь сечения провода	Длительно допустимый ток, А
АС 120/19	390	АС 300/39	710
АС 150/24	450	АС 300/48	690
АС 185/29	510	АС 400/51	705
АС 240/32	605	АС 500/64	945

Для линий электропередачи напряжением 330 кВ фаза расщепляется на два провода. Соответственно в два раза увеличиваются и длительно допустимые токи.

На рисунке 3 представлены результаты расчета по ветвям нормального режима с АРВ ПД, а на рисунке 4 – результаты расчета по ветвям предельного режима с АРВ ПД.

Название Ni	Название Nj	Ni	Nj	Nп	Название	Ui	Pij	Qij	Iij	Ppi	Qpi	Uj	Pji	Qji	Iji
		2	1			329,0	441,8	-19,6	0,78			110,0	-440,4	47,6	2,32
		2	3			329,0	-68,7	-0,5	0,12			326,9	69,4	-50,3	0,15
		2	5			329,0	-229,8	1,1	0,40			330,0	231,4	-22,3	0,41
		2	7			329,0	-143,3	19,0	0,25			327,9	145,1	-53,1	0,27
		3	4			326,9	106,2	103,4	0,26			10,1	-105,4	-86,1	7,81
		3	5			326,9	-117,1	-34,9	0,22			330,0	117,8	3,4	0,21
		3	7			326,9	-58,6	-18,2	0,11			327,9	59,2	-22,2	0,11
		5	6			330,0	-349,2	18,8	0,61			15,7	350,1	-3,0	12,84
		7	8			327,9	-298,9	1,1	0,53			20,0	299,8	27,8	8,70
		9	8			21,1	300,0	105,0	8,70			20,0	-299,8	-27,8	8,70
		10	6			16,8	440,0	175,9	16,28			15,7	-439,2	-65,3	16,28

Рисунок 3 – Результаты расчета по ветвям нормального режима с АРВ ПД

Название Ni	Название Nj	Ni	Nj	Nп	Название	Ui	Pij	Qij	Iij	Ppi	Qpi	Uj	Pji	Qji	Iji
		2	1			293,6	1124,4	-741,0	2,65			110,0	-1117,5	1023,6	7,95
		2	3			293,6	-207,4	152,0	0,51			273,0	213,7	-151,3	0,55
		2	5			293,6	-682,6	504,1	1,67			257,9	707,0	-270,3	1,69
		2	7			293,6	-234,3	84,9	0,49			287,8	239,9	-88,9	0,51
		3	4			273,0	95,8	84,7	0,27			8,3	-95,0	-67,0	8,09
		3	5			273,0	-340,1	191,8	0,83			257,9	347,8	-150,2	0,85
		3	7			273,0	30,6	-125,1	0,27			287,8	-29,1	101,2	0,21
		5	6			257,9	-1054,9	420,5	2,54			11,7	1059,1	-214,4	53,25
		7	8			287,8	-298,7	-77,2	0,62			18,1	299,7	116,5	10,23
		9	8			21,1	300,0	223,3	10,23			18,1	-299,7	-116,5	10,23
		10	6			16,8	1146,3	1179,4	56,52			11,7	-1136,7	152,8	56,52

Рисунок 4 – Результаты расчета по ветвям предельного режима с АРВ ПД

В таблице 3 представим токи, полученные в результате расчетов и сравним их с длительно допустимыми токами нагрузок, приведенных в таблице 2.1. Также в таблице 2.2 приведём токи, полученные при предельной передаваемой мощности $P_{н.мах} = 1146,3$ МВт и фактическом угле $\delta=126,542^\circ$.

Таблица 3 – Сравнение расчетных и допустимых длительных токов нагрузок

Номер линии	Марка провода (с расщепленной фазой)	$I_{расч}$, А	$I_{расч.мах}$	$I_{доп}$, А
Л1	2хАС 300/39	120	510	1380
Л2	2хАС 400/51	220	830	1700
Л3	2хАС 240/32	110	270	1210
Л4	2хАС 500/64	400	1670	1890
Л5	2хАС 240/32	250	490	1210

Расчетные токи не превышают длительно допустимые по условия нагрева.

Перегрузки трансформаторов.

Допустимые систематические нагрузки не вызывают снижение срока службы трансформатора, так как за продолжительность графика нагрузки обеспечивается нормальный или пониженный против нормального расчета износ изоляции. Допустимые аварийные перегрузки вызывают повышенный по сравнению с нормальным расчетный износ трансформатора, если повышенный износ впоследствии не компенсирован нагрузками с износом изоляции ниже нормального.

Перегрузки трансформаторов рассмотрим на примере трансформатора Т1, который подключен к точкам присоединения 6 и 5 и имеет параметры: $S_{нт}=630$ МВ·А, $n_{шт}=2$.

Рассчитаем допустимую мощность для нормального и аварийного режимов:

$$S_{доп}^{норм} = K_{2c} \cdot n_{шт} \cdot S_{нт} = 1 \cdot 2 \cdot 630 = 1260 \text{ МВА};$$

$$S_{доп}^{ав} = K_{2ав} \cdot n_{шт} \cdot S_{нт} = 1,3 \cdot 2 \cdot 630 = 1638 \text{ МВА},$$

где коэффициенты $K_{2c}=1$ – для максимально допустимых систематических нагрузок; $K_{2ав}=1,3$ – для допустимых аварийных перегрузок.

Из рисунков 3 и 4 находим значения активной и реактивной мощностей для трансформатора Т1:

$$P_{T1}^{норм} = 349,2 \text{ МВт}; \quad Q_{T1}^{норм} = 18,8 \text{ Мвар};$$

$$P_{T1}^{пред} = 1054,9 \text{ МВт}; \quad Q_{T1}^{пред} = 420,5 \text{ Мвар}.$$

Далее находим значение полной мощности Т1 для нормального и предельного режимов:

$$S_{T1}^{норм} = \sqrt{(P_{T1}^{норм})^2 + (Q_{T1}^{норм})^2} = \sqrt{349,2^2 + 18,8^2} = 349,7 \text{ МВА}$$

$$S_{T1}^{пред} = \sqrt{(P_{T1}^{пред})^2 + (Q_{T1}^{пред})^2} = \sqrt{1054,9^2 + 420,5^2} = 1135,6 \text{ МВА}$$

$$S_{T1}^{норм} < S_{доп}^{норм}$$

$$349,7 \text{ МВА} < 1260 \text{ МВА}$$

$$S_{T1}^{пред} < S_{доп}^{ав}$$

$$1135,6 \text{ МВА} < 1638 \text{ МВА}$$

На рисунке 5 представлены результаты расчета по ветвям нормального режима с АРВ ПД (ремонтная схема), а на рисунке 6 – результаты расчета по ветвям предельного режима с АРВ ПД (ремонтная схема).

Название Ni	Название Nj	Ni	Nj	Np	Название	Ui	Pij	Qij	Iij	Ppi	Qpi	Uj	Pji	Qji	Iji
		2	1			326,5	436,5	-81,5	0,79			110,0	-435,2	110,0	2,36
		2	3			326,5	-207,8	36,5	0,37			323,3	211,3	-67,7	0,40
		2	7			326,5	-228,8	44,9	0,41			324,9	232,9	-65,9	0,43
		3	4			323,3	105,5	101,1	0,26			9,9	-104,7	-84,0	7,79
		3	5			323,3	-345,3	5,2	0,62			326,7	349,6	-4,8	0,62
		3	7			323,3	28,5	-38,7	0,09			324,9	-28,0	-1,8	0,05
		5	6			326,7	-349,6	4,8	0,62			15,6	350,6	11,2	12,97
		7	8			324,9	-298,9	-5,6	0,53			19,9	299,8	35,0	8,78
		9	8			21,1	300,0	113,6	8,78			19,9	-299,8	-35,0	8,78
		10	6			16,8	440,0	192,2	16,50			15,6	-439,2	-78,6	16,50

Рисунок 5 – Результаты расчета по ветвям нормального режима с АРВ ПД (ремонтная схема)

Название Ni	Название Nj	Ni	Nj	Np	Название	Ui	Pij	Qij	Iij	Ppi	Qpi	Uj	Pji	Qji	Iji	Ppj
		2	1			301,5	819,1	-618,8	1,97			110,0	-814,9	776,3	5,91	
		2	3			301,5	-439,4	381,6	1,11			260,1	467,0	-234,3	1,16	
		2	7			301,5	-379,7	237,1	0,86			283,2	395,9	-182,8	0,89	
		3	4			260,1	93,5	86,5	0,28			7,8	-92,7	-67,4	8,47	
		3	5			260,1	-752,3	340,4	1,83			247,4	789,3	-48,7	1,85	
		3	7			260,1	191,8	-192,6	0,60			283,2	-184,5	202,7	0,56	
		5	6			247,4	-789,3	48,7	1,85			11,9	791,7	60,9	38,67	
		7	8			283,2	-298,7	-84,4	0,63			17,9	299,7	125,4	10,46	
		9	8			21,1	300,0	237,0	10,46			17,9	-299,7	-125,4	10,46	
		10	6			16,8	875,1	884,9	42,77			11,9	-869,6	-122,1	42,77	

Рисунок 6 – Результаты расчета по ветвям аварийного режима с АРВ ПД (ремонтная схема)

Из рисунков 5 и 6 находим значения активной и реактивной мощностей для трансформатора Т1:

$$P_{T1(ав)}^{норм} = 349,6 \text{ МВт}; \quad Q_{T1(ав)}^{норм} = 4,8 \text{ Мвар};$$

$$P_{T1(ав)}^{пред} = 789,3 \text{ МВт}; \quad Q_{T1(ав)}^{пред} = 48,7 \text{ Мвар}.$$

Далее находим значение полной мощности Т1 для нормального и предельного режимов:

$$S_{T1(ав)}^{норм} = \sqrt{(P_{T1(ав)}^{норм})^2 + (Q_{T1(ав)}^{норм})^2} = \sqrt{349,6^2 + 4,8^2} = 349,6 \text{ МВА}$$

$$S_{T1(ав)}^{пред} = \sqrt{(P_{T1(ав)}^{пред})^2 + (Q_{T1(ав)}^{пред})^2} = \sqrt{789,3^2 + 48,7^2} = 790,8 \text{ МВА}$$

$$S_{T1(ав)}^{норм} < S_{дон}^{ав}$$

$$349,6 \text{ МВА} < 1638 \text{ МВА}$$

$$S_{T1(ав)}^{пред} < S_{дон}^{ав}$$

$$790,8 \text{ МВА} < 1638 \text{ МВА}$$

Из полученных расчетов можно сделать вывод о том, что перегрузки трансформаторов не превышают допустимых значений.

Ограничения по реактивной мощности генераторов

Величина вырабатываемой реактивной мощности определяется номинальной величиной $\cos\varphi$, которая для отечественных генераторов обычно составляет 0,8...0,9.

Определим максимальную реактивную мощность для генератора ТГВ-300-2УЗ с $S_{max}=367 \text{ МВА}$ и $\cos\varphi=0,85$. Данные взяты из [1]:

$$Q_{max} = S_{max} \cdot \sin\varphi = 367 \cdot 0,5268 = 193,336 \text{ Мвар}.$$

Минимальная реактивная мощность приближенно находится из условия:

$$Q_{min} = -0,4 \cdot Q_{max}$$

$$Q_{min} = -0,4 \cdot 193,336 = -77,334 \text{ Мвар}.$$

Название Ni	Название Nj	Ni	Nj	Np	Название Ui	Pij	Qij	Iij	Ppi	Qpi	Uj	Pji	Qji	Iji
		2	1		329,0	441,8	-19,6	0,78			110,0	-440,4	47,6	2,32
		2	3		329,0	-68,7	-0,5	0,12			326,9	69,4	-50,3	0,15
		2	5		329,0	-229,8	1,1	0,40			330,0	231,4	-22,3	0,41
		2	7		329,0	-143,3	19,0	0,25			327,9	145,1	-53,1	0,27
		3	4		326,9	106,2	103,4	0,26			10,1	-105,4	-86,1	7,81
		3	5		326,9	-117,1	-34,9	0,22			330,0	117,8	3,4	0,21
		3	7		326,9	-58,6	-18,2	0,11			327,9	59,2	-22,2	0,11
		5	6		330,0	-349,2	18,8	0,61			15,7	350,1	-3,0	12,84
		7	8		327,9	-298,9	1,1	0,53			20,0	299,8	27,8	8,70
		9	8		21,1	300,0	105,0	8,70			20,0	-299,8	-27,8	8,70
		10	6		16,8	440,0	175,9	16,28			15,7	-439,2	-65,3	16,28

Рисунок 7 – Результаты расчета по ветвям нормального режима с АРВ ПД

Название Ni	Название Nj	Ni	Nj	Np	Название Ui	Pij	Qij	Iij	Ppi	Qpi	Uj	Pji	Qji	Iji
		2	1		306,6	853,7	-510,3	1,87			110,0	-849,9	653,7	5,63
		2	3		306,6	-154,4	102,2	0,35			291,8	157,6	-126,4	0,40
		2	5		306,6	-306,6	38,2	0,58			305,6	309,7	-38,0	0,59
		2	7		306,6	-392,8	369,9	1,02			273,3	415,5	-279,1	1,06
		3	4		291,8	99,3	87,0	0,26			8,9	-98,5	-70,2	7,81
		3	5		291,8	-41,7	-140,1	0,29			305,6	42,6	117,1	0,24
		3	7		291,8	-215,2	179,5	0,55			273,3	222,4	-172,7	0,59
		5	6		305,6	-352,3	-79,1	0,68			14,7	353,3	97,3	14,35
		7	8		273,3	-723,7	387,9	1,73			14,8	729,4	-88,2	28,62
		9	8		21,1	731,9	747,0	28,62			14,8	-729,4	88,2	28,62
		10	6		16,8	440,0	300,0	18,30			14,7	-439,0	-160,3	18,30

Рисунок 8 – Результаты расчета по ветвям предельного режима с АРВ ПД

Из рисунков 7 и 8 можно сделать вывод о том, что минимальная и максимальная реактивные мощности генераторов для нормального режима находятся в допустимых пределах, а в для предельного – нет.

Снизим предел передаваемой мощности до значения, при котором максимальная и минимальная реактивные мощности генератора находятся в допустимых пределах. Результаты, полученные при снижении предела передаваемой мощности, покажем на рисунках 9 и 10.

Название Ni	Название Nj	Ni	Nj	Np	Название Ui	Pij	Qij	Iij	Ppi	Qpi	Uj	Pji	Qji	Iji
		2	1		326,0	589,2	-87,8	1,05			110,0	-587,4	136,0	3,16
		2	3		326,0	-99,3	13,6	0,18			322,7	100,5	-60,4	0,21
		2	5		326,0	-254,8	6,2	0,45			326,9	256,7	-22,9	0,46
		2	7		326,0	-235,0	68,0	0,43			322,0	239,6	-86,2	0,46
		3	4		322,7	105,4	100,7	0,26			9,9	-104,5	-83,6	7,78
		3	5		322,7	-92,3	-49,3	0,19			326,9	92,8	17,5	0,17
		3	7		322,7	-113,5	9,0	0,20			322,0	114,8	-44,4	0,22
		5	6		326,9	-349,6	5,4	0,62			15,6	350,5	10,6	12,97
		7	8		322,0	-448,0	58,3	0,81			19,4	449,5	8,3	13,37
		9	8		21,1	450,0	190,7	13,37			19,4	-449,5	-8,3	13,37
		10	6		16,8	440,0	191,5	16,49			15,6	-439,2	-78,1	16,49

Рисунок 9 – Результаты снижения предела передаваемой мощности

Название Ni	Название Nj	Ni	Nj	Np	Название Ui	Pij	Qij	Iij	Ppi	Qpi	Uj	Pji	Qji	Iji
		2	1		331,3	143,1	31,6	0,26			110,0	-142,2	-25,0	0,76
		2	3		331,3	-6,7	-10,8	0,02			329,1	7,1	-42,9	0,08
		2	5		331,3	-180,9	-3,5	0,32			331,9	181,9	-23,9	0,32
		2	7		331,3	44,5	-17,3	0,08			329,9	-43,9	-24,5	0,09
		3	4		329,1	106,7	104,8	0,26			10,1	-105,8	-87,5	7,83
		3	5		329,1	-165,8	-24,7	0,29			331,9	167,0	-3,4	0,29
		3	7		329,1	52,0	-37,3	0,11			329,9	-51,4	-3,9	0,09
		5	6		331,9	-348,9	27,4	0,61			15,8	349,9	-11,6	12,77
		7	8		329,9	0,3	-46,6	0,08			20,3	-0,0	48,8	1,39
		9	8		21,1	0,0	50,7	1,39			20,3	0,0	-48,8	1,39
		10	6		16,8	440,0	166,1	16,16			15,8	-439,2	-57,1	16,16

Рисунок 10 – Параметры режима при $P_g = 0$

Литература

1. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989.

УДК 621.311

РАСЧЕТ ДИНАМИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ ПРИ НЕСИММЕТРИЧНЫХ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЯХ

Бухтик Е.П.

Научный руководитель – м.т.н., старший преподаватель Волков А.А.

Расчет динамической устойчивости электроэнергетической системы выполним с помощью программы Mustang. В общем случае схема замещения системы при любом виде короткого замыкания (КЗ) при расчете динамической устойчивости отличается от схемы нормального режима работы системы лишь тем, что в месте КЗ включается поперечное сопротивление, так называемый аварийный шунт $X_{ш}$. Его значение зависит от вида короткого замыкания [1]:

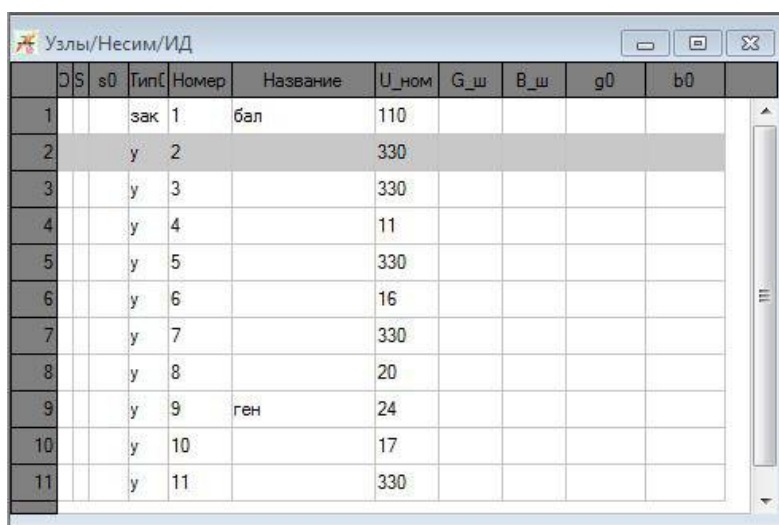
при однофазных КЗ $X_{ш} = X_2 + X_0$;

при двухфазных КЗ $X_{ш} = X_2$;

при двухфазных КЗ на землю $X_{ш} = X_2 \cdot X_0 / (X_2 + X_0)$;

при трехфазных КЗ $X_{ш} = 0$.

Одним из недостатков программы Mustang является то, что она не позволяет найти значение сопротивления аварийного шунта при несимметричных КЗ. Для определения этих значений воспользуемся программой RastrKZ. Исходные данные для нее представляют собой параметры схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательности по узлам (рисунок 1), ветвям (рисунок 2) и генераторам (рисунок 3).



	OS	s0	Тип	Номер	Название	U_ном	G_ш	B_ш	g0	b0
1			зак	1	бал	110				
2			y	2		330				
3			y	3		330				
4			y	4		11				
5			y	5		330				
6			y	6		16				
7			y	7		330				
8			y	8		20				
9			y	9	ген	24				
10			y	10		17				
11			y	11		330				

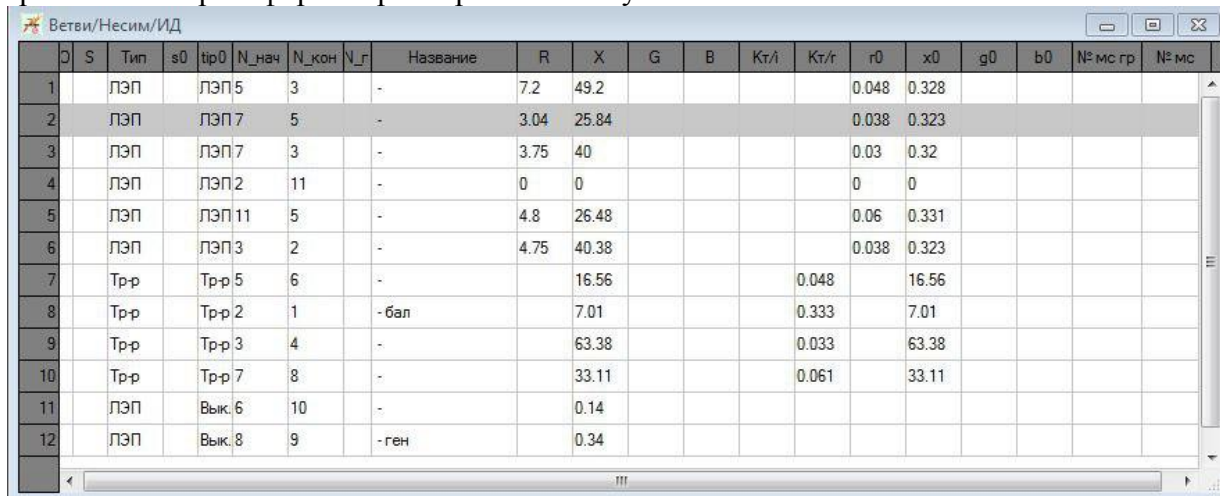
Рисунок 1 – Параметры узлов

Узел 1 – балансирующий. Тип узла обозначает, закорочен ли узел на землю в нулевой последовательности (зак – представляет собой землю в нулевой последовательности, y – представляет собой узел в нулевой последовательности). Для сравнения определим значения аварийных шунтов в узле 2 и на линии Л4 вблизи узла 2. Для этого в программе RastrKZ зададим новый узел 11, который и будет моделировать точку вблизи узла 2.

В ветвях активные и реактивные сопротивления линий и трансформаторов переносятся из программы Mustang без изменений. Но следует учесть, что коэффициенты трансформации должны быть меньше единицы (в отличие от Mustang). Для этого коэффициент трансформации может быть найден как:

$$k_T = \frac{U_{ин}}{U_{вн}}$$

Так как мы задаем вспомогательный узел 11, то необходимо задать и новые ветви 2-11 и 11-5. Активные и реактивные сопротивления в ветви 2-11 принимаем равные 0,0001, а в ветви 11-5 они остаются такими же, как и в программе Mustang для ветви 2-5. Активные сопротивления трансформаторов в расчетах не учитываются.



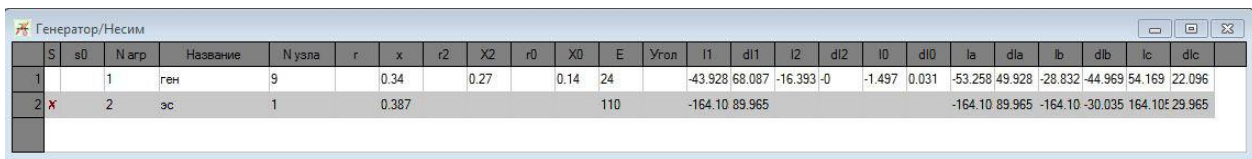
№	S	Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	N_г	Название	R	X	G	B	Kт/г	Kт/г	r0	x0	g0	b0	№ мс гр	№ мс
1		ЛЭП		ЛЭП 5	3		-		7.2	49.2					0.048	0.328				
2		ЛЭП		ЛЭП 7	5		-		3.04	25.84					0.038	0.323				
3		ЛЭП		ЛЭП 7	3		-		3.75	40					0.03	0.32				
4		ЛЭП		ЛЭП 2	11		-		0	0					0	0				
5		ЛЭП		ЛЭП 11	5		-		4.8	26.48					0.06	0.331				
6		ЛЭП		ЛЭП 3	2		-		4.75	40.38					0.038	0.323				
7		Тр-р		Тр-р 5	6		-			16.56				0.048		16.56				
8		Тр-р		Тр-р 2	1		- бал			7.01				0.333		7.01				
9		Тр-р		Тр-р 3	4		-			63.38				0.033		63.38				
10		Тр-р		Тр-р 7	8		-			33.11				0.061		33.11				
11		ЛЭП		Вык. 6	10		-			0.14										
12		ЛЭП		Вык. 8	9		- ген			0.34										

Рисунок 2 – Параметры ветвей

При задании сопротивления нулевой последовательности генераторов можно воспользоваться формулой:

$$X_0 = (0,15 - 0,6) X_2,$$

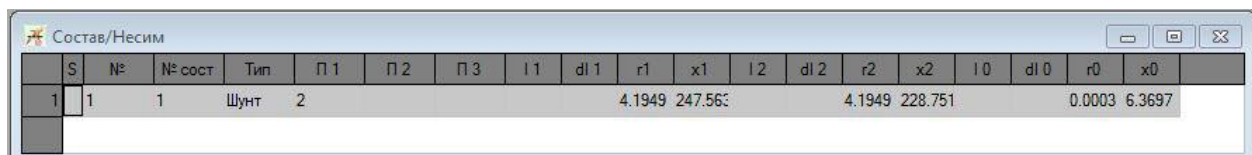
$$X_0 = 0,5 \cdot 0,27 = 0,14 \text{ Ом.}$$



S	s0	Нагр	Название	Узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E	Угол	I1	dI1	I2	dI2	I0	dI0	Ia	dIa	Ib	dIb	Ic	dIc
1		1	ген	9		0.34		0.27	0.14	24			-43.928	68.087	-16.393	-0	-1.497	0.031	-53.258	49.928	-28.832	-44.969	54.169	22.096
2	x	2	эс	1		0.387				110			-164.10	89.965					-164.10	89.965	-164.10	-30.035	164.10	29.965

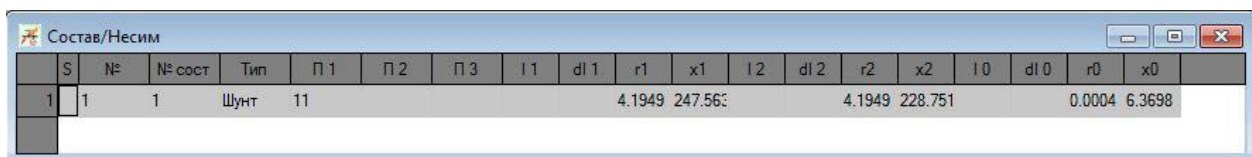
Рисунок 3 – Параметры генераторов

После того как мы задали все параметры по узлам, ветвям и генераторам, задаем состав несимметрии и запускаем расчет, как показано на рисунках ниже. Для задания несимметрии необходимо в графе «Тип» указать необходимый для нас расчет. Мы выбираем «Шунт» и «1ф».



S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I1	dI1	r1	x1	I2	dI2	r2	x2	I0	dI0	r0	x0
1	1	1	Шунт	2					4.1949	247.563			4.1949	228.751			0.0003	6.3697

Рисунок 4– Расчет шунта относительно узла 2



S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I1	dI1	r1	x1	I2	dI2	r2	x2	I0	dI0	r0	x0
1	1	1	Шунт	11					4.1949	247.563			4.1949	228.751			0.0004	6.3698

Рисунок 5– Расчет шунта относительно узла 11

Состав/Несим																			
S	Nº	Nº сост	Тип	П 1	П 2	П 3	l 1	d l 1	r 1	x 1	l 2	d l 2	r 2	x 2	l 0	d l 0	r 0	x 0	
1	1	1	1ф	2			0.4705	-89			0.4705	-89			0.4705	-89			

Рисунок 6– Расчет однофазного КЗ в узле 2

Состав/Несим																			
S	Nº	Nº сост	Тип	П 1	П 2	П 3	l 1	d l 1	r 1	x 1	l 2	d l 2	r 2	x 2	l 0	d l 0	r 0	x 0	
1	1	1	1ф	11			0.4705	-89			0.4705	-89			0.4705	-89			

Рисунок 7– Расчет однофазного КЗ в узле 11

Таким образом, при КЗ на линии электропередачи вблизи начала или конца данной линии нет необходимости в задании вспомогательного узла – значения аварийного шунта и тока при однофазном КЗ в узле 2 и 11 получились одинаковыми.

Заносим данные по автоматике в программу Mustang с сопротивлением шунта $4,1949 + j 247,56$, рассчитанным в RastrKZ. Значение активного сопротивления шунта заносится в графу «Парам2», а реактивного – в графу «Парам3» (рисунок 8).

Mustang - [Автоматика]												
Файлы УР Дин.-данные Дин.-результаты Утяжеление Прочие функции Установки Окна ?												
Справка												
Стандартные АЛАР Программируемые												
Пояснение	N	Логика	Фактор	Ni	Nj	Np	Уставка	T1	Кв	Zk1	Zk2	
			Действие	Ni	Nj	Np	Парам1	Парам2	Парам3			
			Время									
			Шунт	2				4,149	247,560			
			Отключить связь	2	5							
			Шунт	2				-4,149	-247,56			

Рисунок 8 – Данные по автоматике

Выполняем расчет динамической устойчивости. На рисунке 9 представлены зависимости относительных углов генераторов в рассматриваемой системе. Так как колебания носят затухающий характер, то можно сделать заключение о том, что при однофазном коротком замыкании на линии 2-5 вблизи узла 2 динамическая устойчивость сохраняется если время отключения поврежденной линии составляет 0,43 с.

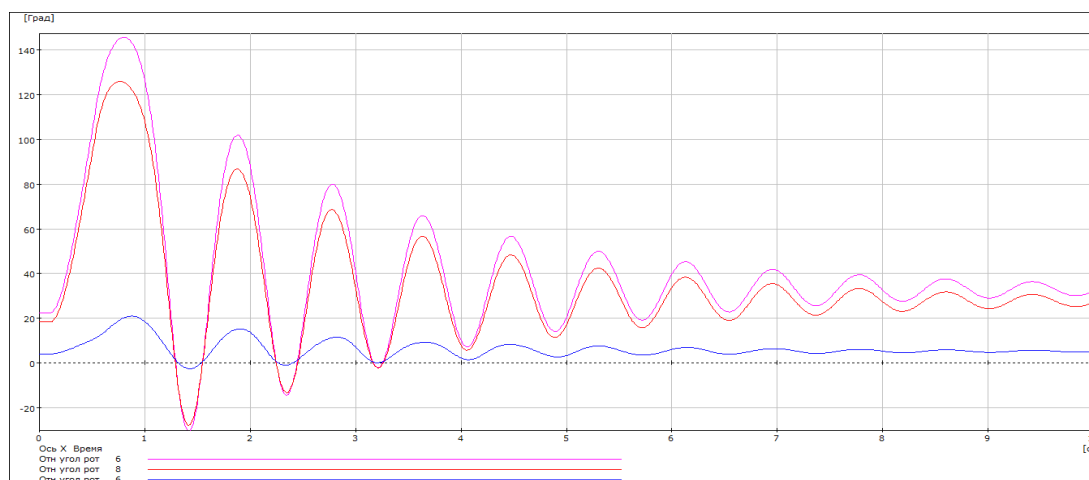


Рисунок 9 – Относительные углы генераторов

Литература

1. Калентионик Е.В. Устойчивость электроэнергетических систем: учебное пособие / Е.В. Калентионик. - Минск: Техноперспектива, 2008. – 375 с.

УДК 621.311

ПОВЫШЕНИЕ ДИНАМИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ ПУТЁМ ПРИМЕНЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ТОРМОЖЕНИЯ ГЕНЕРАТОРОВ

Халецкая Е.В.

Научный руководитель – м.т.н., старший преподаватель Волков А.А.

Динамическую устойчивость генераторов при коротких замыканиях (КЗ) можно повысить путём кратковременного автоматического включения в цепь генераторов специальных нагрузочных активных сопротивлений (НАС), увеличивающих тормозной электромагнитный момент.

Нагрузочные сопротивления можно включать последовательно в нейтраль на выходе генераторов, причём в нормальных режимах они закорачиваются специальными выключателями (рисунок 1). При КЗ эти выключатели отключаются и НАС оказывается включёнными в цепь генератора. Это приводит к повышению электрической мощности генератора за счёт протекания в НАС токов КЗ. После отключения КЗ ток в обмотке статора генератора уменьшается, что приводит к значительному снижению тормозящего действия нагрузочных сопротивлений. Поскольку включить НАС во время КЗ при малых временах его отключения практически невозможно, то наиболее эффективно включение активных сопротивлений параллельно генераторам или повышающим трансформатором электростанций. В этом случае активные сопротивления нагружают генератор в основном после отключения КЗ.

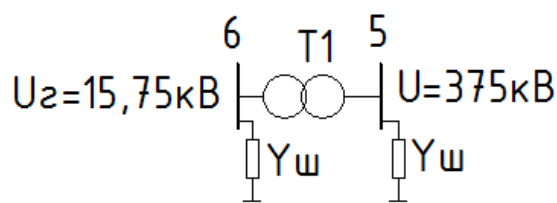


Рисунок 1 – Схема включения НАС в цепь генератора

Следует обратить внимание на важность момента отключения нагрузочных сопротивлений. При большом времени включенного состояния нагрузочных сопротивлений нарушение устойчивости может произойти после их отключений, во втором цикле качаний, вследствие перетормаживания генераторов. Это является одним из недостатков такого мероприятия по повышению устойчивости.

Изначально исследуем влияние НАС на предельное время отключения токов короткого замыкания при различных значениях мощности $P_{ген}$.

Расчёт параметров НАС ведётся исходя из заданной мощности исследуемого генератора. Пусть $P_{ш} = 0,5 \cdot P_{ген} = 0,5 \cdot 200 = 100$ МВт. Тогда проводимость:

$$Y_{ш} = \frac{P_{ш}}{U^2} = \frac{100}{15,75^2} = 0,403124 \text{ См} = 403124 \text{ мкСм}.$$

Далее, используя программу MUSTANG, смоделируем процесс включения НАС в цепь исследуемого генератора и определим предельное время отключения тока КЗ (рисунок 2).

T2	Действие	Ni	Nj	Np	Парам1	Парам2
	Время					
0.100	Шунт	5				0.001
0.373	Отключить связь	5	2			
0.373	Шунт	5				-0.001
0.373	Шунт проводимости	6			403124	
0.623	Шунт проводимости	6			-403124	

Рисунок 2 – Автоматика моделирование процесса включения НАС в цепь генератора

Результаты расчета динамической устойчивости представим на рисунках 3 и 4.

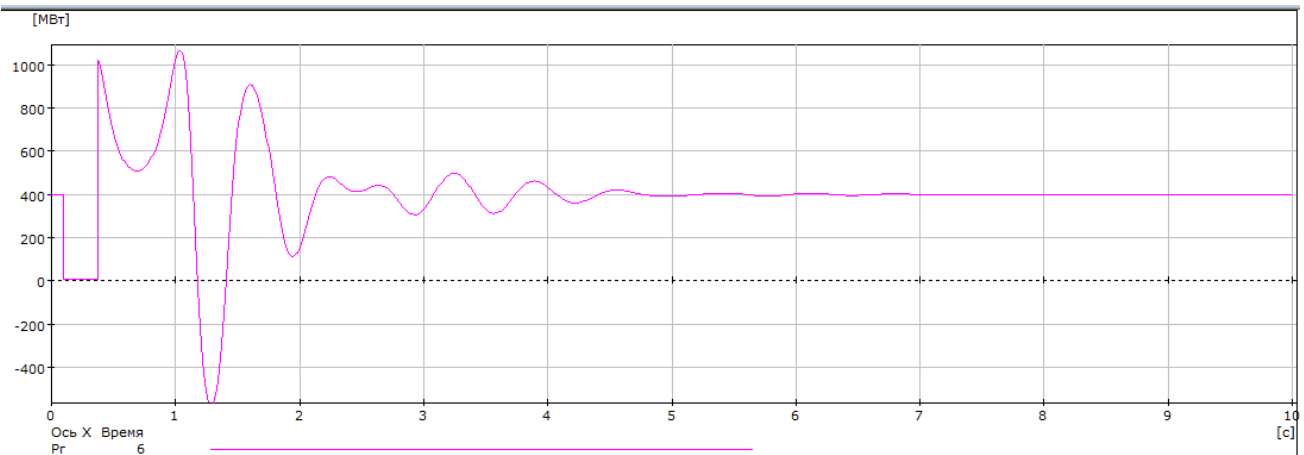


Рисунок 3 – Зависимость мощности станции от времени (устойчивость сохраняется)

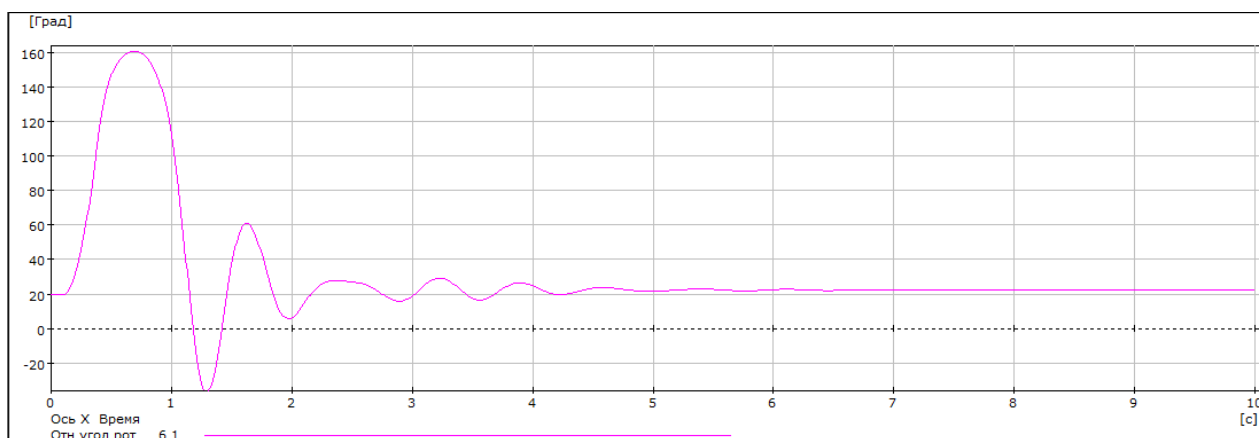


Рисунок 4 – Зависимость угла ротора от времени (устойчивость сохраняется)

Без применения НАС предельное время отключения составило 0,25 с. Таким образом, включение НАС в данном случае эффективно и даёт возможность увеличить динамическую устойчивость электроэнергетической системы.

Далее выполним серию аналогичных расчетов при разных значениях мощности НАС, а также при включении шунта в цепь трансформатора (узел 5).

Пусть $P_{ш} = 0,5 \cdot P_{ген} = 0,5 \cdot 200 = 100$ МВт. Тогда проводимость при включении шунта в узел 5:

$$Y_{ш} = \frac{P_{ш}}{U^2} = \frac{100}{347^2} = 0,000830 \text{ См} = 830 \text{ мкСм}.$$

T2	Действие	Ni	Nj	Nn	Парам1	Парам2
	Время					
0.100	Шунт	5				0.001
0.373	Отключить связь	5	2			
0.373	Шунт	5				-0.001
0.373	Шунт проводимости	5			830.000	
0.623	Шунт проводимости	5			-830.00	

Рисунок 5 – Автоматика моделирование процесса включения НАС в цепь генератора

В результате проведенных расчетов можно сделать вывод о том, что включение в цепь нагрузочных активных сопротивлений эффективно для данной системы, так как во всех

случаях предельное время отключения в обычном режиме меньше, чем предельное время отключения при включении НАС. Однако следуют заметить, что при включении НАС в ветвь трансформатора с увеличением нагрузки генерации у нас снижается предельное время отключения НАС до определённого установившегося значения, а при включении в ветвь генератора НАС предельное время отключения НАС увеличивается до определённого установившегося значения.

Теперь сравним полученные результаты в узлах 5 и 6 и построим зависимость (рисунки 6 и 7) предельного времени отключения от соотношения мощностей НАС и генераторов станции.

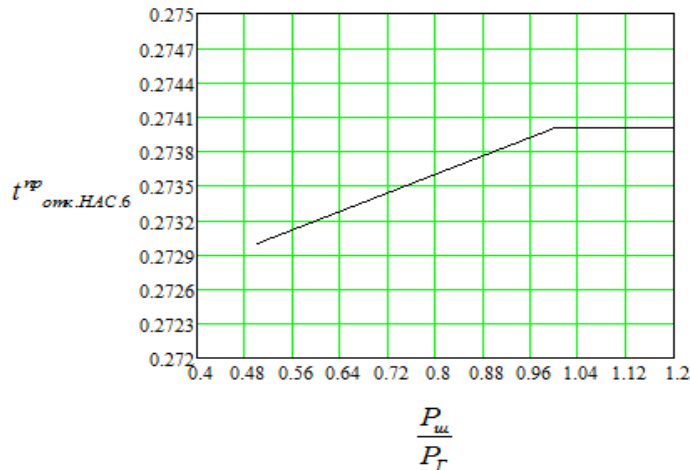


Рисунок 6 – График зависимости предельного времени отключения КЗ от соотношения мощностей НАС в узле 6 и генераторов станции

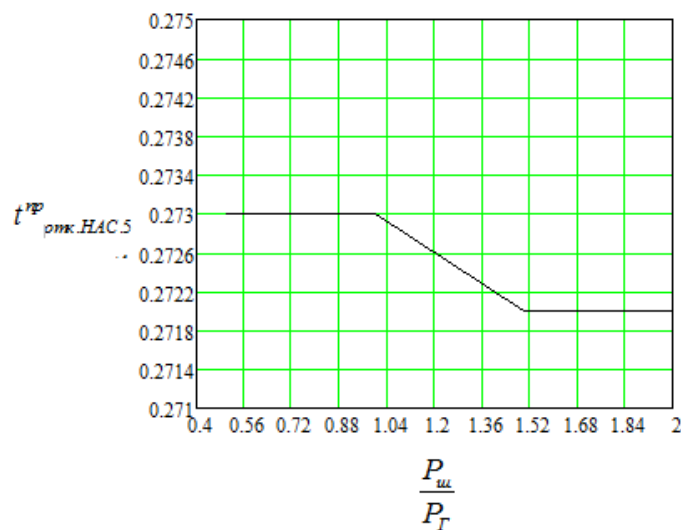


Рисунок 7 – График зависимости предельного времени отключения КЗ от соотношения мощностей НАС в узле 5 и генераторов станции

Литература

1. Калентионик Е.В. Устойчивость электроэнергетических систем: учебное пособие / Е.В. Калентионик. - Минск: Техноперспектива, 2008. – 375 с.

УДК 621.311

ИССЛЕДОВАНИЕ РЕЖИМОВ РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ В ЦЕНТРЕ ПИТАНИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Белько А.И., Янушкевич К.С.

Научный руководитель – м.т.н., старший преподаватель Волков А.А.

Электрическая сеть – совокупность электроустановок, предназначенных для передачи и распределения электроэнергии от электростанции к потребителю. В зависимости от характера потребителя различают следующие способы задания нагрузок:

1) нагрузка задана постоянным сопротивлением шунта $R=const$, $X=const$. В этом случае мощность является квадратичной функцией от напряжения, и эта зависимость имеет вид:

$$P(V)=\frac{V^2}{R}, Q(V)=\frac{V^2}{X};$$

2) нагрузка задана постоянным током $I=const$, тогда мощность является линейной функцией от напряжения:

$$P(V)=VI', Q(V)=VI'';$$

3) нагрузка задана постоянной мощностью $P=const$, $Q=const$, то есть мощность не зависит от напряжения.

Все эти варианты задания нагрузки обобщены в так называемой статической характеристике нагрузки по напряжению (СХН), имеющей вид:

$$P(V) = P_{ном}[a_0 + a_1\left(\frac{V}{V_{ном}}\right) + a_2\left(\frac{V}{V_{ном}}\right)^2]; \quad (1)$$

$$Q(V) = Q_{ном}[b_0 + b_1\left(\frac{V}{V_{ном}}\right) + b_2\left(\frac{V}{V_{ном}}\right)^2], \quad (2)$$

где $a_0, a_1, a_2, b_0, b_1, b_2$ – коэффициенты полинома СХН по активной и реактивной мощности.

Для электрической сети напряжением 6-10 кВ используются следующие СХН:

$$P(V) = P_{ном}[0,83 - 0,3\left(\frac{V}{V_{ном}}\right) + 0,47\left(\frac{V}{V_{ном}}\right)^2]$$

$$Q(V) = Q_{ном} \begin{cases} \left[4,9 - 10,1\left(\frac{V}{V_{ном}}\right) + 6,2\left(\frac{V}{V_{ном}}\right)^2 \right] & \text{если } 0,815 \leq \left(\frac{V}{V_{ном}}\right) \leq 1,2 \\ \left[0,657 + 0,158\left(\frac{V}{V_{ном}}\right) \right] & \text{если } \left(\frac{V}{V_{ном}}\right) < 0,815 \\ 1,708 & \text{если } \left(\frac{V}{V_{ном}}\right) > 1,2 \end{cases}$$

Благодаря этим характеристикам, можно более точно рассчитать режим сети и определить требуемый диапазон регулирования напряжения.

В качестве основного показателя качества электроэнергии выступает такой показатель как отклонение напряжения. Для обеспечения потребителей электроэнергией требуемого качества необходимо, чтобы отклонение напряжения соответствовало допустимым значениям. На это влияет напряжение в центре питания (ЦП). Согласно ПУЭ, регулирование напряжения должно осуществляться таким образом, чтобы напряжения в ЦП в режиме наибольших нагрузок было не менее $1,05U_{ном}$, а в режиме наименьших нагрузок – не более $1,0U_{ном}$. Для обеспечения таких уровней напряжения на трансформаторах 110/6 (10) кВ используются устройства регулирования под нагрузкой (РПН).

В данной работе за основу была взята схема распределительной сети 10 кВ, содержащий 5 трансформаторных подстанций (ТП), мощностью по 250 кВ·А каждый, а на ПС установлен трансформатор 110/10 кВ мощностью 2,5 МВ·А с диапазоном регулирования $\pm 9 \times 1,78\%$ (рисунок 1).

Предварительно рассчитав сопротивления линий и трансформаторов, а также учитывая СХН и потери на холостой ход трансформаторов, был произведён расчёт режима при нулевом ответвлении трансформатора 110/10 кВ. После этого, изменяя напряжение на

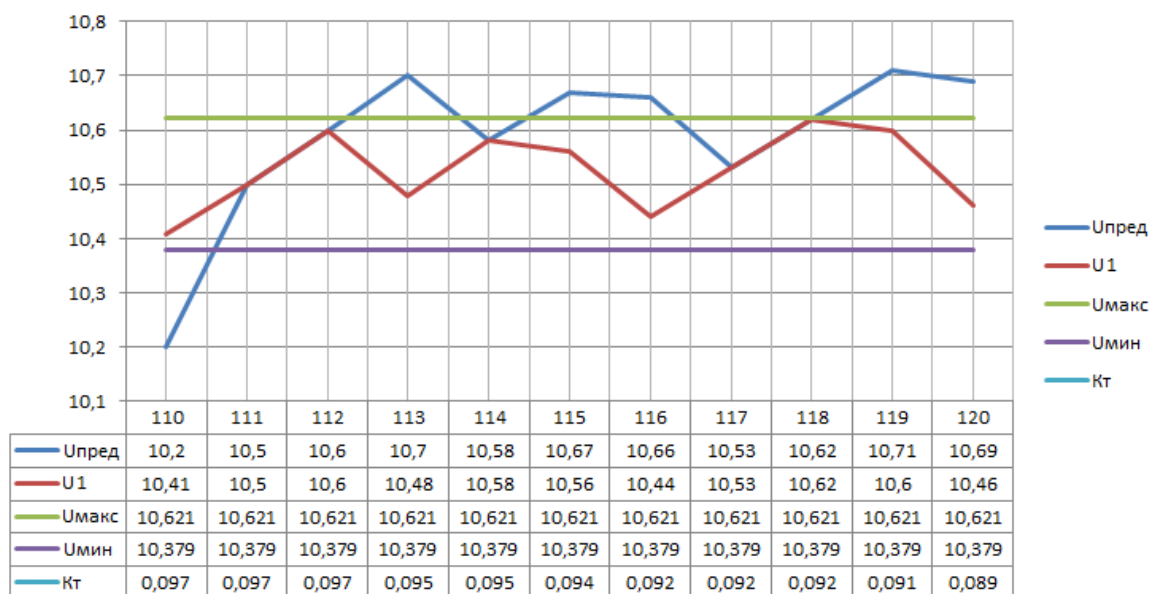


Рисунок 3 – Зависимость напряжения в ЦП от напряжения на высшей стороне трансформатора с учётом ограничений по зоне нечувствительности

Литература

1. Федин В.Т., Фурсанов М.И.. Выбор режимов регулирования напряжения в распределительной электрической сети: учебно-методическое пособие к курсовому проекту по дисциплине «Оперативное управление в энергосистемах» - Минск: Технопринт, 2002.
2. Поспелов Г.Е., Федин В.Т., Лычёв П.В. Электрические системы и сети. Минск: Технопринт, 2004.