

Министерство образования Республики Беларусь
Белорусский национальный технический университет
Энергетический факультет

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ



**Материалы 75 – й
научно – технической
конференции студентов
и аспирантов**

Секция
**ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ
СИСТЕМЫ И СЕТИ**

Электронный учебный материал

Минск 2019

УДК 621.311
ББК 31 я 43
А 43

Рецензент

Доцент кафедры автоматизированных систем управления производством
УО «Белорусский государственный аграрный технический университет»,
кандидат технических наук, доцент И.П. Матвеевко

Составитель Жуковская Т.Е.

В сборник включены материалы 75 – й научно-технической конференции
студентов и аспирантов БНТУ «Актуальные проблемы энергетики»
(апрель 2019 г.) Секция «Электроэнергетические системы и сети».

Белорусский национальный технический университет.
Энергетический факультет.
пр - т Независимости, 65/2, г. Минск, Республика Беларусь
Тел.: (017) 292-42-32 Факс: 292-71-73
E-mail: ef@bntu.by
<http://www.bntu.by/ef.html>
Регистрационный № БНТУ/ЭФ39 - 90.2019

ОГЛАВЛЕНИЕ

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА МОЩНОСТИ ГЕНЕРАТОРА НА СТАТИЧЕСКУЮ УСТОЙЧИВОСТЬ	8
Цудило Н.Ю.	8
Научный руководитель – к.т.н., доцент Старжинский А.Л.	8
ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ СХЕМЫ ПЕРВИЧНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ПС «ПОСТАВЫ-330»	13
Флерко М.В.	13
Научный руководитель – к.т.н., доцент Старжинский А. Л.	13
ИССЛЕДОВАНИЕ С ПОМОЩЬЮ ПАКЕТА MATLAB/SIMULINK ВЛИЯНИЯ УСТРОЙСТВА ПРОДОЛЬНОЙ ЁМКОСТНОЙ КОМПЕНСАЦИИ НА УСТОЙЧИВОСТЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ	16
Фирсов Э. А.	16
Научный руководитель – к. т. н., доцент Старжинский А. Л.	16
ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ АРВ ГЕНЕРАТОРА НА СТАТИЧЕСКУЮ УСТОЙЧИВОСТЬ	23
Филипченко В.С., Бертош Е.Э.	23
Научный руководитель — к.т.н., доцент Старжинский А.Л.	23
СРАВНЕНИЕ ОДНОЦЕПНЫХ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ 220 КВ С КОАКСИАЛЬНЫМ ДВУХСЕГМЕНТНЫМ И ЧЕТЫРЕХСЕГМЕНТНЫМ РАСПОЛОЖЕНИЕМ ФАЗ	27
Зайцев П.А.	27
Научный руководитель – к.т.н., доцент Старжинский А.Л.	27
РАСЧЕТ КОМПАКТНОЙ ЛИНИИ ПЕРЕДАЧ «ПСКОВСКАЯ ГРЭС – НОВОСОКОЛЬНИКИ» В ПРОГРАММЕ PARM	32
Гославский П.С.	32
Научный руководитель – к.т.н., доцент Старжинский А.Л.	32
ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ГЛАВНОЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ТЭЦ-5	35
Голуб Я.В., Чумаченко М.А.	35
Научный руководитель – к.т.н., доцент Старжинский А. Л.	35
РАСЧЕТ НАДЕЖНОСТИ ГЛАВНОЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ АЭС-6000 МВт	39
Голета Д.А.	39
Научный руководитель – к.т.н., доцент Старжинский А.Л.	39
ПОКАЗАТЕЛИ НАДЕЖНОСТИ СХЕМЫ РОСТОВСКОЙ АЭС	44
Вольнец А.В., Рабцевич В.С.	44
Научный руководитель – к.т.н., доцент Старжинский А.Л.	44
СРАВНЕНИЕ ПОДСТАНЦИЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 330 КВ С ДВУМЯ И ТРЕМЯ СИЛОВЫМИ АВТОТРАНСФОРМАТОРАМИ	48
Веракса Р.В., Качан П.С.	48
Научный руководитель – к.т.н., доцент Старжинский А.Л.	48
ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ГЛАВНОЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ПС «БЕЛОРУССКАЯ»	52
Бурчик С.Ю.	52
Научный руководитель – к.т.н., доцент Старжинский А.Л.	52
РАСЧЕТ НАДЕЖНОСТИ ГЛАВНОЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ АЭС-880 МВт	56
Бондарева А.С.	56
Научный руководитель – к.т.н., доцент Старжинский А.Л.	56
ОСНОВНЫЕ КОНСТРУКТИВНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ	61
Смертьева И.В., Желукевич Д.О., Бернат П.А.	61
Научный руководитель – ст. преп. Петрашевич Н.С.	61

НАЗНАЧЕНИЕ И ОСНОВНЫЕ ВИДЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ПОДСТАНЦИЙ	66
Мензелев А. С., Драневский Д. В., Хохолко А. А.	66
Научный руководитель – ст. преп. Петрашевич Н.С.	66
РАЗРУШАЮЩИЕ И НЕРАЗРУШАЮЩИЕ МЕТОДЫ ДИАГНОСТИКИ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 6-10 КВ	69
Стелькин Ф.В.	69
Научный руководитель – д.т.н., профессор Короткевич М.А.	69
РАЗРАБОТКА РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО СНИЖЕНИЮ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ	72
Панасюк А.С.	72
Научный руководитель – к.т.н., доцент Прокопенко В.Г.	72
МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПОВЫШЕНИЮ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ СЕТИ	76
Мячин А.В.	76
Научный руководитель – к.т.н., доцент Прокопенко В.Г.	76
СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ	80
Самцова Н.Ю.	80
Научный руководитель – старший преподаватель Макаревич В.В.	80
ОБСЛУЖИВАНИЕ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ	83
Кецко Р.А.	83
Научный руководитель – старший преподаватель Макаревич В.В.	83
ИСТОРИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ПЕРЕДАЧИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ДАЛЬНИЕ РАССТОЯНИЯ	90
Научный руководитель – ст. пр. Макаревич В.В.	90
ИДЕНТИФИКАЦИЯ И ДИАГНОСТИКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ЦЕПЕЙ	98
Макаревич В.Н.	98
Научный руководитель – ст. пр. Макаревич В.В.	98
ОСВЕЩЕНИЕ ЕСТЕСТВЕННЫМ СОЛНЕЧНЫМ СВЕТОМ ВНУТРЕННИХ ПОМЕЩЕНИЙ ЗДАНИЙ С ПОМОЩЬЮ СВЕТОВОЙ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ ЛОВУШКИ	105
Скурат Д.А.	105
Научный руководитель – д.т.н, проф. Фурсанов М. И.	105
ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕПЛОВЫХ НАСОСОВ В СИСТЕМЕ ОТОПЛЕНИЯ И ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ	107
Панфило М.И.	107
Научный руководитель – д.т.н., профессор Фурсанов М.И.	107
ПОДКЛЮЧЕНИЕ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНО ПРИСОЕДИНЕННЫХ АКТИВНЫХ НАГРУЗОЧНЫХ СОПРОТИВЛЕНИЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ И КАЧЕСТВА ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ	109
Гославский П.С.	109
Научный руководитель – д.т.н, проф. Фурсанов М.И.	109
ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ГЕНЕРИРУЮЩИХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ	111
Кудин Р.В.	111
Научный руководитель — д.т.н., профессор Фурсанов М.И.	111
ВОЗМОЖНОСТИ RASTRWIN	113
Воротилкин С.Ю., Монич К.И.	113
Научный руководитель – старший преподаватель, Мышковец Е.В.	113
АВТОМАТИЧЕСКИЙ РЕГУЛЯТОР ВОЗБУЖДЕНИЯ	116
Мензелев А.С., Драневский Д.В.	116
Научный руководитель – старший преподаватель Мышковец Е.В.	116
УСТРОЙСТВА РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ ПОД НАГРУЗКОЙ ТРАНСФОРМАТОРА	120
Острейко А.В., Бруцкий-Стемповский Н.А.	120
Научный руководитель – старший преподаватель Мышковец Е.В.	120

ПЕРСПЕКТИВЫ SMART GRID	125
Науменко В.И., Никитин Е.А.	125
Научный руководитель – старший преподаватель Мышковец Е.В.	125
СОВРЕМЕННЫЕ ВИДЫ ИЗОЛЯЦИИ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ КАБЕЛЕЙ: СРАВНЕНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ	128
Сидорова Д.Г., Ковтун Г.К.	128
Научный руководитель: Мышковец Е.В.	128
СИСТЕМЫ ОХЛАЖДЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ, ИХ КЛАССИФИКАЦИЯ И УСТРОЙСТВО	132
Рogaцевич В.Р., Бернат П.А.	132
Научный руководитель – старший преподаватель Мышковец Е.В.	132
ЖИЗНЕННЫЙ ЦИКЛ КАБЕЛЬНОЙ ЛИНИИ	135
Гоманова В.А., Григорчук А.А.	135
Научный руководитель – старший преподаватель Мышковец Е.В.	135
ИСПОЛЬЗОВАНИЕ БПЛА ВЕРТИКАЛЬНОГО ВЗЛЕТА И ПОСАДКИ С ТЕПЛОВИЗИОННОЙ СИСТЕМОЙ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ НАРУЖНОЙ ТЕПЛОВИЗИОННОЙ СЪЕМКИ	140
Касперович А.А.	140
Научный руководитель – к.т.н., доц. Новиков С.О.	140
УСТРОЙСТВО ДЛЯ УСТАНОВКИ ОПОР ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ	143
Астровский А.Г., Гурков В.В., Курченя Ю.В.	143
Научный руководитель – к.т.н., доц. Новиков С.О.	143
ПОДДЕРЖИВАЮЩИЙ ЗАЖИМ ДЛЯ ПРОВОДОВ ВОЗДУШНОЙ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ	146
Жуков К.А., Швырёв С.С.	146
Научный руководитель – к. т. н., доц. Новиков С. О.	146
ГИБКИЙ ПОВОРОТНЫЙ РОЛИК ДЛЯ ПРОТЯЖКИ КАБЕЛЕЙ	148
Рачкевич В.И.	148
Научный руководитель – к.т.н., доцент Новиков С.О.	148
РЕАКТОРЫ НА БЫСТРЫХ НЕЙТРОНАХ	150
Андреев В.А., Лугачев В.М.	150
Научный руководитель Новиков С.О.	150
КАБЕЛЬНЫЙ КАНАЛ ДЛЯ УКЛАДКИ КАБЕЛЯ ПРИ ПОВОРОТЕ	156
Шелест А.А.	156
Научный руководитель – к.т.н., доцент Новиков С.О.	156
СИСТЕМА МОНИТОРИНГА ТЕМПЕРАТУРЫ И СТРЕЛЫ ПРОВЕСА ФАЗНЫХ ПРОВОДОВ И ГРОЗОЗАЩИТНЫХ ТРОСОВ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ 110- 500КВ	158
Сугак В.С., Шматов Н.А., Панасюк А.С.	158
Научный руководитель – к.т.н., доцент Новиков С.О.	158
ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ КАБЕЛЬ	160
Денисевич Т.А.	160
Научный руководитель – к.т.н., доцент Новиков С.О.	160
УРАВНЕНИЯ УЗЛОВЫХ НАПРЯЖЕНИЙ В ПОЛЯРНОЙ СИСТЕМЕ КООРДИНАТ В ФОРМЕ БАЛАНСА МОЩНОСТЕЙ	163
Смертьева И.В.	163
Научный руководитель – м.т.н., старший преподаватель Волков А.А.	163
ПРИМЕНЕНИЕ КАНОНИЧЕСКИХ НОРМ МАТРИЦ ДЛЯ АНАЛИЗА СХОДИМОСТИ ИТЕРАЦИОННЫХ ПРОЦЕССОВ	167
Бруцкий-Стемпковский Н.А.	167
Научный руководитель - м.т.н., старший преподаватель Волков А.А.	167
РАСЧЕТ РЕЖИМА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ МЕТОДОМ УРАВНЕНИЙ УЗЛОВЫХ НАПРЯЖЕНИЙ В ПРЯМОУГОЛЬНЫХ КООРДИНАТАХ	174
Рogaцевич В.Р.	174
Научный руководитель – м.т.н., старший преподаватель Волков А.А.	174

РАСЧЕТ РЕЖИМА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ МЕТОДОМ НЬЮТОНА С УЧЕТОМ СТАТИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК	180
Мензелеев А. С.	180
Научный руководитель – м.т.н., старший преподаватель Волков А.А.	180
РАСПРЕДЕЛЕННАЯ ГЕНЕРАЦИЯ – ВИРТУАЛЬНЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ	184
Батура Е.А.	184
Научный руководитель – к.т.н., доцент Петруша Ю.С.	184
ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ ПУТЕМ НАХОЖДЕНИЯ ОПТИМАЛЬНЫХ ТОЧЕК РАЗМЫКАНИЯ КАБЕЛЬНОЙ ЛИНИИ 10 КВ	192
Гославский П.С.	192
Научный руководитель – к.т.н, доц. Петруша Ю.С.	192
ГИБРИДНЫЕ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ НА ОСНОВЕ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ	201
Воробьев Г.Г.	201
Научный руководитель - к.т.н., доцент Петруша Ю.С.	201
АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИНЯТИЯ УПРАВЛЕНЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ	208
Горновская Е.Н.	208
Научный руководитель – к.т.н., доцент Петруша Ю.С.	208
СИСТЕМЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ ЭЭС	213
Дятко Ю. А.	213
Научный руководитель – к.т.н., доцент Петруша Ю.С.	213
Рисунок 2 - Пример реализации принципа компенсации возмущения (управления по нагрузке)	215
БАЛАНСЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЛИНИЙ ПРЕДПРИЯТИЯ	218
Зайцев П.А.	218
Научный руководитель – к.т.н., доц. Петруша Ю.С.	218
УПРАВЛЕНИЕ НАГРУЗКОЙ ЭЭС ПЕРЕВОДОМ ГОРОДСКОГО ТРАНСПОРТА НА ЭЛЕКТРОТЯГУ	227
Княжевич Н. А.	227
Научный руководитель – к.т.н, доц. Петруша Ю.С.	227
ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ЭЭС УПРАВЛЕНИЕМ РЕЖИМОВ НАПРЯЖЕНИЯ И БАЛАНСОМ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ	233
Креч А.С.	233
Научный руководитель – к.т.н., доцент Петруша Ю. С.	233
УПРАВЛЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬЮ ХОЛОДИЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ.	237
Кудин Р.В.	237
Научный руководитель — к.т.н., доцент Петруша Ю.С.	237
УПРАВЛЕНИЕ НАГРУЗКОЙ ЭЭС С ПОМОЩЬЮ ЭЛЕКТРОКОТЕЛЬНЫХ: ПОИСК РАЦИОНАЛЬНОГО СООТНОШЕНИЯ ТАРИФОВ НА ТЕПЛО И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ.	244
Мячин А.В.	244
Научный руководитель – к.т.н., доцент Петруша Ю.С.	244
СТРУКТУРА РАСХОДОВ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ ПРИ ПРОИЗВОДСТВЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ	248
Романович Д. Г.	248
Научный руководитель – к.т.н., доцент Петруша Ю.С.	248
СТРУКТУРА ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ И УПРАВЛЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬЮ В МЕТАЛЛУРГИИ.	255
Савицкий А.Ю.	255
Научный руководитель – к.т.н., доцент Петруша Ю.С.	255
СТРУКТУРА КАТЕГОРИИ И ПАРАМЕТРЫ АНАЛИЗА И ОЦЕНКИ НАДЕЖНОСТИ ЭЭС.	267
Сибирцев Е.Ю.	267
Научный руководитель – к.т.н., доцент Петруша Ю.С.	267

ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ	274
Скурат Д.А.	274
Научный руководитель – к.т.н., доцент Петруша Ю.С.	274
ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ЭЭС ТЕХНОЛОГИЯМИ SMART GRID.	280
Тайна К.А.	280
Научный руководитель — к.т.н., доцент Петруша Ю.В.	280
ВНЕДРЕНИЕ ЭЛЕКТРООБОГРЕВА В ЖИЛЫЕ ЗДАНИЯ	287
Харитон С.Г.	287
Научный руководитель – к.т.н., доцент Петруша Ю.С.	287
АСКУЭ КАК ИНСТРУМЕНТ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ЭЭС	292
Астровский А.Г.	292
Научный руководитель – к.т.н., доцент Петруша Ю.С.	292
ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ЭЭС ПРИ РАБОТЕ В ДОЛЖНОСТИ ДИСПЕТЧЕРА ОДС	296
Горовой Д.Д.	296
Научный руководитель – к.т.н., доцент Петруша Ю.С.	296
СТРУКТУРА РАСХОДОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВАНИИ	301
Гурков В.В.	301
Научный руководитель – к.т.н., доц. Петруша Ю.С.	301
ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ЭЭС ОПТИМИЗАЦИЕЙ БАЛАНСА РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ	306
Денисевич Д.А.	306
Научный руководитель – к.т.н., доцент Петруша Ю.С.	306

УДК 621.321

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА МОЩНОСТИ ГЕНЕРАТОРА НА СТАТИЧЕСКУЮ УСТОЙЧИВОСТЬ

Цудило Н.Ю.

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

Статической устойчивостью принято называть способность системы самостоятельно восстанавливать исходный установившийся режим при малых возмущениях или режим близкий к исходному, если возмущение не снято. Для надежного существования режима он должен иметь определенный запас статической устойчивости. Запас статической устойчивости генератора зависит коэффициента мощности генератора.

В данной работе в пакете MATLAB/Simulink смоделирована имитационная модель энергосистемы, выполнена параметризация ее элементов с учетом особенностей схем замещения и их реализации в программе, после чего проведено моделирование и сравнение угловых характеристик активной мощности генератора с различными коэффициентами мощности генератора. Этапы выполнения работы и результаты представлены ниже.

Принципиальная схема замещения имеет следующий вид:

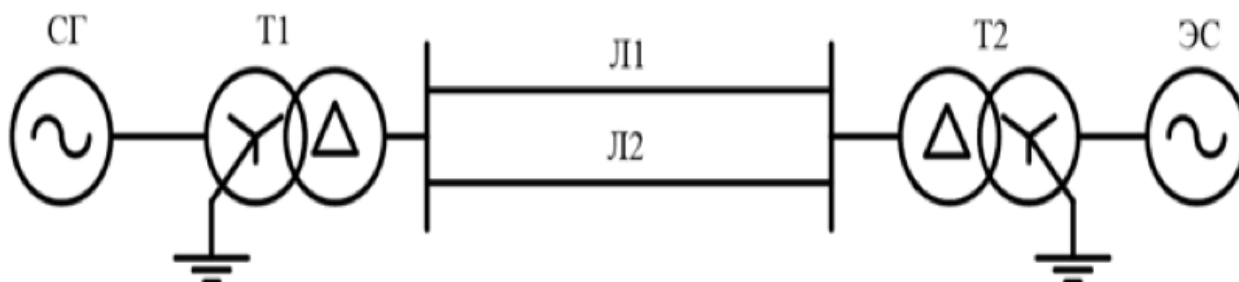


Рисунок 1. Принципиальная схема замещения.

В качестве элементов ЭЭС были выбраны генератор ТГВ-300-2У3, трансформаторы ТДЦ 400000/330-У1, ЛЭП АС 2*240/32. Параметры вышеуказанных элементов представлены ниже [1]:

Таблица 1 — Параметры синхронного генератора «СГ»

Параметр	Значение
Номинальная полная мощность «Pn(VA)»	353 МВА
Номинальное напряжение «Vn(Vrms)»	20 кВ
Частота «fn(Hz)»	50 Гц
Постоянная инерции «H(sec)»	7
Коэффициент демпфирования «Kd(pu_T/pu_W)»	10
Число пар полюсов «р»	1
Активное сопротивление «R(pu)»	0,00128
Индуктивное сопротивление «X(pu)»	2,195

Таблица 2 — Параметры силовых трансформаторов «Т1» и «Т2»

Параметр	Значение	
	«Т1»	«Т2»
Номинальная полная мощность, «Pn(VA)»	400 МВА	400 МВА
Частота, «fn(Hz)»	50 Гц	50 Гц
Параметры стороны ВН		
Схема соединения обмоток	Yg	Δ
Номинальное напряжение, «V2 Ph-Ph(Vrms)»	20 кВ	347 кВ
Активное сопротивление, «R2(pu)»	0,00099	0,00099
Индуктивность, «L2(pu)»	0,058	0,058
Параметры стороны НН		
Схема соединения обмоток	Δ	Yg
Номинальное напряжение, «V1 Ph-Ph(Vrms)»	347 кВ	110 кВ
Активное сопротивление, «R1(pu)»	0,00099	0,00099
Индуктивность, «L1(pu)»	0,058	0,058
Параметры цепи намагничивания		
Активное сопротивление, «Rm(pu)»	1333,33	1333,33
Индуктивность, «Lm(pu)»	222,22	222,22

Таблица 3 — Параметры линий «Л1» и «Л2»

Частота, fn(Hz)	50 Гц
Активное сопротивление, R1(Ohms/km)	0,06
Индуктивность, L1(H/km)	$1,054 \cdot 10^{-3}$ Гн/км
Емкость, C1(F/km)	$10,76 \cdot 10^{-9}$ Ф/км
Длина линии, (km)	150 км

Таблица 4 — Параметры системы «С»

Линейное напряжение, (Vrms)	110 кВ
Начальный сдвиг фазы «А», (degrees)	0 град.эл.
Частота, fn(Hz)	50 Гц
Режим нейтрали	Yg
Мощность трехфазного короткого замыкания, (VA)	10^{13} В·А
Базисное напряжение, (Vrms Ph-Ph)	110 кВ
Отношение X/R	7

Собранная имитационная модель ЭЭС [2,3]:

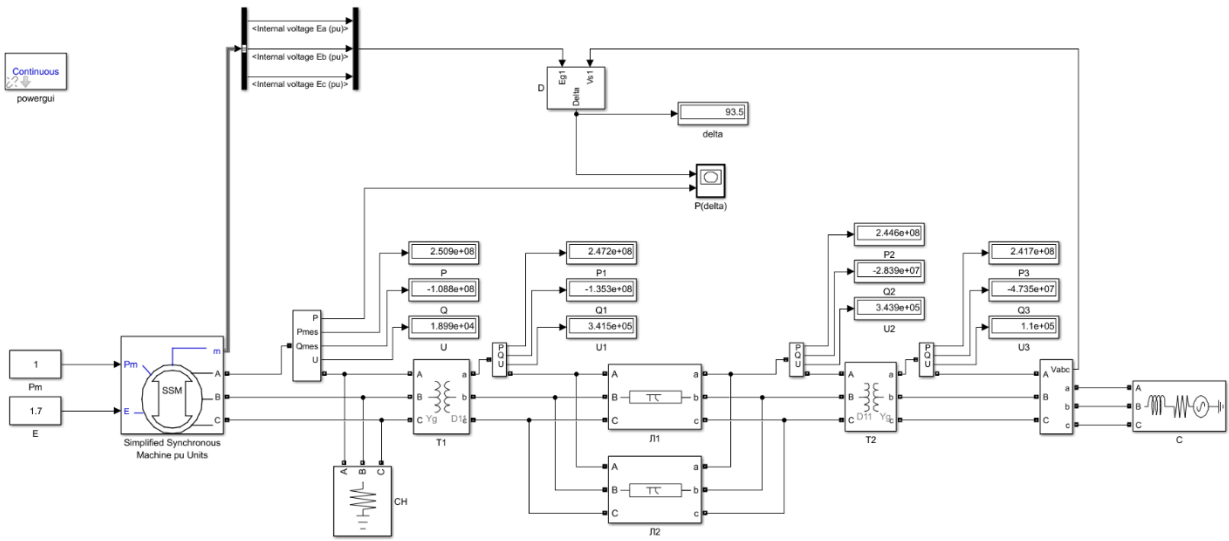


Рисунок 2. Блок-схема собранной математической модели.

Измерение угла δ осуществлялось блоком D, логическая схема которого представлена на рис. 3.

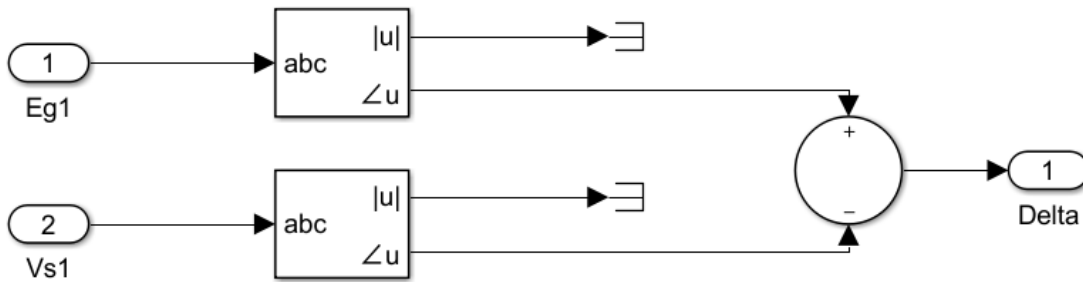


Рисунок 3. Блок измерителя угла δ цепи передачи

Были рассчитаны параметры генератора, при его различных коэффициентах мощности, отличных от номинального ($\cos = 0,5$; $\cos = 0,6$; $\cos = 0,7$; $\cos = 0,8$; $\cos = 0,9$; $\cos = 1$). По полученным данным проведено моделирование и построены графики зависимости активной и реактивной мощности от угла δ (разница между ЭДС генератора и напряжением энергосистемы).

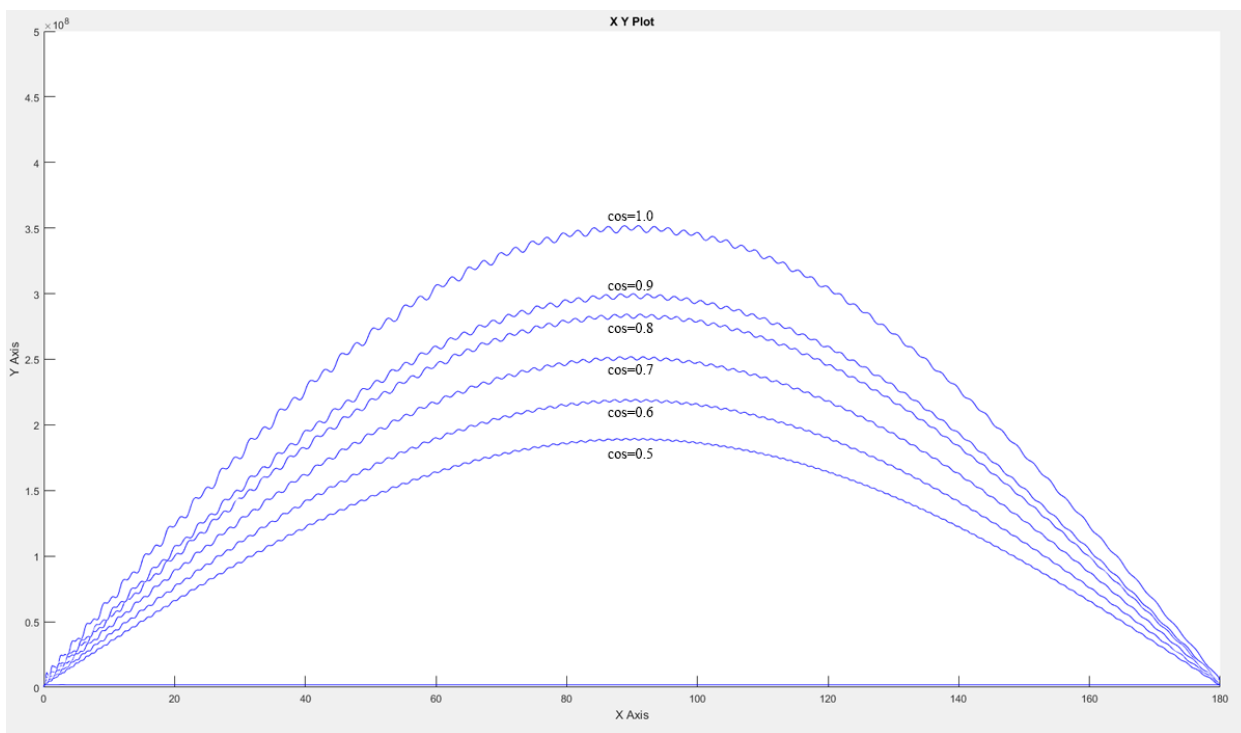


Рисунок 4. Графики зависимостей активной мощности от угла δ

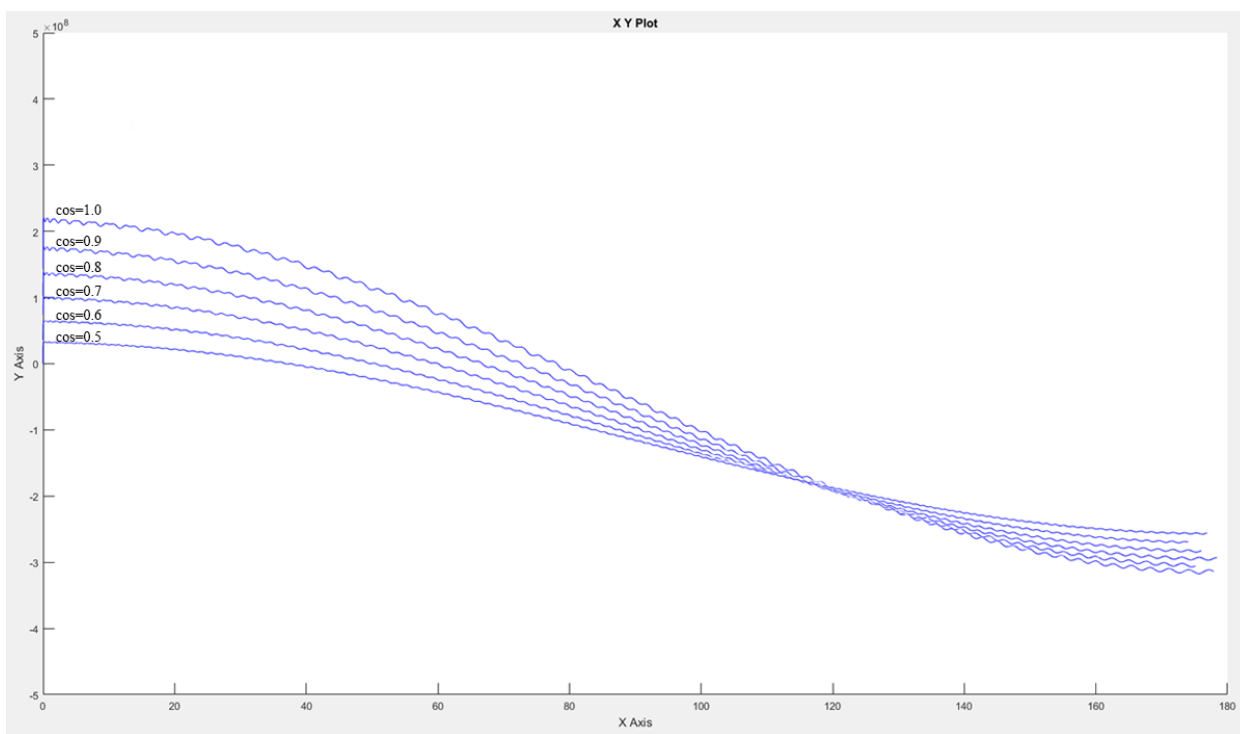


Рисунок 5. Графики зависимостей Реактивной мощности от угла δ

Полученные данные занесём в таблицу 1

Таблица 1 – Зависимость предельной передаваемой мощности от коэффициента мощности

$\cos\phi$	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1
Предельная передаваемая активная мощность	160 МВт	190 МВт	230 МВт	255 МВт	290 МВт	340 МВт

Из рисунка 4 и таблицы 1 видно, что в случаях повышения коэффициента мощности генератора график зависимости $P(\delta)$ возрастает по оси $Y (P)$.

Таким образом, с помощью MATLAB/Simulink показано, что увеличение коэффициента мощности генератора ведет к возрастанию «идеального предела мощности», а значит к увеличению запаса статической устойчивости.

Литература

1. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012. – 376 с.
2. Зарудная А.П. Особенности применения пакета MATLAB/Simulink для анализа статической устойчивости синхронных генераторов в энергосистеме / А.П. Зарудная, К.Е. Горшков // Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». – 2017. – Т. 17, № 3. – С. 43–54.
3. Забелло, Е. Применение прикладных программ в расчетах режимов и устойчивости работы собственных генерирующих источников при их параллельной работе с энергосистемой / Е. Забелло, В. Тополев // Энергетика и ТЭК. Наука для практики. – 2011. – № 9/10. – С. 20–22.

УДК 621.321

ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ СХЕМЫ ПЕРВИЧНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ПС «ПОСТАВЫ-330»

Флерко М.В.

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

Данная подстанция была сооружена с целью выдачи мощности и связи с энергосистемой БелАЭС.

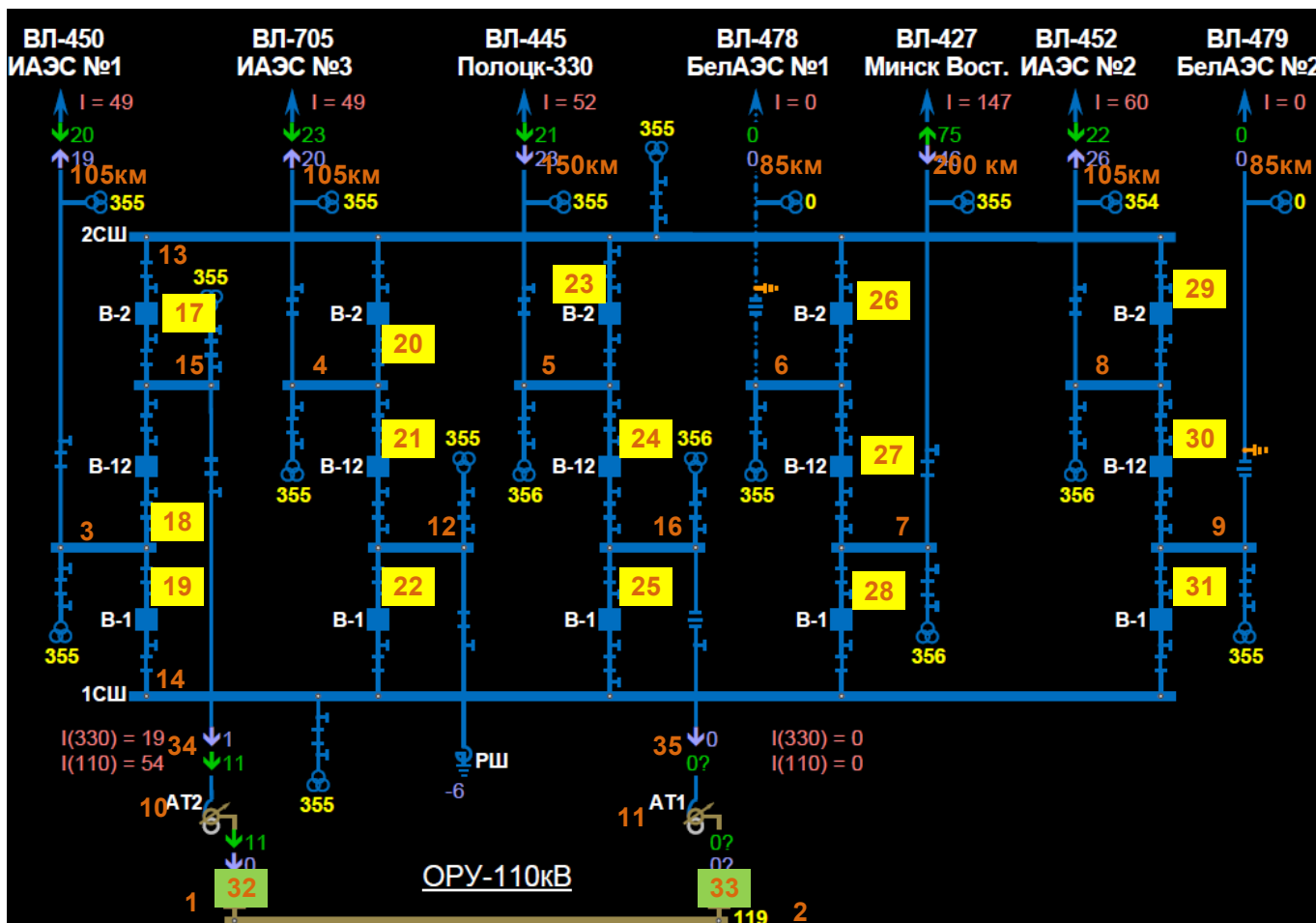


Рисунок 1. Главная схема электрических соединений ПС «Поставы-330»

Список условных сокращений на схеме:

ВЛ – линия; АТ – автотрансформатор связи, СНЭ – секция нормальной эксплуатации; В – выключатель; Р – разъединитель; ОРУ – открытое распределительное устройство.

На рисунке 1 показана главная схема электрических присоединений с отходящими линиями. Схема выдачи мощности состоит из двух АТ с номинальными напряжениями 330/110/10 кВ и номинальной мощностью 125 МВА. Для компенсации реактивной мощности установлен ШР мощностью 180 Мвар.

О надежности системы электроснабжения можно судить по тому, как система ведет себя при одновременном погашении одной, двух или трех секций надежного питания. При этом считается возможным проведение ремонтных

работ на оборудовании открытого распределительного устройства высшего напряжения.

Коэффициент погашения ПС вычисляется по формуле:

$$k_H = \frac{T\lambda}{8760}$$

Значения λ и T в общем виде определяются по выражениям:

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

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

где $\lambda(k)$, $T(k)$ – частота и длительность смоделированных аварий k -го вида, приводящих к расчетному погашению.

Результаты расчёта в программе TOPAS в таблице 1.

Таблица 1 - Результаты расчета надёжности

Код аварии	Суммарная частота отказов, 1/год	Среднее время восст., ч	Коэф. Неготовности
1Г	1,28	83,25	0,012164384
1Г-1Л	0,147	2,25	3,77568E-05
2Г-7Л	0,000755	80,17	6,90963E-06
1Л	1,58	9,78	0,001763973
2Л	0,0154	1,38	2,42603E-06
1Г-2Л	0,000061	1	6,96347E-09
1Г-6Л	0,0000205	1	2,34018E-09
3Л	0,000111	1	1,26712E-08
1Г-3Л	0,00000209	1	2,38584E-10
4Л	0,00000222	1	2,53425E-10

По результатам расчетов высоким получились коэффициенты неготовности силового трансформатора, который по условию задания исходных данных в программу задан блоком генератора, и блока ВЛ. Высокая аварийность ВЛ обусловлена большой протяжённостью, а аварийность трансформатора несколько завышена, т.к. он задавался частотой отказов и временем восстановления генератора.

Пересчитав с учётом и без структуры схемы коэффициент неготовности оказался равным $5,38 \cdot 10^{-9}$, что является низким значением, т.к. трансформатор крайне надёжный элемент.

Ввиду важности данной подстанции для уменьшения аварийности ВЛ желательно провести мероприятия по снижению аварийности ВЛ (установка ОПН, резервирование, АСМД и т.д.)

Выводы:

1. Выполнен расчет показателей надежности схемы ПС «Поставы-330»
2. Опираясь на результаты расчета установлена высокая надежность схемы электроснабжения
3. Предложено провести мероприятия, для снижения аварийности на отходящих линиях.

Литература

1. Гук, Ю. Б. Устройство, проектирование и эксплуатация схем электроснабжения собственных нужд АЭС / Ю. Б. Гук, В. М. Кобжув, А. К. Черновец. – М.: Энергоатомиздат, 1991. – 296 с.
2. Электрическая часть электростанций: учеб. для вузов / под ред. С. В. Усова. – 2-е изд. – Л.: Энергоатомиздат, Ленингр. отд-ние, 1987. – 616 с.
3. Черновец, А. К. Элементы САПР электрической части АЭС на персональных компьютерах / А. К. Черновец. – СПб.: Санкт-Петербург. гос. ун-т, 1992. – 89 с.
4. Электротехнический справочник: в 4 т. / под общ. ред. В. Г. Герасимова [и др.]. – 9-е изд. – М.: МЭИ, 2003. – Т. 3: Производство, передача и распределение электрической энергии. – 2004. – 964 с.
5. Короткевич М. А. Анализ структурной надежности схем выдачи мощности от атомных электростанций / М. А. Короткевич // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. – Вып. 64: Надежность систем энергетики: достижения, проблемы, перспективы. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2014. – С. 67–71.

УДК 621.321

ИССЛЕДОВАНИЕ С ПОМОЩЬЮ ПАКЕТА MATLAB/SIMULINK ВЛИЯНИЯ УСТРОЙСТВА ПРОДОЛЬНОЙ ЁМКОСТНОЙ КОМПЕНСАЦИИ НА УСТОЙЧИВОСТЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

Фирсов Э. А.

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

Целью исследования является повышение пропускной способности и устойчивости электроэнергетической системы с помощью устройства емкостной продольной компенсации (УПК).

УПК выполняются в виде конденсаторных батарей, которые включаются в расщелку линий электропередач.

По фактору статической устойчивости генераторов электростанций предельная передаваемая мощность в системе, состоящей из генераторов, трансформаторов и линий электропередачи с соответствующими сопротивлениями X_g , X_T , X_L , без учёта потерь определяется по выражению [1]:

$$P_{\text{пр}} = \frac{EU_c}{X_g + X_T + X_L}, \quad (1)$$

где E – ЭДС генераторов, U_c – напряжение на шинах системы.

Из формулы (1) видно, что уменьшение сопротивления линии приведёт к увеличению пропускной способности системы электропередачи. Одним из способов уменьшения сопротивления линии является применение УПК. В этом случае эквивалентное сопротивление, если не учитывать распределённость параметров линии и потери, определяется выражением [2]:

$$X_{\text{лз}} = X_L - X_c = X_L(1 - K_c),$$

где X_c – емкостное сопротивление УПК, K_c – степень продольной компенсации.

Рассмотрим электроэнергетическую систему (ЭЭС), принципиальная схема которой представлена на рисунке 1. Она включает в себя синхронный генератор (СГ); повышающий трансформатор (Т1); линию электропередачи (Л); УПК; автотрансформатор связи (Т2); энергосистему (ЭС).

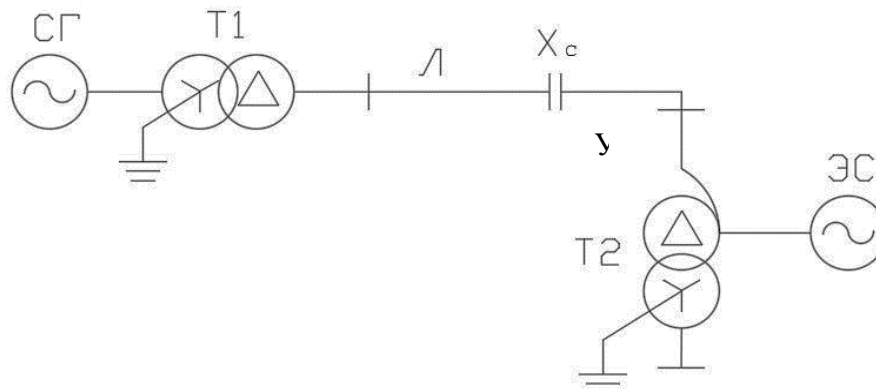


Рисунок 1 Схема ЭЭС

Определим параметры элементов схемы. Примем $S_{\sigma} = 1000 \text{ МВ} \cdot \text{А}$, $U_{\sigma} = 230 \text{ кВ}$
 Параметры СГ – ТВВ-800-2ЕУЗ [3] приведены в таблице 1.

Таблица 1 Параметры СГ

Номинальная полная мощность $S_{н}$, МВ·А	888,9
Номинальная активная мощность $P_{н}$, МВт	800
Номинальное напряжение $U_{н}$, кВ	24
Момент инерции J , т·м ²	33·0,25
Номинальная частота вращения $\omega_{н}$, об/мин	3000
X'_d , отн. ед.	0,307

Постоянная инерции [4]:

$$H = \frac{2,74 \cdot J^2 \cdot \omega_{н}^2}{2 \cdot P_{н}} = \frac{2,74 \cdot (33 \cdot 0,25)^2 \cdot 3000^2}{2 \cdot 800 \cdot 10^6} = 1,049 \text{ с.}$$

Сопротивление статора в относительных единицах:

$$R_{ст*} = R_{ст} \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{н}^2} = 0,0011 \cdot \frac{1000}{24^2} = 0,002.$$

Коэффициент демпфирования задавался в соответствии с рекомендациями из работы [6]: $K_d = 10$.

Собственные нужды генератора:

$$P_{сн} = 800 \cdot 0,07 = 56 \text{ МВт.}$$

Параметры трансформатора Т1 – ТНЦ-1000000/500 [3] и автотрансформатора Т2, в качестве которого выбираем три однофазных трансформатора АОДЦТН – 267000/500/220 [5] приведены в таблице 2.

Расчёт параметров трансформатора Т1 [4]:

Активное и индуктивное сопротивление:

$$R_{т1*} = \frac{\Delta P_k \cdot S_{\sigma} \cdot 10^{-3}}{S_{т1}^2} = \frac{1800 \cdot 1000 \cdot 10^{-3}}{1000^2} = 0,0018 \text{ отн. ед.}$$

ΔP_k – номинальные потери короткого замыкания.

$$X_{т1*} = \frac{U_{к\%} \cdot S_{\sigma}}{100\% \cdot S_{т1}} = \frac{14,5 \cdot 1000}{100 \cdot 1000} = 0,145 \text{ отн. ед.}$$

$U_{к\%}$ – номинальное напряжение короткого замыкания.

При задании параметров в относительных единицах индуктивности каждой из обмоток трехфазного трансформатора совпадают с их индуктивными сопротивлениями [4].

Активное сопротивление R_{m*} и индуктивность L_{m*} цепи намагничивания:

$$R_{m*} = \frac{S_{н}}{\Delta P_0 \cdot 10^{-3}} = \frac{10^3}{570 \cdot 10^{-3}} = 1754 \text{ отн. ед.}$$

ΔP_0 – потери холостого хода, кВт.

$$L_{m*} = \frac{100}{I_{x\%}} = \frac{100}{0,45} = 222 \text{ отн. ед.}$$

$I_{x\%}$ – ток холостого хода, %.

Расчёт параметров трансформатора Т2 [4]:

$$U_{кВ\%} = 0,5 \cdot (U_{ВН} + U_{Вс} - U_{сН}) = 0,5 \cdot (37 + 11,5 - 23) = 12,75\%;$$

$$U_{кС\%} = 0,5 \cdot (U_{Вс} + U_{сН} - U_{ВН}) = 0,5 \cdot (11,5 + 23 - 37) = -1,25\%;$$

$$U_{кН\%} = 0,5 \cdot (U_{ВН} + U_{сН} - U_{Вс}) = 0,5 \cdot (37 + 23 - 11,5) = 24,25\%;$$

$$X_{в*} = \frac{12,75 \cdot 1000}{100 \cdot 267 \cdot 3} = 0,159 \text{ отн. ед.};$$

$$X_{с*} = \frac{1,25 \cdot 1000}{100 \cdot 267 \cdot 3} = 0,016 \text{ отн. ед.};$$

$$X_{н*} = \frac{24,25 \cdot 1000}{100 \cdot 267 \cdot 3} = 0,303 \text{ отн. ед.};$$

$$R_{т2*} = \frac{490 \cdot 1000 \cdot 10^{-3}}{(267 \cdot 3)^2} = 7,6 \cdot 10^{-4} \text{ отн. ед.};$$

$$R_{м*} = \frac{10^3}{150 \cdot 10^{-3}} = 6667 \text{ отн. ед.};$$

$$L_{м*} = \frac{100}{0,35} = 286 \text{ отн. ед.}$$

Таблица 2 Параметры Т1 и Т2

Параметр	Значение		
	Т1	Т2	
Номинальная полная мощность, МВ·А	1000	267	
Частота, Гц	50	50	
Параметры стороны ВН			
Номинальное напряжение, кВ	525	500	
Активное сопротивление, отн. ед.	0,0018/2	$\frac{7,6 \cdot 10}{3}$	
Индуктивность, отн. ед.	0,145/2	0,159	
	сторона НН	сторона СН	сторона НН
Номинальное напряжение, кВ	24	230	10,5
Активное сопротивление, отн. ед.	0,0018/2	$\frac{7,6 \cdot 10}{3}$	$\frac{7,6 \cdot 10}{3}$
Индуктивность, отн. ед.	0,145/2	0,016	0,303
Параметры цепи намагничивания			
Активное сопротивление, отн. ед.	1754	6667	
Индуктивность, отн. ед.	222	286	

Параметры воздушной линии Л напряжением 500 кВ:

$$X_0^1 = 0,3 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}, R_0^1 = 0,02 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$$

– удельное индуктивное и активное сопротивления прямой последовательности соответственно (справ. данные);

$$X_0^0 = 0,9 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}, R_0^0 = 0,17$$

$\frac{\text{Ом}}{\text{км}}$ – удельное индуктивное и активное сопротивления нулевой последовательности соответственно (справ. данные);

$$B_0^0 = 2,88 \cdot 10^{-6} \frac{\text{См}}{\text{км}}, B_0^1 = 3,85 \cdot 10^{-6}$$

$\frac{\text{См}}{\text{км}}$ – удельные ёмкостные проводимости нулевой и прямой последовательности соответственно (справ. данные);

$$L_0^1 = \frac{X_0^1}{2\pi f} = 9,549 \cdot 10^{-4} \frac{\text{Гн}}{\text{км}}, L_0^0 = \frac{X_0^0}{2\pi f} = 2,865 \cdot 10^{-3} \frac{\text{Гн}}{\text{км}}$$

– удельная индуктивность прямой и нулевой последовательности соответственно;

$$C_0^1 = \frac{B_0^1}{2\pi f} = 1,225 \cdot 10^{-8} \frac{\text{Ф}}{\text{км}}, L_0^0 = \frac{B_0^0}{2\pi f} = 0,917 \cdot 10^{-8} \frac{\text{Ф}}{\text{км}}$$

– удельная индуктивность прямой и нулевой

Ёмкость УПК (С) находим исходя из значения степени компенсации, которую принимаем $K_c = 0,5$ (по рекомендации [2]).

$$K_c = \frac{X_c}{X_0^1 \cdot l} = \frac{1}{2\pi f C X_0^1 \cdot l} = 0,5;$$

$$C = \frac{1}{2\pi f X_0^1 \cdot l \cdot 0,5},$$

где $l = 500$ км – длина воздушной линии.

$$C = 4 \cdot 10^{-5} \text{ Ф.}$$

Одним из самых популярных математических пакетов для моделирования элементов и объектов электроэнергетики является MATLAB/Simulink. Его возможности позволяют рассчитывать установившиеся и переходные режимы в электрических цепях с различными функциональными элементами, включая электродвигатели, трансформаторы, линии электропередачи, синхронные генераторы, а также рассматривать вопросы управления ими.

Построим модель рассматриваемой нами ЭЭС в программе MATLAB приложении Simulink (рисунок 2).

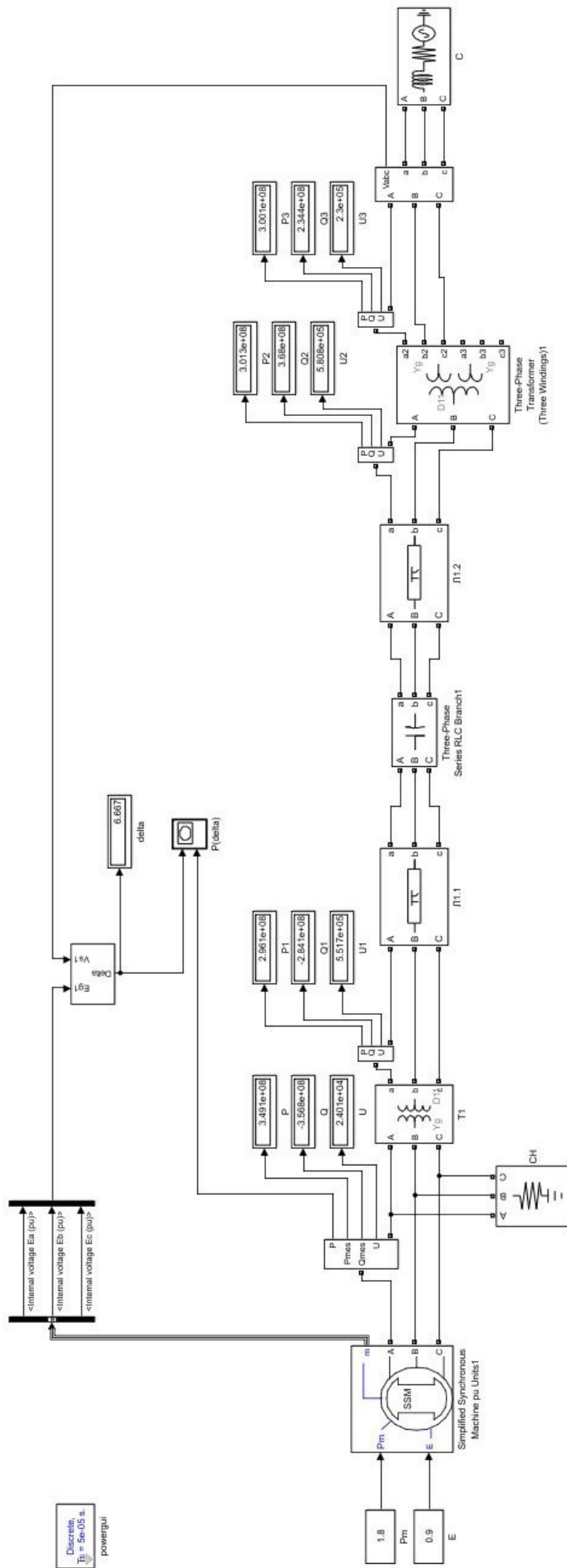


Рисунок 2 Модель ЭЭС

В результате были построены графики зависимости активной мощности от угла δ при отсутствии (рисунок 3) и наличии УПК (рисунок 4).

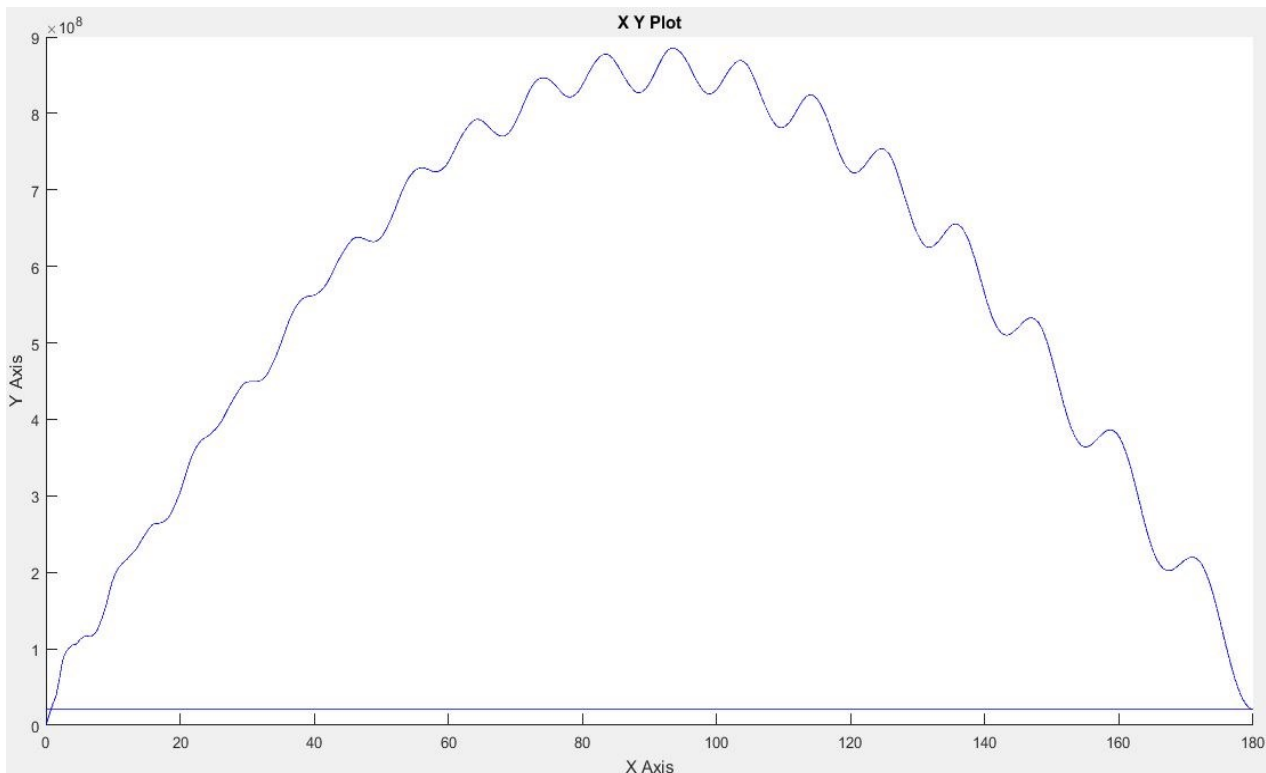


Рисунок 3 Угловая характеристика активной мощности без УПК

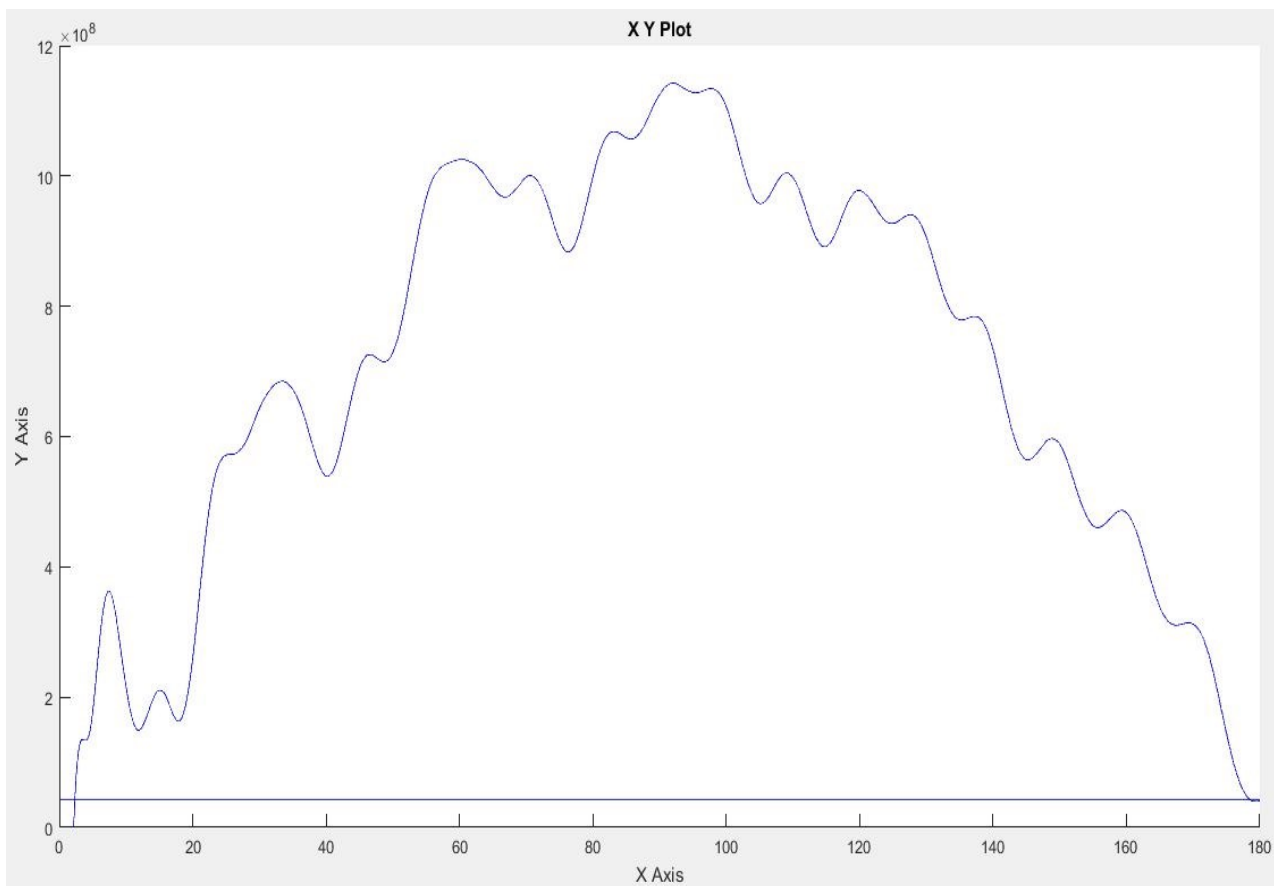


Рисунок 4 Угловая характеристика активной мощности с УПК

Из графиков угловых характеристик видно, что пределы передаваемой мощности равны: $P_{\max_1} = 8,9 \cdot 10^8$ Вт (без УПК) и $P_{\max_2} = 11,7 \cdot 10^8$ Вт (с УПК). Исходя из этого можно заключить, что в рассматриваемом случае устройство емкостной продольной компенсации позволяет увеличить пропускную способность и динамическую устойчивость на

$$\frac{11,7 - 8,9}{8,9} \cdot 100\% \approx 31,5\%.$$

Литература

1. Передача и распределение электрической энергии: Учебное пособие / А.А. Герасименко, В.Т. Федин. – Ростов-н /Д.: Феникс; Красноярск: Издательские проекты, 2006. – 720с. (Серия “Высшее образование”).
2. Устойчивость электроэнергетических систем: учебное пособие / Е. В. Калентионюк. – Минск: Техноперспектива, 2008. – 375 с.
3. Неклепаев Б. Н., Крючков И. П. Электрическая часть станций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. Пособие для вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.: ил.
4. Зарудная, А.П. Особенности применения пакета MATLAB/Simulink для анализа статической устойчивости синхронных генераторов в энергосистеме / А.П. Зарудная, К.Е. Горшков // Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». – 2017. – Т. 17, № 3. – С. 43–54. DOI: 10.14529/power170305.
5. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012. – 376 с. : ил.
6. Забелло, Е. Применение прикладных программ в расчетах режимов и устойчивости работы собственных генерирующих источников при их параллельной работе с энергосистемой / Е. Забелло, В. Тополев // Энергетика и ТЭК. Наука для практики. – 2011. – № 9/10. – С. 20–22.

УДК 621.321

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ АРВ ГЕНЕРАТОРА НА СТАТИЧЕСКУЮ УСТОЙЧИВОСТЬ

Филипченко В.С., Бертош Е.Э.

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

Статической устойчивостью принято называть способность системы самостоятельно восстанавливать исходный установившийся режим при малых возмущениях или режим близкий к исходному, если возмущение не снято. Для надежного существования режима он должен иметь определенный запас статической устойчивости. Запас статической устойчивости генератора зависит от наличия и вида автоматического регулятора возбуждения.

В данной работе в пакете MATLAB/Simulink смоделирована имитационная модель энергосистемы, выполнена параметризация ее элементов с учетом особенностей схем замещения и их реализации в программе, после чего проведено моделирование и сравнение угловых характеристик активной мощности генератора в случаях отсутствия АРВ, наличия АРВ ПД и АРВ СД. Этапы выполнения работы и результаты представлены ниже.

Принципиальная схема замещения имеет следующий вид:

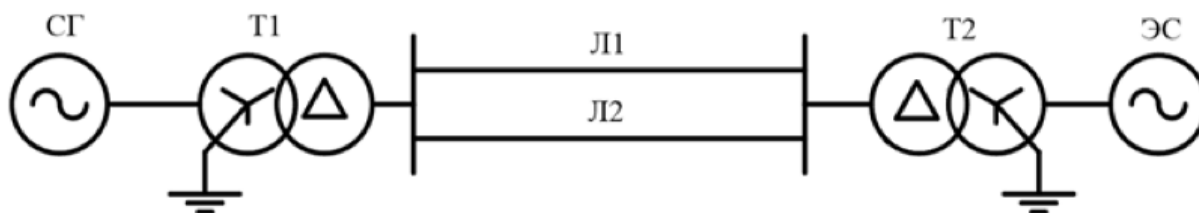


Рисунок 1. Принципиальная схема замещения.

В качестве элементов ЭЭС были выбраны генератор ТГВ-300-2У3, трансформаторы ТДЦ 400000/330-У1, ЛЭП АС 2*240/32. Параметры вышеуказанных элементов представлены ниже:

Таблица 1 — Параметры синхронного генератора «СГ»

Параметр	Значение
Номинальная полная мощность «Pn(VA)»	353 МВА
Номинальное напряжение «Vn(Vrms)»	20 кВ
Частота «fn(Hz)»	50 Гц
Постоянная инерции «H(sec)»	7
Коэффициент демпфирования «Kd(pu_T/pu_W)»	10
Число пар полюсов «р»	1
Активное сопротивление «R(pu)»	0,00128
Индуктивное сопротивление «X(pu)»	2,195

Таблица 2 — Параметры силовых трансформаторов «Т1» и «Т2»

Параметр	Значение	
	«Т1»	«Т2»
Номинальная полная мощность, «Pn(VA)»	400 МВА	400 МВА
Частота, «fn(Hz)»	50 Гц	50 Гц
Параметры стороны ВН		
Схема соединения обмоток	Δ	Δ
Номинальное напряжение, «V2 Ph-Ph(Vrms)»	347 кВ	347 кВ
Активное сопротивление, «R2(pu)»	0,00099	0,00099
Индуктивность, «L2(pu)»	0,058	0,058
Параметры стороны НН		
Схема соединения обмоток	Yg	Yg
Номинальное напряжение, «V1 Ph-Ph(Vrms)»	20 кВ	110 кВ
Активное сопротивление, «R1(pu)»	0,00099	0,00099
Индуктивность, «L1(pu)»	0,058	0,058
Параметры цепи намагничивания		
Активное сопротивление, «Rm(pu)»	1333,33	1333,33
Индуктивность, «Lm(pu)»	222,22	222,22

Таблица 3 — Параметры линий «Л1» и «Л2»

Частота, fn(Hz)	50 Гц
Активное сопротивление, R1(Ohms/km)	0,06 Ом/км
Индуктивность, L1(H/km)	$1,054 \cdot 10^{-3}$ Гн/км
Емкость, C1(F/km)	$10,76 \cdot 10^{-9}$ Ф/км
Длина линии, (km)	150 км

Таблица 4 — Параметры системы «С»

Линейное напряжение, (Vrms)	110 кВ
Начальный сдвиг фазы «А», (degrees)	0 град.эл.
Частота, fn(Hz)	50 Гц
Режим нейтрали	Yg
Мощность трехфазного короткого замыкания, (VA)	10^{13} В·А
Базисное напряжение, (Vrms Ph-Ph)	110 кВ
Отношение X/R	7

Собранная имитационная модель ЭЭС:

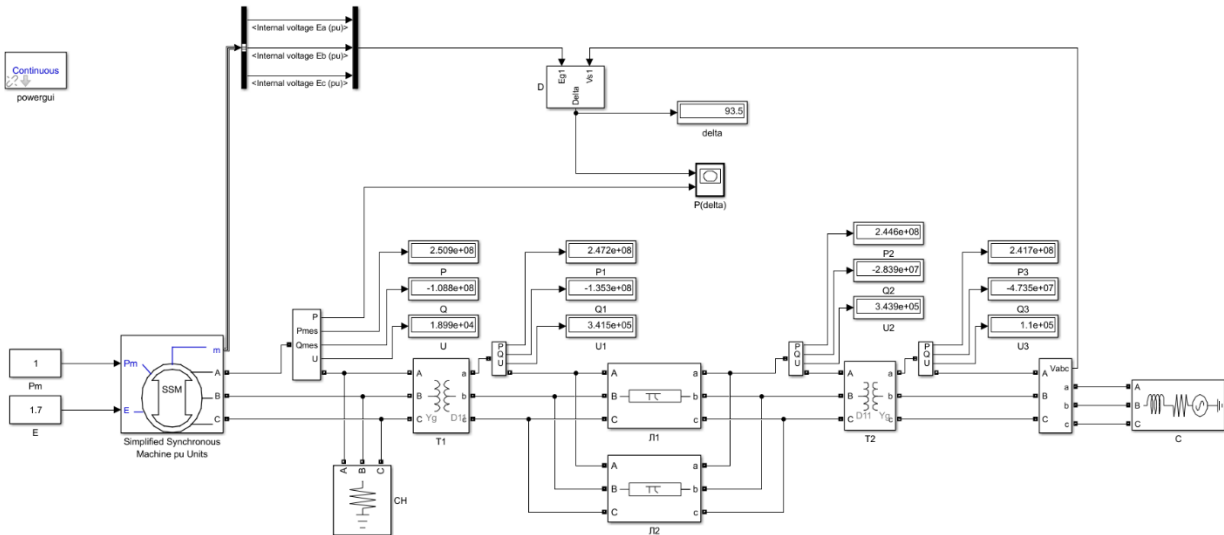


Рисунок 2. Блок-схема собранной математической модели.

Измерение угла δ осуществлялось блоком D, логическая схема которого представлена на рис. 3.

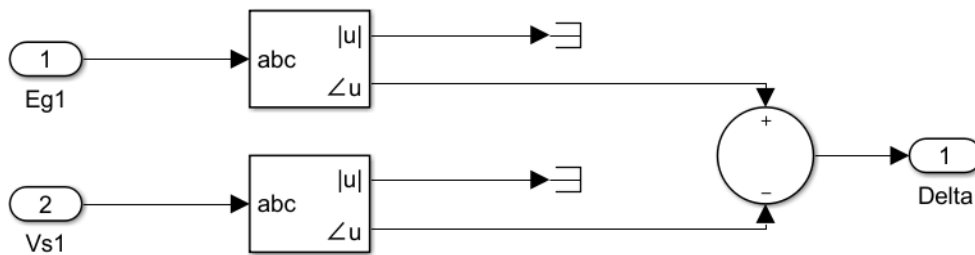


Рисунок 3. Блок измерителя угла δ цепи передачи

Для реализации необходимого типа возбуждения синхронный генератор представлялся соответствующими параметрами ЭДС или напряжения и индуктивного сопротивления.

При отсутствии АРВ генератор представляется синхронным индуктивным сопротивлением x_d и неизменной ЭДС E_q .

При наличии АРВ ПД генератор представляется переходным индуктивным сопротивлением x'_d и переходным ЭДС E' .

При наличии АРВ СД сопротивление генератора отсутствует. При этом ЭДС генератора должно быть достаточным для поддержания номинального напряжения на шинах генератора U_T .

В результате симулирования были получены зависимости активной мощности от угла δ , и построены графики этих зависимостей (Рис. 4). Для удобства сравнения графики показаны на одной координатной плоскости. На рисунке 4, помимо графиков зависимости активной мощности от угла δ , обозначена механическая мощность генератора P_0 .

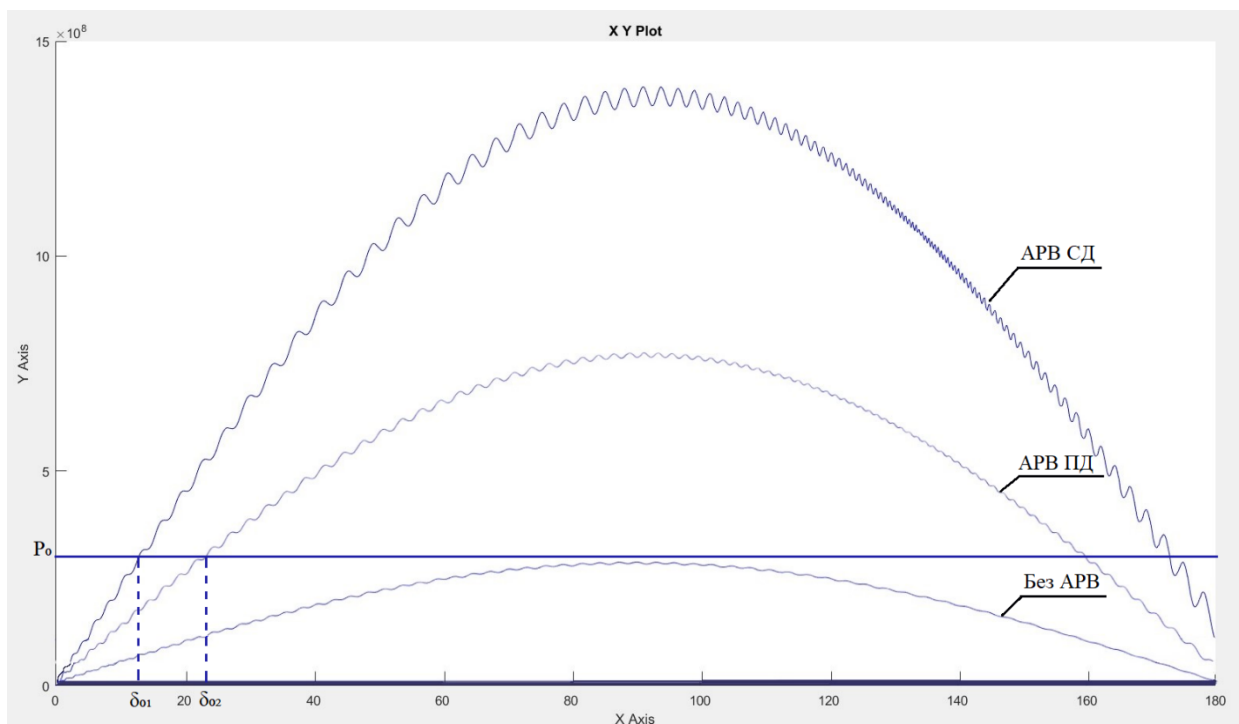


Рисунок 4 — Графики зависимостей активной мощности от угла δ

Далее графическим путем для каждой зависимости определены значения «идеального предела мощности» P_M и угла δ_0 , при котором наступает установившийся режим. По полученным данным были посчитаны коэффициенты запаса статической устойчивости.

$$K_P = \frac{P_M - P_0}{P_0}$$

Полученные результаты приведены в таблице 5.

Таблица 5 — Значения δ_0 и K_P

	P_0 , МВт	P_M , МВт	δ_0 , °	K_P
Без АРВ	300	255	-	-
АРВ ПД		786	22,97	1,62
АРВ СД		1393	12,92	6,34

Таким образом, с помощью MATLAB/Simulink доказано, что применение АРВ различных типов ведет к возрастанию «идеального предела мощности». Так, в данном случае, при отсутствии АРВ работа генератора на полную мощность невозможна, так как $P_M < P_0$, а применение АРВ значительно увеличивает запас статической устойчивости.

Литература

- 1 Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012. – 376 с.
- 2 Зарудная А.П. Особенности применения пакета MATLAB/Simulink для анализа статической устойчивости синхронных генераторов в энергосистеме / А.П. Зарудная, К.Е. Горшков // Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». – 2017. – Т. 17, № 3. – С. 43–54.

УДК 621.315.1

СРАВНЕНИЕ ОДНОЦЕПНЫХ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ 220 КВ С КОАКСИАЛЬНЫМ ДВУХСЕГМЕНТНЫМ И ЧЕТЫРЕХСЕГМЕНТНЫМ РАСПОЛОЖЕНИЕМ ФАЗ

Зайцев П.А.

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

Термин компактные линии введен в США и определяет такой тип линий, где приняты специальные меры для уменьшения междуфазовых расстояний вплоть до минимальных допустимых, определяемых нормированными воздействиями перенапряжений. Увеличение пропускной способности линий сверхвысокого напряжения пропорционально числу составляющих в фазе может быть достигнуто при любой конструкции линии. Однако увеличение числа составляющих требует значительного увеличения размера фаз. Уменьшение расстояния между фазами приводит к практически пропорциональному уменьшению размера фаз.

К компактным одноцепным линиям с нетрадиционным расположением проводов расщепленных фаз относят коаксиальные и сеточные линии. Использование расщепленных фаз токопровода расширяет возможности передачи электрической энергии воздушным путём. В такой линии провода одной из расщепленных фаз образуют контур внутренней окружности коаксиальной конструкции, а провода других фаз - контур внешней окружности.

Пропускная способность коаксиальной двухсегментной линии определяется числом проводов, содержащимся в каждой из расщепленных фаз, расстояниями между проводами одной фазы и проводами разноименных фаз, радиусом расщепления внутренней фазы, а также радиусом расщепления и длиной внешних фаз. Данную линию в отличие от известных всегда можно выполнить симметрично загруженной по фазам а, b, с без транспозиции по длине линии. Равенства электрических зарядов фаз линии достигаются следующими путями: варьированием числа проводов фазы а и фаз b и с; изменением расстояния между проводами одноименных фаз b и с; выбором диаметра внутренней и внешней концентрических окружностей, и длины внешних фаз.

В коаксиальной четырехсегментной линии провода каждой из двух расщепленных фаз, расположенные по контуру внешней окружности, разделены на две части (полуфазы). Провода каждой из полуфаз одной фазы размещены между проводами полуфаз другой фазы. Это обеспечивает усиление электромагнитного влияния в электропередаче, а тем самым улучшение её электрических характеристик.

Натуральная мощность линии зависит от напряжения и волнового сопротивления. Для повышения натуральной мощности эффективно повышать напряжение, но это не всегда возможно осуществить, поэтому уменьшают волновое сопротивление.

Для линии без потерь, как известно, волновое сопротивление определяется выражением:

$$Z_{\text{В}} = \sqrt{\frac{L_0}{C_0}}, \quad (1)$$

где L_0, C_0 -удельные индуктивность и ёмкость линии. Параметры L_0, C_0 связаны со скоростью распространения электромагнитной волны v :

$$v = \frac{1}{\sqrt{L_0 C_0}} \text{ или } v^2 = \frac{1}{L_0 C_0}$$

При известном значении v произведение $L_0 C_0 = \text{const}$. Запишем

$$C_0 = \frac{1}{L_0 v^2}, L_0 = \frac{1}{C_0 v^2}$$

Тогда волновое сопротивление можно выразить только через индуктивность или только через ёмкость:

$$Z_{\text{В}} = L_0 v,$$

или

$$Z_{\text{В}} = \frac{1}{C_0 v}.$$

С учетом этого, натуральная мощность линии без потерь может быть представлена в виде:

$$P_{\text{нат}} = \frac{U_{\text{н}}^2}{L_0 v}, \quad (2)$$

или

$$P_{\text{нат}} = U_{\text{н}}^2 C_0 v \quad (3)$$

Отсюда следует, что для снижения волнового сопротивления линии надо уменьшить индуктивность (или, что равносильно, увеличить ёмкость).

Рассмотрим теперь, от каких параметров зависит индуктивность провода линии. Пусть в пространстве размещено n проводов, которые в общем случае могут относиться к одной расщепленной фазе, к разным фазам одной и той же цепи либо к фазам разных цепей линии. Индуктивность провода, находящегося в системе из n проводов составит:

$$L_i = \sum_{j=1}^n M_{ij} \frac{I_j}{I_i} = M_{ii} + \sum_{i=1}^n M_{ij} \frac{I_j}{I_i} e^{j\theta_{ij}} \quad (4)$$

Здесь I_j, I_i - токи в j -м и i -м проводах; M_{ii} - собственная индуктивность i -го провода; M_{ij} - взаимная индуктивность между i -м и j -м проводами; θ_{ij} -угол между векторами токов в j -м и i -м проводах.

При равенстве токов во всех проводах ($I_j = I_i$)

$$ReL_i = M_{ii} + \sum_{i=1}^n M_{ij} \cos \theta_{ij}$$

Собственную и взаимную индуктивность провода определяют по формулам:

$$M_{ii} = \left(2 \ln \frac{1}{r_i} + 0,5\mu\right) 10^{-4}, \quad (5)$$

$$M_{ij} = 2 \ln \frac{1}{D_{ij}} 10^{-4}, \quad (6)$$

где r_i - радиус провода; D_{ij} -расстояние между проводами; μ -магнитная проницаемость.

Проанализировав данные выражения, получим, что снижения индуктивности можно добиться увеличением радиуса провода. Этот путь широко используется на практике и реализуется в виде традиционного расщепления фаз, при котором увеличивается эквивалентный радиус. Если радиус провода (или эквивалентный радиус провода) сохранять неизменным, то задача минимизации индуктивности представляется в виде

$$\min ReL_i = \min(M_{ii} + 2 \cdot 10^{-4} \sum_{i=1}^n \ln \frac{1}{D_{ij}} \cos \theta_{ij}), \quad (7)$$

Отсюда следует, что при фиксированных углах $\theta_{ij} > 90^\circ$ индуктивность провода будет снижаться при уменьшении расстояния D_{ij} между проводами. Отмеченный эффект проявляется в обычных одноцепных трехфазных линиях при сближении проводов фаз, в которых токи сдвинуты друг относительно друга на угол 120° .

В общем случае из этой формулы видно, что максимального уменьшения индуктивности можно добиться, воздействуя одновременно на три параметра: расстояние между проводами D_{ij} , угол θ_{ij} и число проводов n . При этом в сложной системе при формировании взаимного расположения проводов по отношению к данному проводу необходимо руководствоваться следующим:

1. Чем больше угол θ_{ij} между векторами i -го и j -го проводов при $\theta_{ij} > 90^\circ$, тем ближе следует стремиться расположить данные провода. Наибольший эффект достигается при максимальном сближении и углах $\theta_{ij} = 180^\circ$.

2. Чем меньше угол θ_{ij} при $\theta_{ij} < 90^\circ$, тем дальше необходимо располагать провода друг от друга.

3. Эффект тем сильнее, чем больше число других проводов с углами $\theta_{ij} > 90^\circ$ сблизить с рассматриваемым проводом. Максимальный эффект будет достигнут, если токи всех проводов, расположенных рядом с данным проводом, будут иметь угол $\theta_{ij} = 180^\circ$.

Рассмотрим четыре линии электропередач напряжением 220 кВ, с проводами АС240/32.

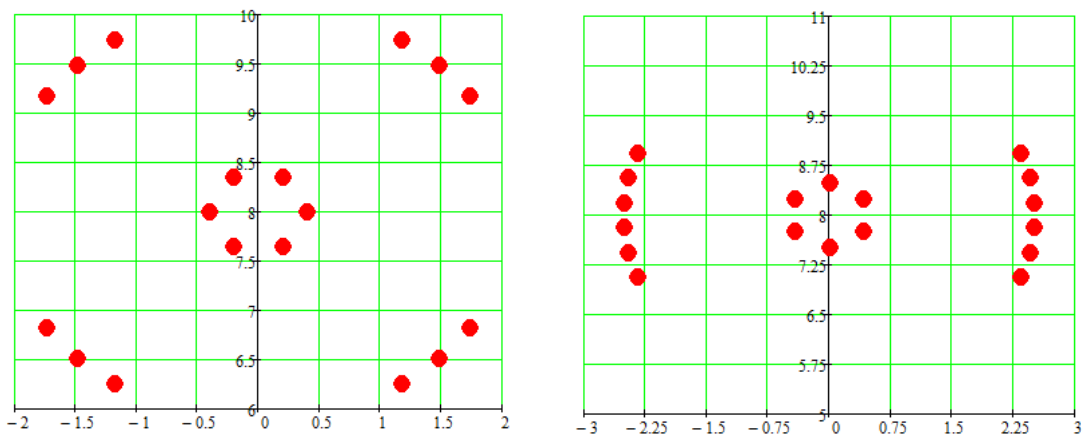


Рисунок 1. Одноцепная коаксиальная четырехсегментовая и двухсегментовая линии с расщеплением фаз на 6 проводов

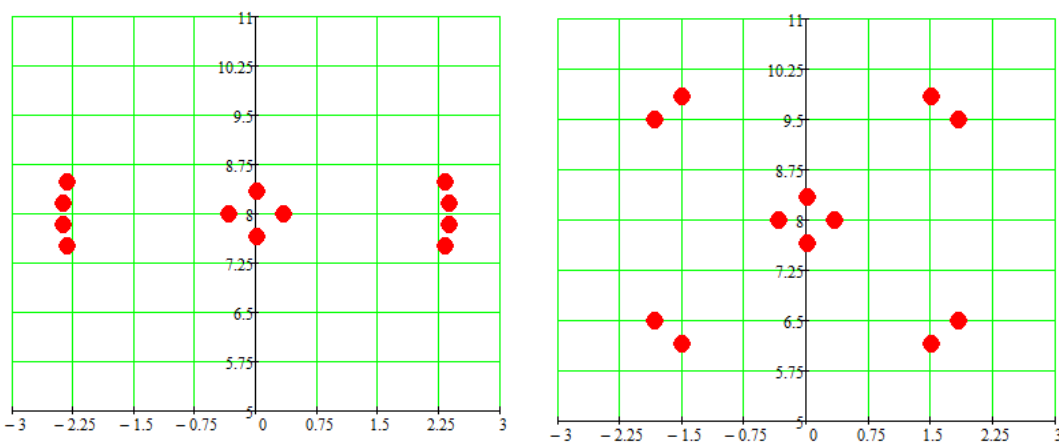


Рисунок 2. Одноцепная коаксиальная четырехсегментовая и двухсегментовая линии с расщеплением фаз на 4 провода

Проведем расчет данных линий электропередач и полученные значения запишем в таблицу 1.

Таблица 1 – Результаты расчета компактных линий

№ линии	U _н , кВ	Марка провода	Количество проводов	Количество сегментов	R _н , МВт	Z _в , Ом	E _{макс} , кВ/м
1	220	АС 240/32	4	2	297.12	162.89	3.609
2	220	АС 240/32	4	4	427.8	113.12	4.086
3	220	АС 240/32	6	2	383.06	126.35	4.888
4	220	АС 240/32	6	4	558.89	86.6	4.614

Как видно по результатам расчета:

1) При увеличении числа проводов с 4 до 6 значение натуральной мощности увеличилось на 28 и 30%, волновое сопротивление уменьшилось на 22,4 и 23,4%, а напряженность электрического поля увеличилось на 35,4 и 12,9% соответственно для коаксиальной двухсегментовой и четырехсегментовой линии электропередачи;

2) При переходе от двухсегментовой к четырехсегментовой коаксиальной линии электропередач можно наблюдать значительное изменение натуральной мощности - на 43,9% и на 45,9% соответственно для линий с 4 и 6 проводами в фазе. Также уменьшилось значение волнового сопротивления на 30,6% и 31,5%, а значение напряженности увеличилось на 13% в линии с 4 проводами в фазе, и уменьшилось на 5,6% в линии с 6 расщепленными проводами в фазе.

Литература

1. Электропередачи переменного тока повышенной мощности / Федин В.Т., Головач Ю.Д., Селиверстов Г.И., Чернецкий М.С. – Минск: Наука и техника, 1993.

УДК 621.315.1

РАСЧЕТ КОМПАКТНОЙ ЛИНИИ ПЕРЕДАЧ «ПСКОВСКАЯ ГРЭС – НОВОСОКОЛЬНИКИ» В ПРОГРАММЕ PARM

Гославский П.С.

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

Под компактными линиями электропередач понимают воздушные линии (ВЛ), в которых провода фаз сближены до минимально допустимых расстояний с учетом технических ограничений. Компактные ВЛ имеют уменьшенную конструкцию, по сравнению с традиционными, обладают меньше индуктивностью и большей емкостью и, как следствие, сниженным волновым сопротивлением и повышенной натуральной мощностью [3, с. 10]. Такие линии характеризуются следующими особенностями:

1) Расстояние между проводами разных фаз уменьшаются по сравнению с традиционными линиями (реализуется эффект того, что угол между векторами напряжений $\Theta_{ij} = 120^\circ > 90^\circ$ [1, с. 262];

2) Число проводов в расщепленной фазе принимается увеличенным и расстояния между проводами одной и той же фазы также увеличиваются по сравнению с традиционными линиями (реализуется эффект от увеличения числа проводов n и от того, что угол между векторами напряжений, приложенных к проводам одной и той же фазы, $\Theta_{ij} = 0 < 90^\circ$) [1, с. 262]; К техническим ограничениям компактных ВЛ относят:

1) Сближение проводов в пролете при возможных перемещениях, связанных с «пляской», сбрасыванием гололеда и несинхронным раскачиванием;

2) Расстояния от проводов до заземленных частей опор;

3) Междофазные расстояния с учетом возможных перенапряжений и условий коронного разряда.

Компактную ВЛ можно создать за счет сближения проводов фаз в пролете с помощью стяжек из электроизоляционных материалов (например, стержневых полимерных изоляторов), устанавливаемых в пролетах. При этом расстояния между фазами на опорах не изменяются. Различные варианты конфигурации фаз компактных линий можно получить, расщепляя фазы и располагая их в пространстве различными способами. Для того чтобы в них выровнять напряженность электрического поля по проводам, расстояние между проводами следует принимать неодинаковыми: в средней части фазы оно должно быть больше, чем в крайних частях. Для дальнейшего выравнивания напряженности крайние провода должны быть смещены так, чтобы расстояние между проводами различных фаз были больше, чем между проводами, находящимися в середине фаз. При таком подходе для ВЛ 330 кВ и выше плоские и параболические фазы превращаются в эллиптические [1, с. 262]; С

эллиптическими фазами, расщепленными на 4 провода выполнена ВЛ 330 кВ «Псковская ГРЭС – Новосокольники». В ней расположение проводов на опоре принято горизонтальное с расстояниями между фазами 5.5 м, а между крайними фазами и стойками опор – 4 м [2, с. 75]. Расположение проводов компактной линии 330 кВ «Псковская ГРЭС – Новосокольники» приведено на рисунке 1.

Произведем расчет линии Псковская ГРЭС – Новосокольники в программе PARM. Исходные данные для расчета представлены ниже:

- номинальное напряжение $U=330$ кВ;
- расстояние между проводами фаз $D=5,5$ м;
- радиус провода $r=0,94$ см;
- количество проводов в фазе $n=4$;
- допустимый ток в линии $I=510$ А;
- удельное реактивное сопротивление $X_0=0,335$ Ом/км.

Геометрические координаты расположения проводов на опоре возьмем из рисунка 1.

В результате расчета были получены следующие данные, приведенные в таблице 1.

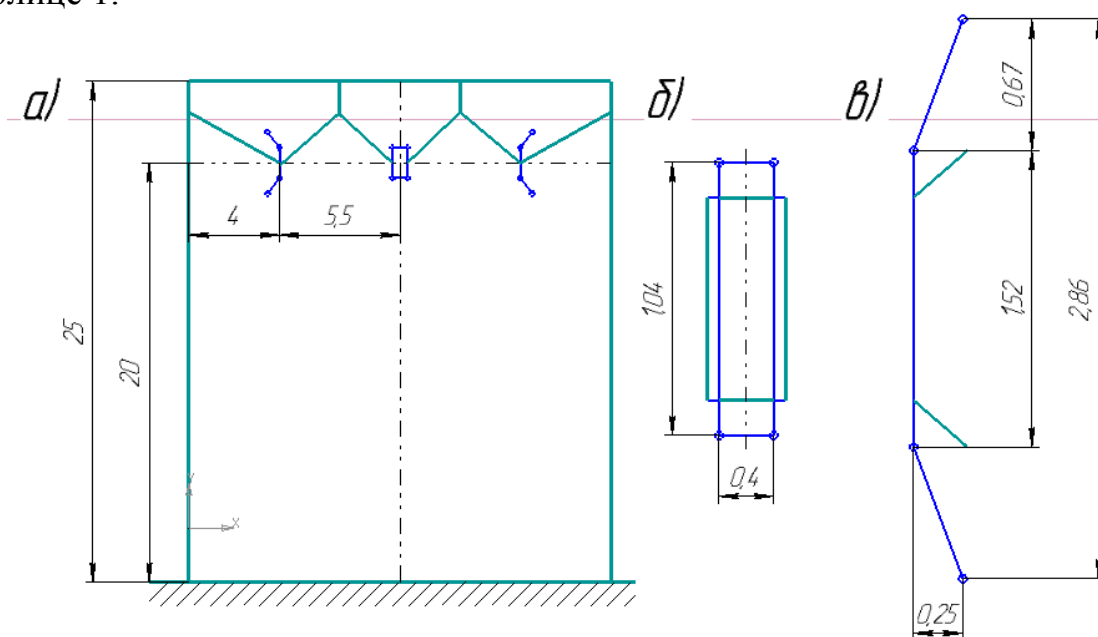


Рисунок 1. Оптимальное расположение проводов компактной линии 330 кВ «Псковская ГРЭС – Новосокольники»: а) схема подвески проводов; б) средняя фаза; в) крайняя фаза

Таблица 1 – Параметры фаз ВЛ «Псковская ГРЭС – Новосокольники»

Фаза	$Z, \text{ Ом / км}$	$Y, \text{ См} \cdot 10^{-6} / \text{ км}$	$\Delta P, \text{ кВт / км}$	$Q_3, \text{ квар / км}$	$Z_B, \text{ Ом}$	$P_{\text{НАТ}}, \text{ МВт}$
А	0.2006	6.2028	1.18	225.17	179.82	201.87
В	0.1932	5.8560	0.82	210.68	181.66	199.84
С	0.1974	5.8501	0.82	210.68	183.70	197.61
ВЛ	0.1934	5.9367	2.82	646.53	180.50	603.32

Напряженность электрического поля в поперечном сечении линии на высоте 1.8 м над уровнем земли составило $E_{\text{MAX}} = 2,015 \text{ кВ/м}$. Напряженность поля на проводах лежит в пределах $E = 13,416 \div 13,625 \text{ кВ/м}$,

Выводы:

1) Волновое сопротивление компактной линии $Z_B = 156 \text{ (Ом)}$, что меньше чем для линии традиционного исполнения, где $Z_B = 250 \div 300 \text{ Ом}$ в зависимости от исполнения опоры;

2) Передаваемая натуральная мощность $P_{\text{НАТ}} = 600 \text{ (Ом)}$ выше, чем у аналогичной традиционной линии $P_{\text{НАТ}} = 363 \div 435,6 \text{ (Ом)}$;

3) Напряженность электрического поля на высоте 1.8 м над уровнем земли лежит в допустимых пределах;

4) Обеспечивается равенство напряженности на проводах всех фаз, что говорит о том, что все провода расположены в фазе наилучшим образом, что обеспечивает равномерность протекания токов по фазам.

Литература

1. Поспелов, Г.Е, Передача энергии и электроэнергетики: Учебное пособие для студентов энергетических специальностей вузов / Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин. – Минск: Адукацыя і выхаванне, 2003. – 544 с.

2. Александров, Г.Н, Установки сверхвысокого напряжения и охрана окружающей среды / Г.Н. Александров. – Ленинград: Энергоатомиздат, 1989. – 360 с.

3. Федин, В.Т, Электропередачи переменного тока повышенной мощности / В.Т. Федин, Ю.Д. Головач, Г.И. Селиверстов, М.С. Чернецкий – Минск: Наука и техника, 1993. – 310 с.

УДК 621.321

ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ГЛАВНОЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ТЭЦ-5

Голуб Я.В., Чумаченко М.А.

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

Для обеспечения надежности электроснабжения при проектировании и эксплуатации энергосистем и электрических сетей необходимо производить расчет надежности, который включает в себя расчет вероятности отказов элементов схемы, времени простоя оборудования. Для расчета надежности в этой работе используется программа “ТОPAS”.

Пакет программы предназначен для вычисления частот и длительностей возможных аварийных режимов схемы, сопровождающихся отключением от сети генераторов, ВЛ, РТСН и трансформаторов связи, определения количества логических путей развития аварий (конъюнкций), а также величины 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 КА различных типов, а узлами-остальные связываемые ими элементы схемы. Достоинство данного графа состоит и в том, что он обеспечивает необходимую точность топологической модели, простоту описания состояний схемы и возможность перехода к любому другому графу в конкретных задачах исследования схем.

Гибким и эффективным подходом при моделировании надежности схем электрических соединений ЭС является логико-цифровой компьютерный анализ, позволяющий производить описание схем с использованием наиболее экономичных матриц, обеспечивающих минимальную трудоемкость подготовки исходных данных.

В соответствии с намеченными расчетными множествами аварийных состояний схемы рассматриваются конкретные пути их возможной реализации в j -ом режиме при повреждении ее i -ого элемента с последующей нормальной локализацией аварии и при отказах в срабатывании РЗиА и КА, а также при переходе к его аварийному восстановлению после проведения оперативных переключений персоналом станции.

В данной работе был выполнен расчет надежности ТЭЦ-5. На станции установлены 2 генератора мощностью 320 МВА. РУ-330 кВ выполнено по схеме 3/2. При отключении одного выключателя все другие остаются в работе. Обладает высокой надежностью. Отключение КЗ на линии с двумя выключателями приводит к общему увеличению ревизий выключателей, удорожание конструкций РУ при нечетном присоединении. Увеличение количества выключателей в схеме. Снижение надежности если количество линий не соответствует числу трансформаторов. Также есть связь с ОРУ 110 кВ через автотрансформатор связи. Часть вырабатываемой энергии передается по 4-ем ВЛ-330 кВ на 4 подстанции: Белорусская, Колядичи, Восточная, Борисов.

Оставшаяся мощность выдается на напряжение 110 кВ, где распределяется между подстанциями Руденск Тяговая, Дубовый Лес № 2 и № 1, Марьина Горка по 4-ем ВЛ-110 кВ. Схема ТЭЦ-5 представлена на рис.1

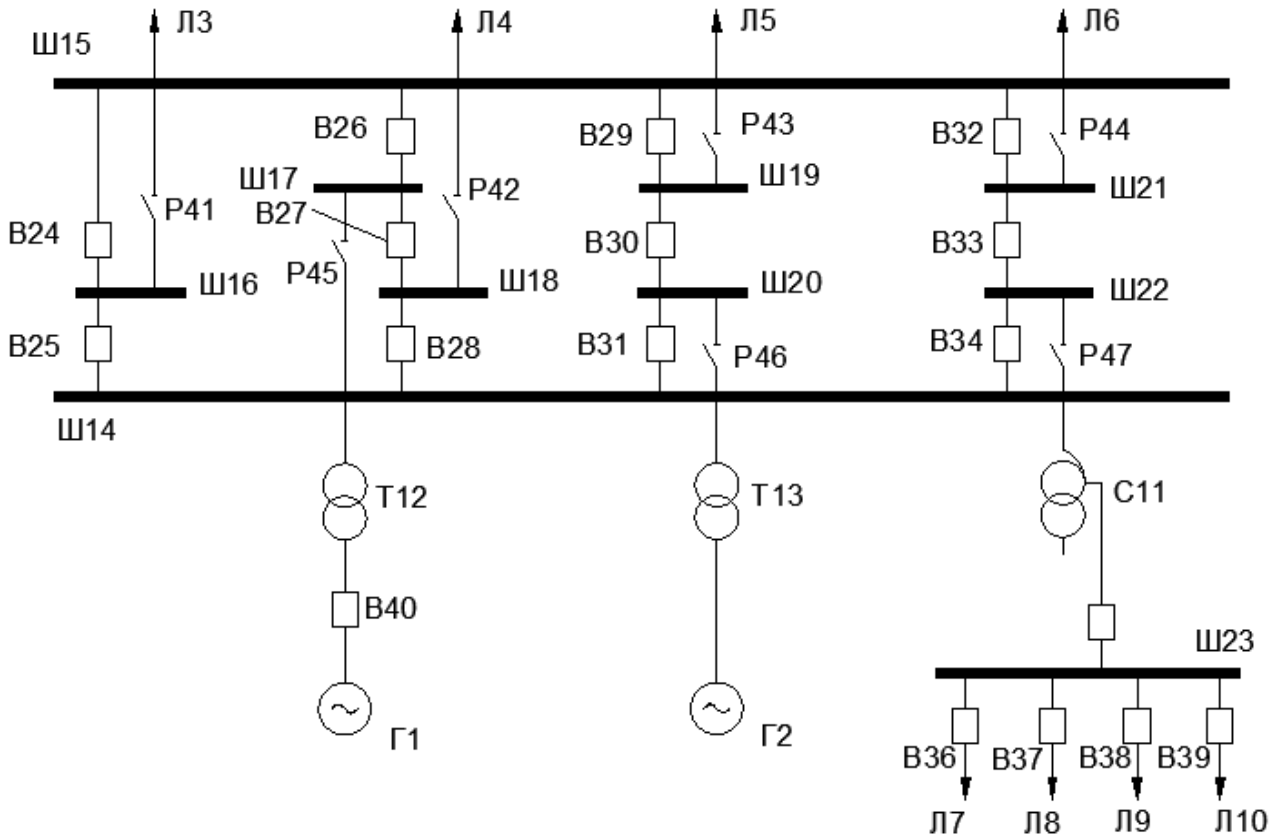


Рисунок 2 - Схема электроснабжения ТЭЦ-5

Список условных сокращений на схеме:

Л – линия; Г – генератор; Т – блочный трансформатор, В – выключатель; Р – разъединитель, С-автотрансформатор, Ш-шина.

Для описания надежности основного электрического оборудования используют следующие показатели:

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

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

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

Где $L(k)$ -логическая функция, принимающая значения 0 или 1.

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

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

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

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

$\lambda(k)$ – частота повреждения i -ого элемента схемы (1/год);

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

$t(j)$ – длительности j -ого ремонтного режима работы схемы (ч);

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

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

Коэффициент неготовности потребителей k_H вычислим по формуле:

$$k_H = \frac{T\lambda}{8760} \quad (4)$$

Для расчета с использованием программы TOPAS необходимо пронумеровать все элементы схемы в строго определенном заранее порядке:

- 1) Генераторы;
- 2) Линии;
- 3) РТСН;
- 4) Автотрансформаторы, трансформаторы связи;
- 5) Блочные трансформаторы;
- 6) Сборные шины;
- 7) Выключатели;
- 8) Разъединители

Составляем матрицу связности: каждому коммутационному аппарату задается номер подходящих к нему узлов.

Исходные данные отражены в таблице 1-2.

Таблица 1 – Элементы схемы

Число энергоблоков (Б)	2
Число генераторов (Г)	2
Число линий электропередачи (Л)	8
Число РТСН (Н)	0
Число трансформаторов связи (С)	1
Число блочных трансформаторов (Т)	2
Число сборных шин (Ш)	10
Число выключателей (В)	17
Число разъединителей	7

Таблица 2 – Показатели надежности элементов электростанции

Элемент	Частота отказа λ , 1/год	Время послеаварийного восстановления $T_{в}$, ч	Частота планового ремонта $\lambda_{рем}$, 1/год	Длительность планового ремонта $T_{рем}$, ч
Линия 330 кВ	0,008	153	4	77,8
Линия 110 кВ	0,03	14	3,6	50
Генератор	0,5	83	1	660
Трансформатор	0,08	100	0,75	50
Сборные шины 330 кВ	0,078	10	0,996	18
Сборные шины 110 кВ	0,096	8	0,996	24
Выключатель 330 кВ	0,007	40	0,2	40
Выключатель 110 кВ	0,07	25	0,2	25

Результаты расчета сведены в таблицу 3.

Таблица 3. – Результаты расчета схемы

Код аварии	Суммарная частота 1/год	Среднее время восст, ч	Коэф. неготовности
2Г 8Л	.622E+00	72.26	5.13E-03
1Г	.823E+00	59.62	5.60E-03
1Г 4Л	.244E+00	12.51	3.48E-04
1Г 1Л	.511E+01	70.11	4.09E-02
1Г 7Л	.103E-02	2.69	3.16E-07
1Г 5Л	.179E-01	61.66	1.26E-04
1Г 2Л	.107E-01	77.14	9.42E-05
1Г 6Л	.346E-04	1.00	3.95E-09
1Г 3Л	.368E-06	1.00	4.20E-11

Выводы:

По результатам расчетов можно сделать вывод, что полный отказ станции происходит раз в полтора года. Наиболее вероятным является отказ одного генератора и одной линии. Наименее вероятным является отказ одного генератора и трех линий.

Литература

1. Ю. Н. Балаков, М. Ш. Мисриханов, А. В. Шунтов Проектирование схем электроустановок. -2е изд.- М., издательский дом МЭИ, 2006.
2. Электротехнический справочник: в 4 т. / под общ. ред. В. Г. Герасимо- ва [и др.]. – 9-е изд. – М.: МЭИ, 2003. – Т. 3: Производство, передача и распределение электрической энергии. – 2004. – 964 с.

УДК 621.321

РАСЧЕТ НАДЕЖНОСТИ ГЛАВНОЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ АЭС-6000 МВт

Голета Д.А.

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

При проектировании объектов энергетики, для обеспечения надежного электроснабжения потребителей, необходимо производить расчеты надежности объекта, которые включают расчет вероятности отказов элементов схемы, времени простоя оборудования. Для расчета надежности воспользуемся пакетом программ «TOPAS», который позволяет проводить анализ надежности главных схем электрических соединений, включающих в себя распределительные устройства различных классов напряжений, высоковольтные линии электропередачи, присоединения трансформаторов собственных нужд и трансформаторов связи.

Пакет не накладывает ограничений на типы схем распределительных устройств, за исключением схем с обходными системами шин. В этом случае, для проведения анализа следует использовать схему коммутации, соответствующую ее нормальному или ремонтному режиму с учетом только включенных аппаратов.

При моделировании и анализе состояний схемы, а также вычислении показателей надежности необходимо учитывать характеристики повреждаемости, ремонтпригодности оборудования.

Для описания схемы электрических соединений используется коммутационный граф, ветвями которого являются коммутационные аппараты различных типов, а узлами – остальные связывающие элементы схемы. Этот метод обеспечивает необходимую точность топологической модели. Для численного анализа необходим переход к формальному математическому описанию графов с помощью матриц, например, матрицы границы ветвей, для составления которой осуществляется последовательная нумерация элементов графа и последующая запись узлов, связываемых каждой его ветвью. Матрица имеет размерность $[N, 2]$ при максимальном заполнении, где N – число ветвей графа.

Для описания структурной анализируемой главной схемы исходная схема, границы и детальность задаются в соответствии с целями анализа и объема располагаемой информации. При этом необходимо соблюдать следующие правила:

- в схему вводятся только нормально включенные коммутационные аппараты;
- в схему обязательно вводятся нормально включенные разъединители, коммутирующие трансформаторы связи и блочные трансформаторы.

Все узлы и ветви нумеруются последовательно, начиная с единицы, в следующем порядке:

- генераторы (Г);
- линии выдачи мощности во внешнюю сеть (Л);
- РТСН (Н);
- автотрансформаторы, а также ВЛ и трансформаторы связи между РУ (С);
- блочные трансформаторы (Т);
- сборные шины и ошиновка (Ш);
- выключатели (В);
- разъединители (Р).

Затем составляется матрица связей узлов и ветвей, в которой для каждой ветви в порядке увеличения их номеров записываются номера двух примыкающих у ней узлов.

Для расчета и анализа надежности используются следующие показатели:

- 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 надежности главной схемы осуществляется на основе определения количества комбинаций событий $C(k)$, приводящих к отказу ее функционирования:

$$C(k) = \sum L(k) \quad (1)$$

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

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

$$\lambda(k) = \sum q(j) \lambda(i) Q\left(\frac{s}{i}\right) L(k) \quad (2)$$

$$T(k) = \frac{1}{\lambda(k)} \sum q(j) \lambda(i) \min\left\{\frac{t(j)}{2}; t(i); to. п.\right\} Q\left(\frac{s}{i}\right) L(k) \quad (3)$$

$q(j)$ – относительная длительность j -ого ремонтного режима (о.е.);

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

$t(i)$ – длительность послеаварийного i -ого элемента схемы (ч);

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

$to. п.$ – время оперативных переключений (ч);

$Q(s/i)$ – вероятность отказа в срабатывании s -ого устройства релейной защиты или коммутационного аппарата.

В данной работе выполнен расчет надежности АЭС-6000МВт, состоящей из 6 блоков, мощностью 1000 МВт каждый. Выдача электроэнергии

производится по блочной схеме по двум напряжениям – 500 кВ и 220 кВ. РУ 500 кВ и РУ 220 кВ связаны автотрансформаторами связи, в качестве коммутационных аппаратов используются элегазовые выключатели. Схема станции представлена на рисунке 1.

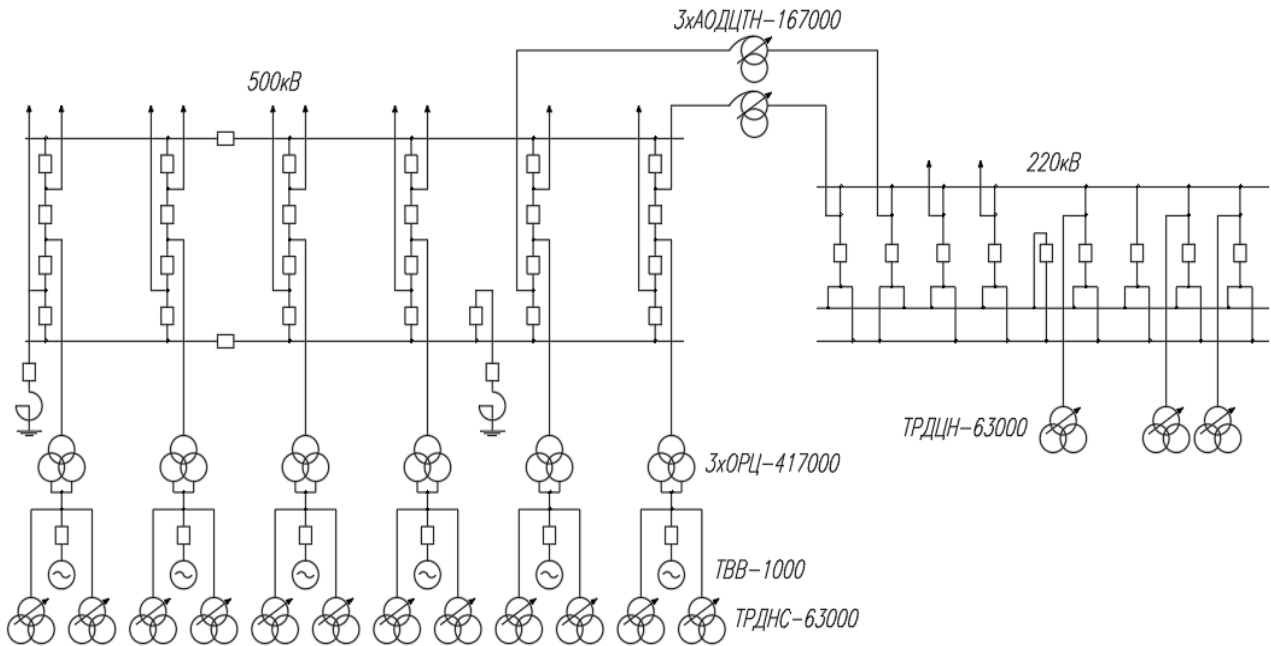


Рисунок 1. Главная схема электрических соединений АЭС – 6000 МВт

РУ 500 кВ выполнена по схеме «четыре выключателя на три присоединения». РУ 220 кВ выполнено по схеме «две рабочие секционированные системы шин»

Нумерация схемы представлена на рисунке 2. Матрица связи узлов и ветвей представлена в виде таблицы 1.

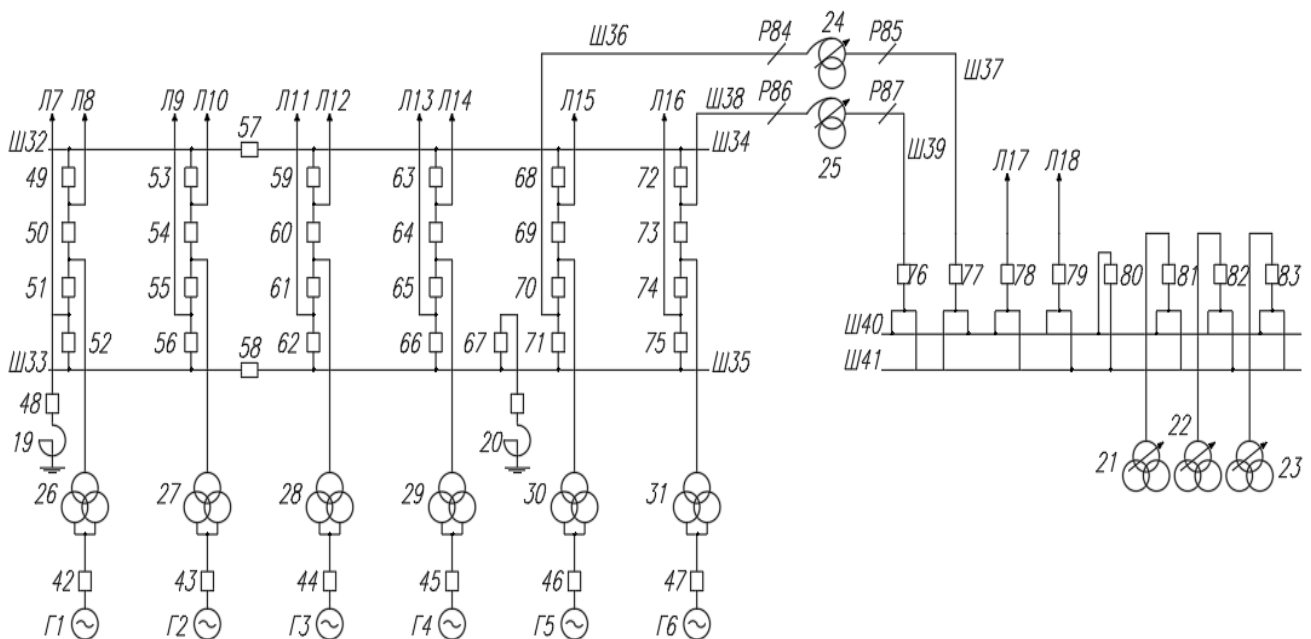


Рисунок 2. Расчетная схема исследуемой станции

Таблица 1 – Матрица связей узлов и ветвей

Номер КА	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53
1-й узел	21	22	23	24	25	26	19	8	8	7	7	10
2-й узел	26	27	28	29	30	31	33	32	26	26	33	32
Номер КА	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65
1-й узел	9	9	27	32	33	12	12	11	11	14	14	13
2-й узел	10	27	33	34	35	34	28	28	35	34	29	29
Номер КА	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77
1-й узел	13	20	15	15	30	30	34	31	16	16	39	37
2-й узел	35	35	34	36	36	35	38	38	31	31	40	41
Номер КА	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87		
1-й узел	17	18	40	21	22	22	24	24	25	25		
2-й узел	40	41	41	40	40	40	36	37	38	39		

Необходимые для расчета параметры оборудования сведем в таблицу 2. Для определения частот отказов и времени восстановления будем считать, что в плановый и аварийный ремонты будет выходить один выключатель.

Таблица 2 – Параметры оборудования

Элементы схемы	Частота отказа, 1/год	Время п-аварийного восстан., ч	Частота плановых ремонтов, 1/год	Длитель. план. ремонта, ч	Вероятн. отказа при откл. КЗ, о.е.	Вероятн. отказа в срабат.и РЗ, о.е.
Генератор	1	200	1	1080	-	0.001
ЛЭП 500 кВ	0.0015	12	1	18	-	0.001
ЛЭП 220 кВ	0.0003	7.6	0.3	24	-	0.001
Реакторы	0.04	220	0.5	10	-	0.001
РТСН	0.034	63	0.75	28	-	0.001
АТС 500 кВ	0.053	71	1	50	-	0.001
Тр-р 500 кВ	0.04	220	0.5	10	-	0.001
СШ 500 кВ	0.039	5	0.498	15	-	0.001
СШ 220 кВ	0.03	4	0.498	9	-	0.001
Выкл. генер.	0.004	20	0.2	20	0.002	-
Выкл. 500 кВ	0.01	120	0.2	120	0.002	-
Выкл. 220 кВ	0.003	40	0.2	40	0.002	-

Для анализа результатов расчета надежности рассмотрим несколько вариантов, сведенных в таблицу 3.

Таблица 3 – Результаты анализа надежности

Код аварии	Суммарная частота, 1/год	Среднее время восстан., ч	Коэф. неготовности
6Г 12Л	6.9	187.37	0.148
6Г 12Л 1РТСН	0.382	89.34	$3.89 \cdot 10^{-3}$
6Г 12Л 2РТСН	$0.116 \cdot 10^{-1}$	8.89	$1.177 \cdot 10^{-5}$
6Г 12Л 3РТСН	$0.185 \cdot 10^{-6}$	1.0	$2.112 \cdot 10^{-11}$

Таким образом, наиболее вероятно произойдет отказ 6Г 12Л.

Литература

1. Рожкова Л. Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций Энергоатомиздат, 1987 г.
2. Электротехнический справочник: В 4 т. Т3. Производство, передача и распределение электрической энергии / Под ред. В. Г. Герасимова, А. И. Попова. – 9-е изд. Издательство МЭИ, 2004.

УДК 621.321

ПОКАЗАТЕЛИ НАДЕЖНОСТИ СХЕМЫ РОСТОВСКОЙ АЭС

Волынец А.В., Рабцевич В.С.

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

Проблема надежности электрических систем относится к задачам определения и оптимизации их показателей на этапах планирования, проектирования, сооружения и эксплуатации. Надежность - свойство объекта или технического устройства выполнять заданные функции, сохраняя во времени значения установленных эксплуатационных показателей в заданных пределах, соответствующих заданным режимам и условиям использования, технического обслуживания, ремонтов, хранения и транспортировки.

Надежность АЭС характеризует способность выполнения ею основной задачи — снабжения потребителей электроэнергией. При проектировании АЭС рассматривается возможность возникновения различных аварий, от относительно «малых», таких как отказ небольшого двигателя собственных нужд или разрыв трубопровода малого диаметра, до наиболее крупных, таких как разрыв главных циркуляционных трубопроводов. Для каждой из этих аварий предусматривается система мер, направленных на ее предупреждение и, в случае если она все-таки произойдет, на ее локализацию, т.е. на предотвращение вредных последствий аварии для оборудования блока, персонала АЭС и окружающей среды.

Выбор перечня рассматриваемых аварий до некоторой степени субъективен. Некоторые из аварий невозможно предусмотреть, особенно на стадии проектирования головных блоков серии, из-за отсутствия опыта эксплуатации таких систем. Кроме того, нормами проектирования устанавливается так называемая максимальная проектная авария (МПА), т.е. самая тяжелая авария, последствия которой могут быть достаточно надежно локализованы без опасности для окружающей среды и населения.

Для каждой группы возможных аварий рассматривается свой «безопасный предел» работы установки. В зависимости от тяжести (первичного нарушения) рассматриваемой аварии «безопасный предел» могут составить полная нейтрализация нарушения и сохранение установки в работе на прежней мощности (например, путем включения резерва); нейтрализация нарушения и сохранение установки в работе на сниженной мощности (например, при отключении ГЦН); предотвращение развития нарушения и перерастания его в более опасное нарушение, что может сопровождаться остановкой блока; предотвращение опасного воздействия на эксплуатационный персонал; предотвращение опасного воздействия на окружающую среду и население.

Ростовская АЭС является одним из крупнейших предприятий энергетики Юга России, обеспечивающим свыше 30 % годовой выработки электроэнергии в этом регионе. Электроэнергия Ростовской АЭС поступает в Объединённую энергетическую систему Юга России, в состав которой входят 13 региональных энергетических систем — субъектов Южного и Северо-Кавказского федеральных округов, по четырем линиям напряжения 500 кВ. Выработка

электроэнергии составляет свыше 102 млн кВт·час в сутки. Коэффициент использования установленной мощности (КИУМ) составил 89,70 %.

Рассмотрим подробнее главную схему Ростовской АЭС.

В качестве повышающих трансформаторов выбраны трехфазные трансформаторы 630 МВ·А, по два трансформатора на каждый блок. Для электроснабжения системы СН предусмотрены трансформаторы с расщепленными обмотками низшего напряжения, присоединенные к блокам на ответвлениях на участках между выключателями нагрузки генераторов и повышающими трансформаторами.

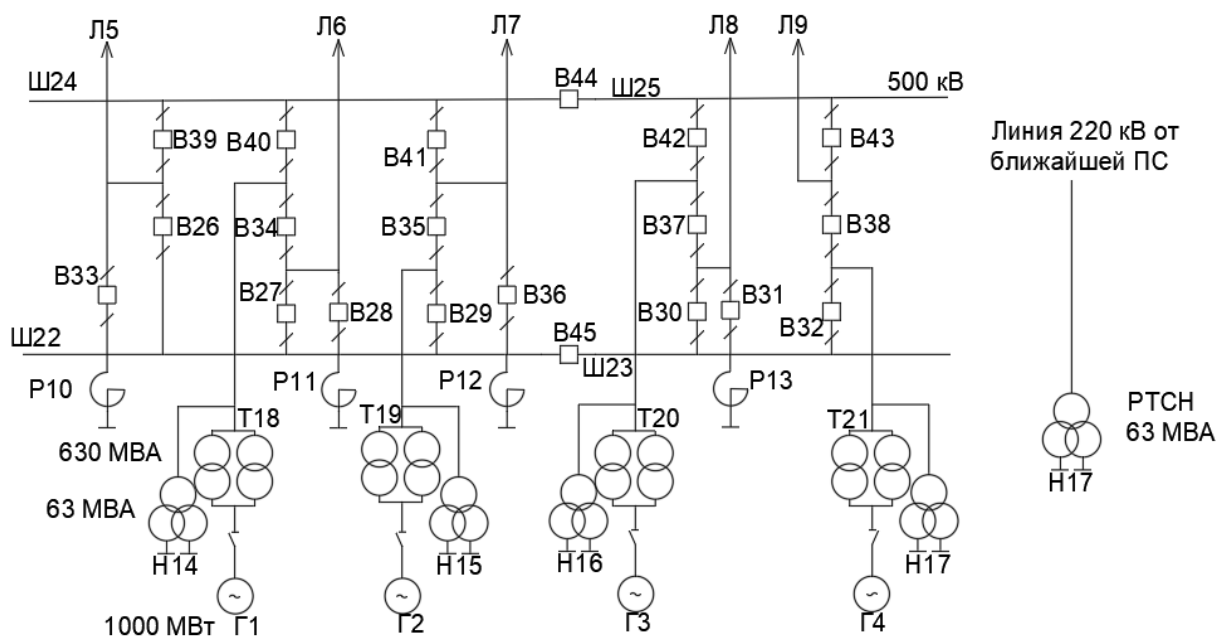


Рисунок 1. Главная схема электрических соединений РУ 500 кВ Ростовской АЭС.

Четыре блока имеют по одному трансформатору собственных нужд мощностью 63 МВ·А. Резервный трансформатор СН мощностью 63 МВ·А получает питание по воздушной линии 220 кВ от ближайшей подстанции. Распределительное устройство 500 кВ выполнено по полуторной схеме. Сборные шины секционированы, что способствует повышению надежности РУ. Для компенсации реактивной мощности предусмотрены шунтирующие реакторы, присоединенные к линиям через выключатели.

Полуторная схема имеет следующие преимущества: ремонт любого выключателя или системы шин производится без нарушения работы присоединений и с минимальным числом операций при выводе этих элементов в ремонт; разъединители используются только при ремонте (обеспечение видимого разрыва до элементов РУ, находящихся под напряжением); обе системы шин могут быть отключены одновременно без нарушения работы присоединений. Полуторная схема сочетает надежность схемы со сборными шинами с маневренностью схемы многоугольника. Секционирование шин сообщает схеме большую эксплуатационную гибкость. При этом обе секции работают отдельно, и при повреждении одной из секций питания лишается только часть потребителей. Кроме того, при отдельной работе

трансформаторов снижаются токи короткого замыкания на стороне вторичного напряжения. Расчеты показателей надежности схем производились в программе TOPAS.

Таблица 1 – Показатели надежности элементов электрической сети

Элемент	Ном. напряжение, кВ	λ_i , 1/год	t_s , ч	λ_{Σ} /ГОД	$t_{пл}$, ч
Выключатели	500	0,01400	120	0,2	120
Силовые трансформаторы	500	0,15000	350	2,0	80,0
Воздушные линии на 1 км	500	0,00400	16,0	3,5	105,1
Сборные шины	500	0,07800	12,0	0,996	30,0

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 Ростовской АЭС

Аварии	λ , 1/год	T, ч	КНГ, о.е.
Отказ одного генератора и 3 ТСН	0,0279	217,9	$6,94 \cdot 10^{-4}$
Отказ двух генераторов и 4 ТСН	0,0417	196,15	$9,34 \cdot 10^{-4}$
Отказ одной ЛЭП и 3 ТСН	0,000205	10,38	$2,43 \cdot 10^{-7}$
Отказ 3 ТСН	0,00591	191,8	$1,29 \cdot 10^{-4}$
Отказ двух ЛЭП и 4 ТСН	0,000041	1	$4,68 \cdot 10^{-9}$
Отказ генератора, ЛЭП и 3 ТСН	0,000104	1	$1,187 \cdot 10^{-8}$

В таблице результатов расчета представлены основные аварии на Ростовской АЭС. По результатам расчета вся станция не отказала ни разу. Самая частая авария, которая может произойти – это отказ двух генераторов и 4

ТСН. Реже всего происходит отказ двух ЛЭП и 4 ТСН. Вероятность аварий в которых происходит выход из строя более двух элементов практически нулевая.

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 621.316

СРАВНЕНИЕ ПОДСТАНЦИЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 330 КВ С ДВУМЯ И ТРЕМЯ СИЛОВЫМИ АВТОТРАНСФОРМАТОРАМИ

Веракса Р.В., Качан П.С.

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

В Белорусской энергосистеме большое количество подстанций напряжением 330/110/10 кВ имеют три автотрансформатора, один из которых обычно находится в отключенном состоянии. Целью данной работы является определить эффективность дооснащения третьим автотрансформатором подстанций Гомельской энергосистемы: ПС Мозырь, ПС Гомсельмаш, ПС Жлобин. Оценку эффективности произведем по двум параметрам: капитальные вложения и исходя из достижения максимума надежности подстанции.

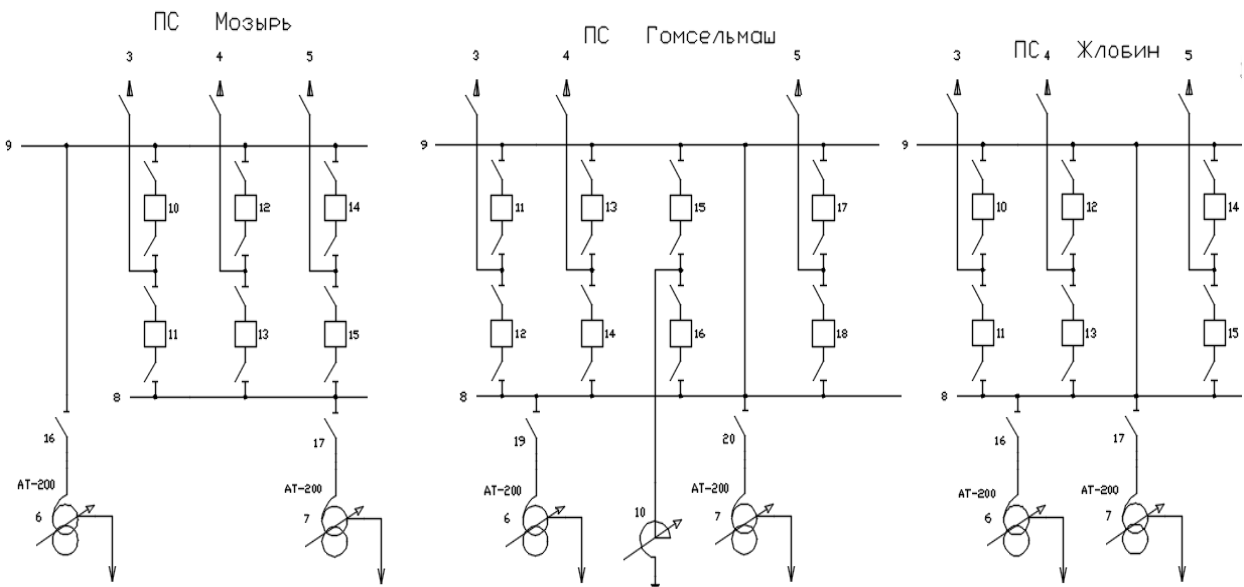


Рисунок 1. Вариант подстанций с двумя автотрансформаторами.

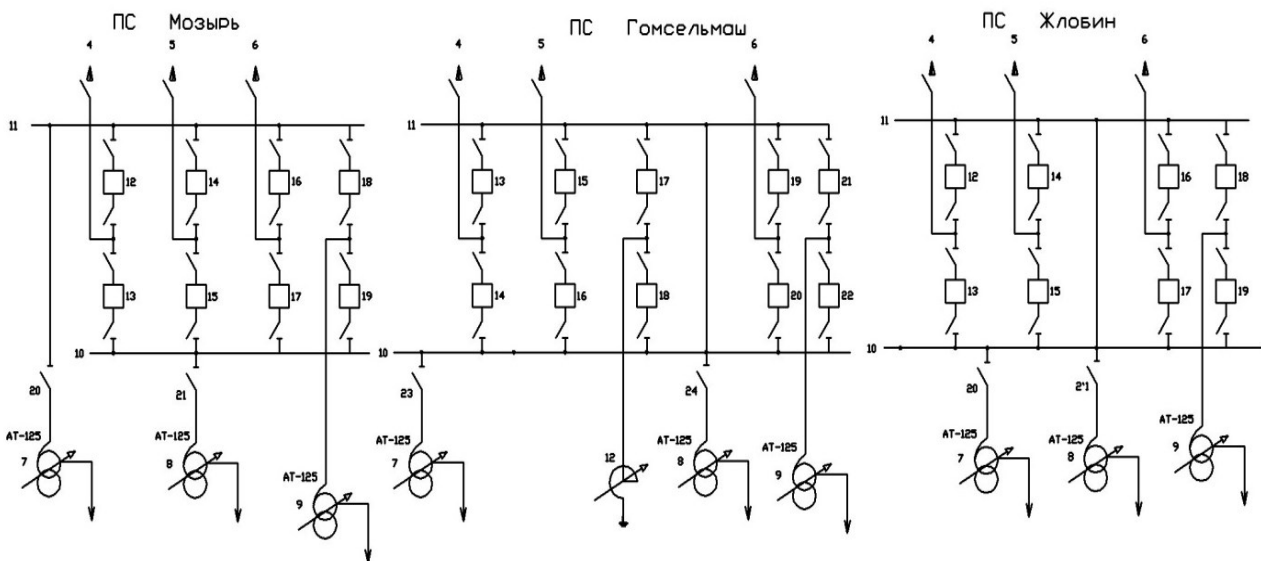


Рисунок 2. Вариант подстанций с тремя автотрансформаторами.

Капитальные затраты определяем по стоимости внедряемых автотрансформаторов. Произведем сравнение капитальных вложений в подстанцию напряжением 330/110/10 кВ в трех и двухтрансформаторном исполнении при одинаковых схемах распределительных устройств 330 кВ (таблица 1).

Таблица 1 - Капитальные вложения в подстанцию напряжением 330/110/10 кВ

Тип электрической схемы РУ	Количество трансформ. и их номинальная мощность	Капитальные затраты на строительство подстанции Кпс приведенные к 2015 году, млн. рос. руб.
Трансформаторы - шины с присоединением линий через один выключатель	2×200	488,32
Трансформаторы - шины с присоединением линий через один выключатель	3×125	533,16

Определим целесообразность сооружения трехтрансформаторной подстанции исходя из условия надежности электроснабжения потребителей, используя программу “ТОPAS”, реализующей таблично-логическим методом определения надёжности

Вычисление частот отказов функционирования k -го вида $\lambda(k)$ и длительностей аварийного восстановления $T(k)$ в общем случае осуществляется по выражениям [7, с. 59]:

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

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

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 релейной защиты или коммутационного аппарата.

Для расчёта с использованием программы “ТОPAS” необходимо пронумеровать все элементы схемы в строго определённом порядке. Пример нумерации схем приведен на рисунках 1 и 2. Принимаемые показатели надёжности элементов схемы представим в таблице 2.

Таблица 2 - Показатели надежности элементов

Элемент РУ	Частота отказа λ , 1/год	Время послеаварийного восстановления T_v , ч	Частота планового ремонта $\lambda_{рем}$, 1/ГОД	Длительность планового ремонта $T_{рем}$, ч
Трансформатор 330 кВ	0,04	45	0,5	9,5
Элегазовый выключатель напряжением 330 кВ	0,02	48	0,2	90
Сборные шины 330 кВ (на одно присоединение)	0,039	15	0,498	9
Линия электропередачи на 1 км	0,002	9	0,5	20

Оценим надежность схем электрических соединений подстанций при различном количестве автотрансформаторов, представленных на рисунках 1 и 2. Вероятность отказа выключателя при отключении короткого замыкания была принята равной 0,002. Время оперативных переключений в расчетах принято равным 1 ч. Результаты вычислений представлены в таблице 3.

Таблица 3 - Показатели надёжности типовых электрических схем распределительного устройства напряжением 330 кВ при изменении количества трансформаторов на подстанции

Подстанция	Количество трансформ.	Частота отказа $\lambda_{сум}$ 1/год	Время послеаварийного восстановления $T_{сум}$, ч	Коэффициент неготовности $k_{нг}$
ПС Мозырь 330 кВ	2	0,0202	56,09	$1,293 \cdot 10^{-4}$
	3	0,0201	82,66	$1,896 \cdot 10^{-4}$
ПС Гомсельмаш 330 кВ	2	0,021	55,21	$1,293 \cdot 10^{-4}$
	3	0,0209	80,78	$1,93 \cdot 10^{-4}$
ПС Жлобин 330 кВ	2	0,0202	56,09	$1,293 \cdot 10^{-4}$
	3	0,0201	82,66	$1,896 \cdot 10^{-4}$

Выводы:

1. Выполнен расчёт показателей надёжности схем электроснабжения трёх подстанций Гомельской энергосистемы: ПС Мозырь 330, ПС Гомсельмаш 330 и ПС Жлобин.

2. Опираясь на результаты расчёта установлено, что коэффициент неготовности при установке третьего автотрансформатора на подстанции увеличился в 1,46 раз, т.к. при установке третьего автотрансформатора время послеаварийного восстановления увеличилось, то ставить третий автотрансформатор не целесообразно.

Литература

1. Малкин, П.А. Применение трехтрансформаторных подстанций 110 кВ для обеспечения надежного электроснабжения потребителей / П.А. Малкин // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики, – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2011. – Вып. 61, – С. 79 – 82.
2. Герасименко, А.А. Передача и распределение электрической энергии / А.А. Герасименко, В.Т. Федин. – Изд. 2-е. – Ростов н/Д: Феникс, 2008. – 715 с.
3. Справочник по проектированию электрических сетей / Под. Ред. Файбисовича. – 3-е изд. Перераб. и доп. – М.: Энас, 2009. – 392 с.
4. Балаков, Ю.Н. Проектирование схем электроустановок / Ю.Н. Балаков, М.Ш. Мисриханов, А.В. Шунтов. – М.: Издательский дом МЭИ, 2006. — 288 с.
5. Папков, Б.В. Методика оценки надежности схем электрических соединений энергообъектов / Б.В. Папков, С.П. Крайнов // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики, – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2009. – Вып. 59, – С. 131–140.
6. Скопинцев, В.А. Качество электроэнергетических систем: надежность, безопасность, экономичность, живучесть / В.А. Скопинцев. – М.: Энергоатомиздат, 2009. – 332 с.
7. Черновец, А. К. Элементы САПР электрической части АЭС на персональных компьютерах / А. К. Черновец. – СПб.: Санкт-Петербург. госуд. технич. универ., 1992. – 89 с.
8. Гук, Ю.Б. Теория надежности в электроэнергетике / Ю.Б. Гук. – Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1990. – 208 с.
9. Электротехнический справочник: в 4 т. // Под. Общ. Ред. Профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). – 9-е изд., стер. – М.: Издательство МЭИ, 2004. – Т. 3: Производство, передача и распределение электрической энергии. – 964 с.

УДК 621.321

ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ГЛАВНОЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ПС «БЕЛОРУССКАЯ»

Бурчик С.Ю.

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

Основным требованием к подстанциям является обеспечение надежной работы оборудования и бесперебойного электроснабжения потребителей. Из этого требования исходят при проектировании подстанций и им руководствуются во время монтажа и эксплуатации. Надежность работы подстанций и бесперебойность электроснабжения потребителей обеспечиваются правильным выбором схемы питания от электроснабжающей системы, типа и мощности преобразовательных агрегатов, схемы и аппаратуры распределительных устройств, системы резервирования, системы защиты от возможных нарушений нормального режима, системы управления.

Схема присоединения к энергосистеме должна обеспечивать сохранение устойчивости ее работы в энергосистеме при отключении любой отходящей электропередачи или трансформатора связи. Основными критериями при выборе главной схемы являются: надежность; экономичность; маневренность; ремонтпригодность; возможность расширения; наглядность и простота. Наиболее важными из перечисленных являются надежность и экономичность.

В качестве примера расчета была рассчитана главная схема подстанции «Белорусская».

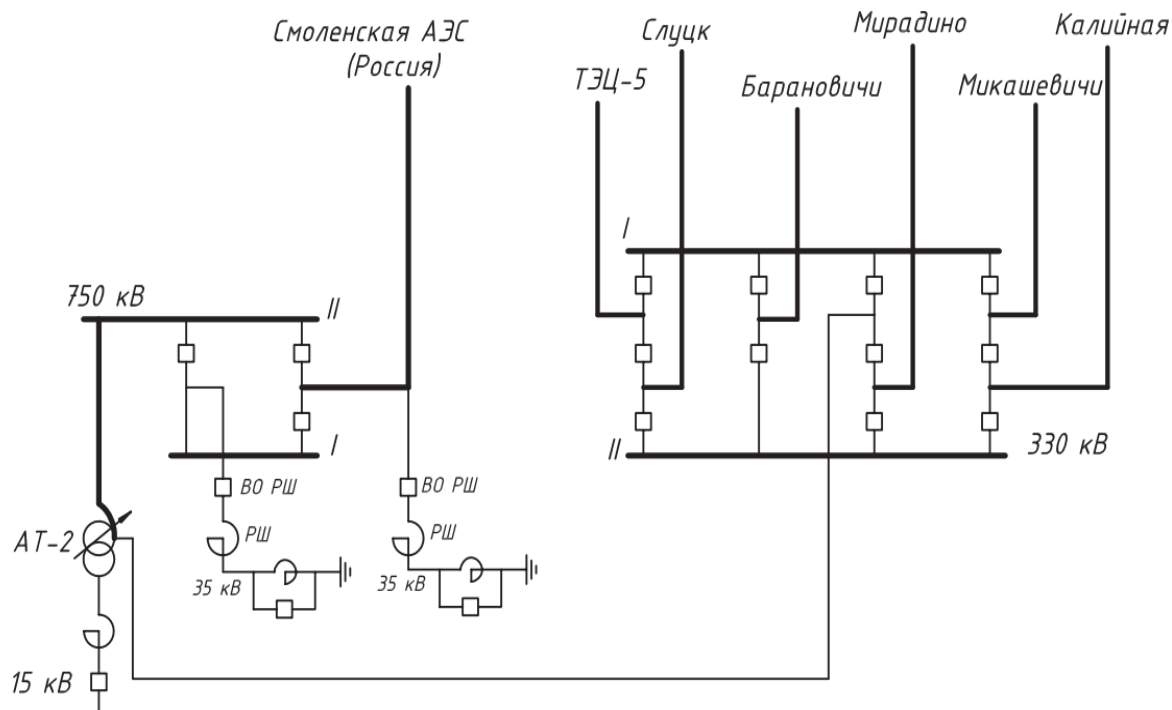


Рисунок 1. Главная схема ПС «Белорусская» до реконструкции

Разработка проекта реконструкции ПС 750 кВ «Белорусская» начата институтом «Белэнергосетьпроект» в марте 2014 г. Было принято решение о разработке архитектурного проекта в два основных этапа:

- 1) разработка принципиальных технических решений;
- 2) разработка архитектурного проекта.

На первом этапе разработаны принципиальные подходы к реконструкции подстанции, рассмотрен вопрос оптимизации первичной схемы ОРУ 750 кВ, вопросы управления потоками активной мощности сечения ОЭС Беларуси – ОЭС Центра.

На втором этапе разработан архитектурный проект, которым предусмотрены:

- 1) замена первичного оборудования 750 кВ с заменой воздушных выключателей элегазовыми;
- 2) замена воздушных выключателей 330 кВ;
- 3) реконструкция системы собственных нужд переменного и постоянного тока 110; 15; 10; 6; 0,4 кВ, 220 В;
- 4) реконструкция устройств релейной защиты и автоматики элементов РУ 750 кВ и 330 кВ;
- 5) реконструкция локальной противоаварийной автоматики ВЛ 750 кВ «Белорусская» – Смоленская АЭС и АТ-2, а также системной противоаварийной автоматики сечения ОЭС Центр – ОЭС Беларуси (АСБС) и др.

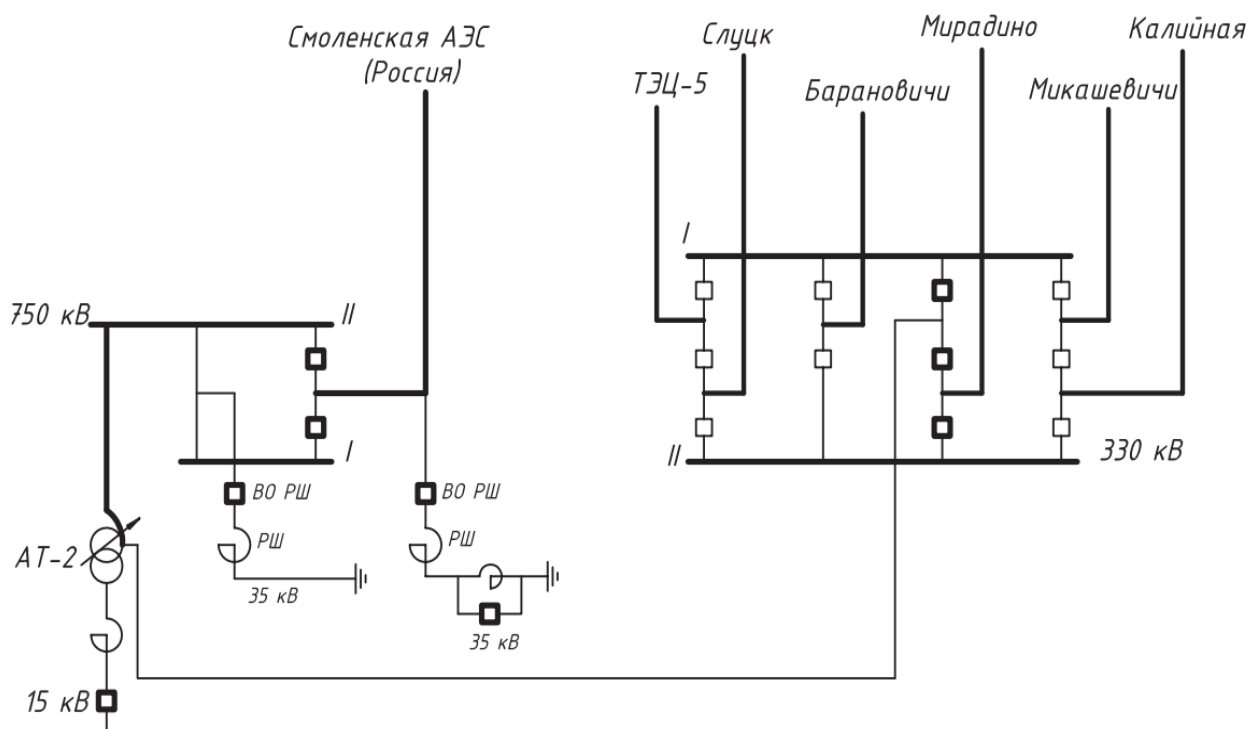


Рисунок 2. Главная схема ПС «Белорусская» после реконструкции

Расчеты показателей надежности схем производились в программе TOPAS. Расчёты производились для РУ 750 кВ и РУ 330 кВ в отдельности.

Таблица 1 – Показатели надежности выключателей подстанции

Элемент	Ном. напряжение $U_{ном}$, кВ	Частота отказа λ , 1/год	Время послеаварийного восстановления T_B , ч	Частота планового ремонта, $\lambda_{рем}$ 1/год	Длительность планового ремонта $T_{рем}$, ч
Выключатели (воздушные)	330	0,02	48	0,2	90
Выключатели (элегазовые)	330	0,015	36,8	0,08	200
Выключатели (воздушные)	750	0,04	60	0,2	120
Выключатели (элегазовые)	750	0,01	120	0,2	120

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:

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

где T - среднее время восстановления, ч ;

λ - частота отказов, 1/год.

Таблица 2 – Результаты анализа надёжности РУ 750 кВ

До реконструкции			После реконструкции		
Суммарная частота, 1/год	Среднее время восстановления, ч	Коэф. неготовности, $K_{нг}$	Суммарная частота, 1/год	Среднее время восстановления, ч	Коэф. неготовности, $K_{нг}$
0,0517	73,72	$435,1 \cdot 10^{-6}$	0,0112	108	$138,1 \cdot 10^{-6}$

Таблица 3 – Результаты анализа надёжности РУ 330 кВ

До реконструкции			После реконструкции		
Суммарная частота, 1/год	Среднее время восстановления, ч	Коэф. неготовности, $K_{нг}$	Суммарная частота, 1/год	Среднее время восстановления, ч	Коэф. неготовности, $K_{нг}$
0,144	24,05	$395 \cdot 10^{-6}$	0,128	23,62	$345,1 \cdot 10^{-6}$

Проанализировав результаты расчёта мы видим, что суммарная частота отказов как для РУ 750 кВ, так и для РУ 330 кВ после реконструкции уменьшилась; время восстановления РУ 750 кВ увеличилось, а РУ 330 кВ

уменьшилось; коэффициент неготовности в обоих случаях уменьшился. Исходя из результатов расчёта можно сказать, что реконструкция подстанции целесообразна, так как её надёжность значительно повысится.

Выводы

1. Выполнен расчет показателей надежности схемы электрических соединений подстанции «Белорусская».
2. По полученным результатам выяснили, что реконструкция является целесообразной.

Литература

1. Розанов, М. Н. Надежность электроэнергетических систем – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 200с.

УДК 621.321

РАСЧЕТ НАДЕЖНОСТИ ГЛАВНОЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ АЭС-880 МВт

Бондарева А.С.

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

Для обеспечения надежности электроснабжения потребителей, необходимо производить расчет надежности, который включает в себя расчет вероятности отказов элементов схемы, времени простоя оборудования. Для расчета надежности в данной работе была использована программа «ТОPAS».

Наиболее эффективным подходом при моделировании надежности схем электрических соединений является логико-цифровой компьютерный анализ, позволяющий проводить описание схем с использованием наиболее экономичных матриц, обеспечивающих минимальную трудоемкость подготовки исходных данных на этапе выполнения расчетов. Одной из таких матриц является матрица границ ветвей, для составления которой осуществляется последовательная нумерация элементов графа и последующая запись узлов, связываемых каждой его ветвью.

В соответствии с намеченными расчетными множествами аварийных состояний схемы, рассматриваются конкретные пути их реализации в нормальном, плановом или аварийном ремонте.

Для расчета надежности 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 релейной защиты при возникновении КЗ;

Исходная схема для расчета представлена на рис. 1.

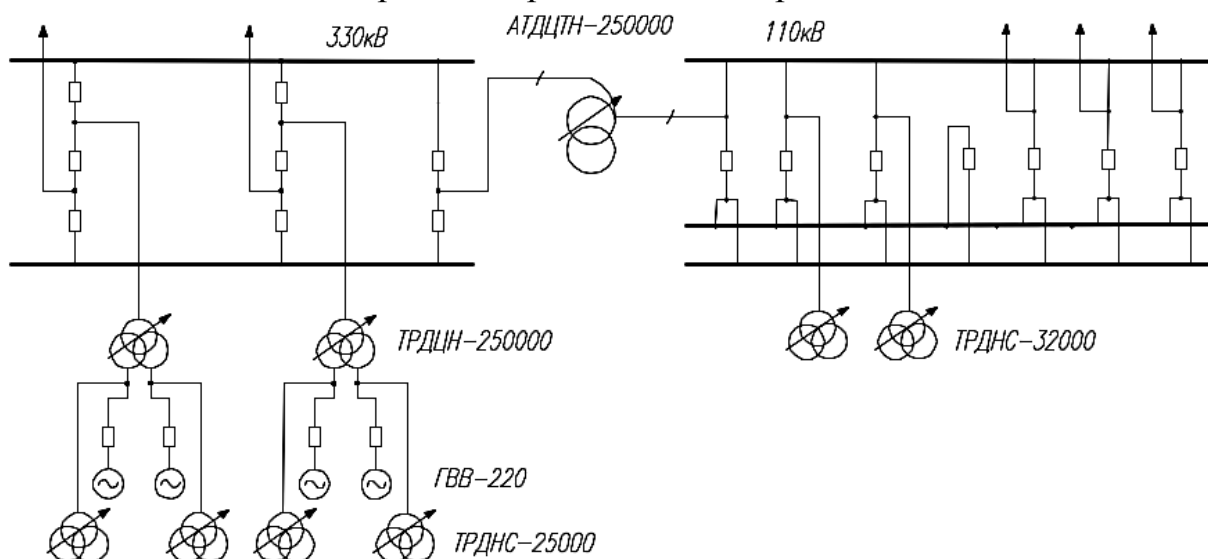


Рисунок 1. Главная схема электрических соединений АЭС – 880 МВт

Вычисление логических показателей надежности главной схемы осуществляется на основе определения количества комбинаций событий $C(k)$, приводящих к отказу ее функционирования:

$$C(k) = \sum L(k) \tag{1}$$

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

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

$$\lambda(k) = \sum q(j) \lambda(i) Q\left(\frac{s}{i}\right) L(k) \tag{2}$$

$$T(k) = \frac{1}{\lambda(k)} \sum q(j) \lambda(i) \min\left\{\frac{t(j)}{2}; t(i); to.п.\right\} Q\left(\frac{s}{i}\right) L(k) \tag{3}$$

$q(j)$ – относительная длительность j -ого ремонтного режима (о.е.);

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

$t(i)$ – длительность послеаварийного i -ого элемента схемы (ч);

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

$to.п.$ – время оперативных переключений (ч);

$Q(s/i)$ – вероятность отказа в срабатывании s -ого устройства релейной защиты или коммутационного аппарата;

Подготовка исходных данных начинается с описания структуры анализируемой главной схемы. Для этого исходная схема представляется в виде расчетной схемы, представленной на рис. 2. Расчетная схема состоит из узлов и ветвей, где ветвями являются коммутационные аппараты, а узлами – остальные элементы. Далее все узлы нумеруются последовательно, начиная с 1 в порядке:

- генераторы;
- линии электропередачи;
- трансформаторы собственных нужд;
- автотрансформаторы, трансформаторы связи;
- блочные трансформаторы;
- сборные шины;
- коммутационные аппараты (выключатели, разъединители);

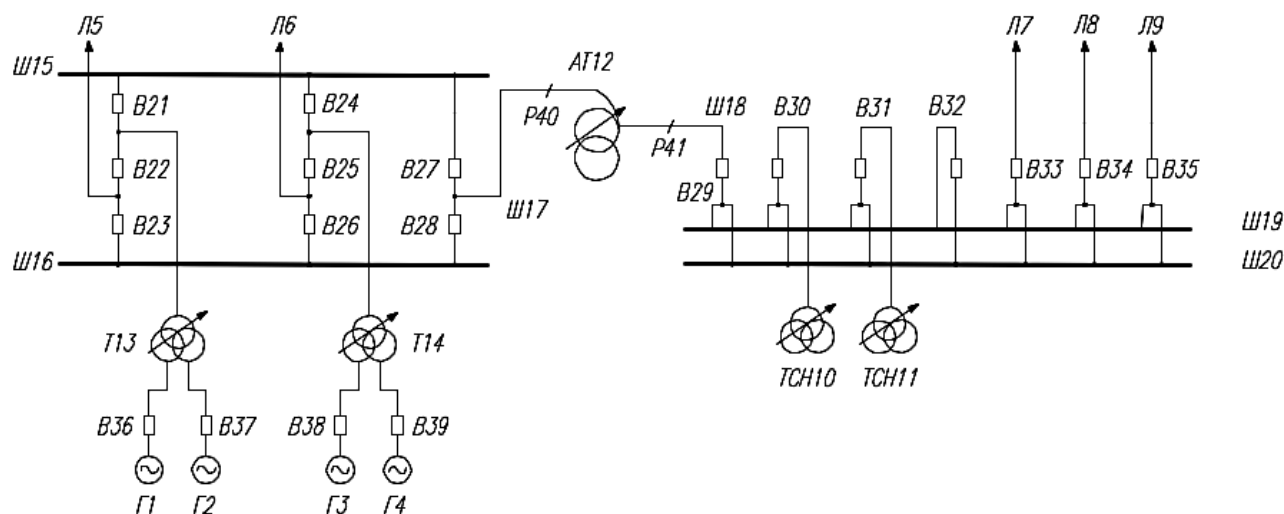


Рисунок 2. Расчетная схема исследуемой станции

Затем составляется матрица связей узлов и ветвей, в которой для каждой ветви в порядке увеличения их номеров записываются номера двух примыкающих к ней узлов.

Таблица 1 – Матрица связей

Номер КА	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
1 узел	13	5	5	6	6	14	15	16	18	10	11
2 узел	15	13	16	15	14	16	17	17	19	20	19
Номер КА	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	
1 узел	19	7	8	9	1	2	3	4	12	12	
2 узел	20	20	20	20	13	13	14	14	17	18	

Следующим шагом является выбор показателей надежности электрооборудования схемы. Показатели надежности сведены в таблицу 2.

Таблица 2 – Показатели надежности

Элементы схемы.	частота отказов 1/год	время п-а восстановления ч	частота планового ремонта 1/год	Длит. планового ремонта ч	Вероятность отказа при откл. КЗ о.е.	Вероятность отказа в сраб. РЗ о.е.
Генераторы	0.87	58	1	600	-	0.001
ЛЭП 330 кВ	0.0009	4.9	0.3	14.1	-	0.001
ЛЭП 110 кВ	0.001	10.3	0.4	13	-	0.001
ТСН	0.014	76	1	30	-	0.001
АТ	0.04	45	0.5	9.5	-	0.001
Тр-ры	0.04	45	0.5	9.5	-	0.001
Сборные шины 330 кВ	0.039	15	0.498	9	-	0.001
Сборные шины 110 кВ	0.048	3	0.498	12	-	0.001
Элег. выкд. 330 кВ	0.005	80	0.2	80	0.002	-
Элег. выкд. 330 кВ	0.005	25	0.2	25	0.002	-
Генер. выкл.	0.009	10	0.5	10	0.003	-

Для анализа результатов надежности рассмотрим несколько вариантов плановых и аварийных отключений. Расчет частоты и длительности аварийных отключений сведем в таблицу 3. А также по окончанию расчетов определим коэффициент неготовности:

$$K = \frac{\lambda \cdot T}{8760}$$

Таблица 3 – Результаты анализа надежности

Код аварии	Суммарная частота, 1/год	Среднее время восстановления, ч	Коэффициент неготовности
1	2	3	4
1Г	3.5	58.5	0.023
2Г	0.145	28.09	$4.65 \cdot 10^{-1}$
2Г 1Л	$0.108 \cdot 10^{-1}$	1.72	$2.121 \cdot 10^{-1}$
1Г 3Л	$0.446 \cdot 10^{-1}$	55.24	$2.812 \cdot 10^{-1}$
2Г 3Л	$0.242 \cdot 10^{-1}$	5.83	$1.611 \cdot 10^{-1}$
1Г 1ТСН	$0.42 \cdot 10^{-1}$	58.5	$2.805 \cdot 10^{-1}$
2Г 1ТСН	$0.164 \cdot 10^{-1}$	5.15	$9.642 \cdot 10^{-1}$
1Г 1Л	$0.624 \cdot 10^{-1}$	57.91	$4.125 \cdot 10^{-1}$
3Г	$0.163 \cdot 10^{-1}$	3.86	$7.182 \cdot 10^{-1}$
1Л	0.03	14.94	$5.116 \cdot 10^{-1}$
2Г 4Л	$0.323 \cdot 10^{-1}$	1	$3.687 \cdot 10^{-1}$
4Г 5Л	$0.152 \cdot 10^{-1}$	1	$1.735 \cdot 10^{-1}$
4Л	$0.919 \cdot 10^{-1}$	1.11	$1.926 \cdot 10^{-1}$
1Л 1ТСН	$0.102 \cdot 10^{-1}$	42.51	$4.95 \cdot 10^{-1}$
2Г 1Л 1ТСН	$0.121 \cdot 10^{-1}$	1	$1.381 \cdot 10^{-1}$
2Л	$0.419 \cdot 10^{-4}$	7.46	$3.568 \cdot 10^{-8}$
2Г 2Л	$0.183 \cdot 10^{-4}$	1	$2.089 \cdot 10^{-9}$
3Г 1Л	$0.12 \cdot 10^{-4}$	1	$1.37 \cdot 10^{-9}$
3Л 1ТСН	0.126	3.33	$4.79 \cdot 10^{-5}$
3Л	0.147	19.89	$3.338 \cdot 10^{-4}$
3Л 2ТСН	$0.535 \cdot 10^{-2}$	1.05	$6.413 \cdot 10^{-7}$
1Г 3Л 1ТСН	$0.294 \cdot 10^{-3}$	3.28	$1.101 \cdot 10^{-7}$
1ТСН	$0.379 \cdot 10^{-1}$	63.4	$2.743 \cdot 10^{-4}$
2ТСН	$0.222 \cdot 10^{-4}$	60.29	$1.528 \cdot 10^{-7}$
2Г 4Л 1ТСН	$0.149 \cdot 10^{-6}$	1	$1.701 \cdot 10^{-11}$
1Г 3Л 2ТСН	$0.122 \cdot 10^{-4}$	1	$1.393 \cdot 10^{-9}$
2Г 3Л 1ТСН	$0.144 \cdot 10^{-6}$	1	$1.644 \cdot 10^{-11}$
3Г 3Л	$0.461 \cdot 10^{-7}$	1	$5.263 \cdot 10^{-12}$
4Л 1ТСН	$0.144 \cdot 10^{-6}$	1	$1.644 \cdot 10^{-11}$
1Г 4Л	$0.925 \cdot 10^{-7}$	1	$1.056 \cdot 10^{-11}$

Как видно из результатов расчет наиболее вероятным считается отказы:

- одного генератора;
- двух генераторов;
- одной линии;
- трех линий;
- трех линий и одного трансформатора собственных нужд.

Это необходимо учитывать при краткосрочном и долгосрочном планировании режимов работы энергосистемы и в частности станции. Применение элегазовых выключателей позволило снизить частоту отказов.

Литература

1. Рожкова Л. Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций Энергоатомиздат, 1987 г.
2. Электротехнический справочник: В 4 т. Т3. Производство, передача и распределение электрической энергии / Под ред. В. Г. Герасимова, А. И. Попова. – 9-е изд. Издательство МЭИ, 2004.

УДК 621

ОСНОВНЫЕ КОНСТРУКТИВНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

Смертьева И.В., Желукевич Д.О., Бернат П.А.

Научный руководитель – ст. преп. Петрашевич Н.С.

Воздушные линии (ВЛ) предназначены для передачи и распределения электроэнергии по проводам, расположенным на открытом воздухе. Основными конструктивными элементами ВЛ являются провода, опоры, изоляторы, линейная арматура и грозозащитные тросы.

Опоры поддерживают провода на определенном расстоянии над землей, водой или каким-либо сооружением, обеспечивая требуемый габарит. Классифицировать опоры можно по различным признакам: по назначению, по особенностям их конструкции, по материалу из которого изготовлена опора, по способу закрепления в грунте, по количеству цепей передачи электрической энергии и т.д. По назначению они делятся на анкерные, угловые, промежуточные, специальные. По способу закрепления в грунте: опоры, устанавливаемые непосредственно в грунт; опоры, устанавливаемые на фундаменты. По количеству цепей: одноцепные, двухцепные, многоцепные. По способу установки: свободностоящие опоры, опоры с оттяжками.

Промежуточные опоры наиболее просты и служат для поддержания проводов на прямых участках ВЛ. В нормальном режиме они не испытывают усилий вдоль линии, и провода к ним крепятся через поддерживающие гирлянды изоляторов или в линиях 6-10 кВ – через штыревые изоляторы.

Анкерные опоры предназначены для жесткого закрепления проводов в особо ответственных точках ВЛ: на концах линии и прямых участках, на пересечении важных инженерных сооружений (железных дорог, автострад).

Угловые опоры устанавливают в точках, где линия делает поворот. При углах поворота до 20 градусов на ВЛ применяются промежуточные опоры, а при больших углах – анкерные угловые.

Специальные опоры бывают переходные (для больших пролетов), транспозиционные (для изменения порядка расположения проводов на опоре) и ответвительные (для выполнения ответвления от ВЛ).

По материалу, из которого изготавливаются опоры подразделяются на:

Деревянные. Первоначально все ВЛ до 220 кВ сооружались на деревянных опорах, пропитанных антисептиком. Деревянные опоры изготавливают из круглых брёвен леса не ниже III сорта, как правило, из сосны, лиственницы и ели. Древесина сосны и лиственницы содержит много смолы и поэтому хорошо противостоит действию влаги.

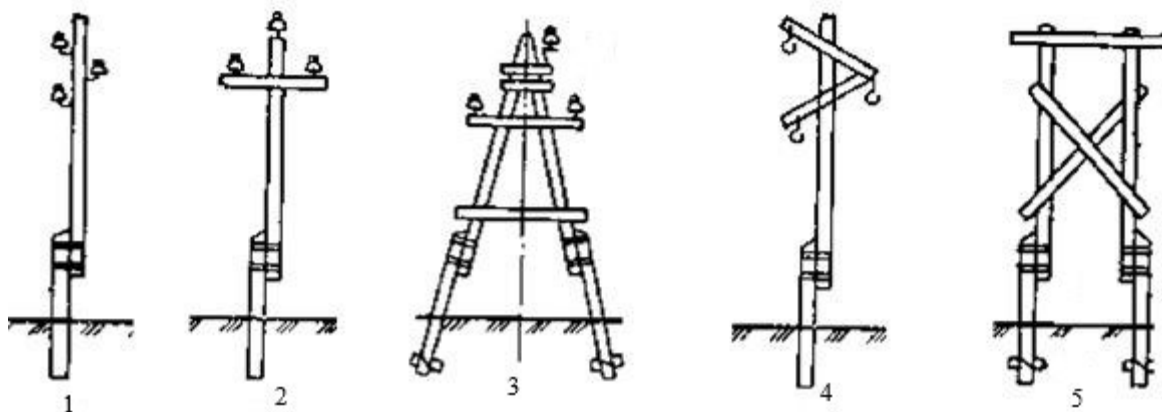


Рисунок 1. Применение деревянных опор и тип опоры: 1 – промежуточная 0,38 – 10 кВ; 2 – промежуточная на 0,38 – 35 кВ; 3 – угловая промежуточная на 6 – 35 кВ; 4 – промежуточная на 35 кВ; 5 – промежуточная свободностоящая на 35- 220 кВ

Металлические. Выполняют из стали специальных марок. Отдельные элементы соединяют сваркой или болтами. Для предотвращения окисления и коррозии поверхность металлических опор оцинковывают или периодически окрашивают специальными красками. Металлические опоры бывают решетчатого типа, а также многогранные в виде гнутых стальных стоек.

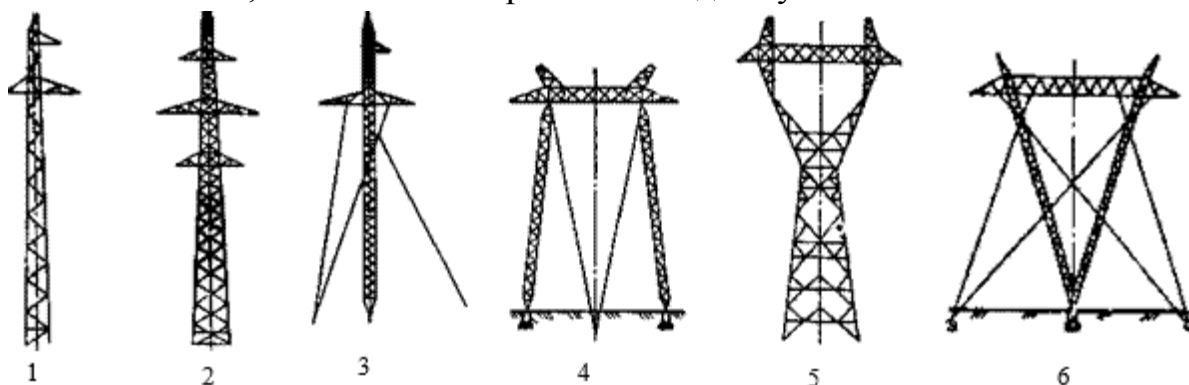


Рисунок 2. Применение металлических опор: 1 – промежуточная одноцепная башенного типа на 35 – 330 кВ; 2 – промежуточная двухцепная башенного типа на 35 – 330 кВ; – промежуточная одноцепная на оттяжках на 110 – 330 кВ; 4 – промежуточная порталная на оттяжках на 330 – 500 кВ; 5 – промежуточная свободностоящая на 500 – 750 кВ; 6 – промежуточная на оттяжках на 750 кВ

Железобетонные. Они применяются в ВЛ напряжением до 750 кВ. Основными элементами железобетонных опор являются стойки, траверсы, тросостойки, надставки, оголовники, хомуты, оттяжки, различные узлы крепления и ригели. Стойки железобетонных опор выполняют из бетона, армированного металлом. Железобетонные опоры обладают высокой механической прочностью, долговечны (срок службы около 40 лет) и не требуют больших расходов при эксплуатации. Затраты труда на их сборку значительно ниже, чем на сборку деревянных и металлических опор решетчатого типа.

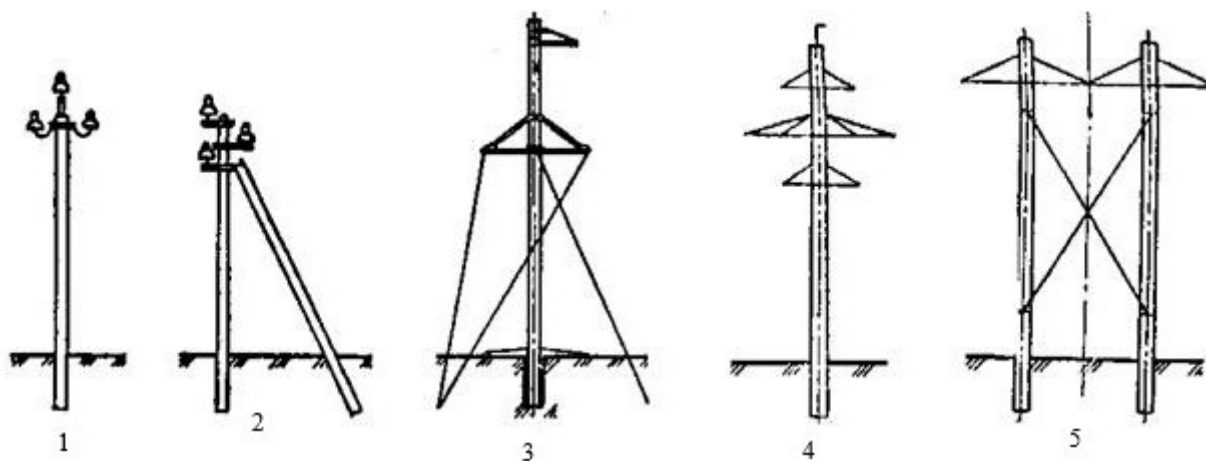


Рисунок 3. Применение железобетонных опор: 1 – промежуточная 6 – 10 кВ; 2 – угловая промежуточная на 6 – 35 кВ; 3 – анкерно-угловая одноцепная на оттяжках на 35 – 220 кВ; 4 – промежуточная двухцепная на 110 – 220 кВ; 5 – промежуточная одноцепная порталная на 330 – 500 кВ

Провода, применяемые на воздушной линии, должны обладать большой гибкостью, высокой электрической проводимостью, достаточную механическую прочность и быть устойчивыми против коррозии. На ВЛ могут использоваться провода из алюминия, сплава алюминия с легирующими примесями, комбинированные сталеалюминиевые провода, а также стальные.

Сталеалюминиевые провода (обозначаются АС) наиболее широко используются на ВЛ напряжением более 1 кВ. Токпроводящая способность провода обеспечивается наружными повивами проволок из алюминия, а механическая прочность – проволоками стального сердечника. При нечетном числе алюминиевых повивов увеличиваются потери мощности и электроэнергии в проводе на перемагничивание стального сердечника.

Алюминиевые провода (обозначаются А) состоят из нескольких повивов проволок одного диаметра. В центре находится одна проволока, вокруг которой концентрически располагаются проволоки второго повива, затем третьего и т. д. При этом каждый следующий повив имеет противоположное направление скрутки. Данные провода обладают невысокой механической прочностью и чаще применяются на ВЛ напряжением до 1 кВ.

Провода из алюминиевого сплава: термообработанные (обозначаются АЖ) и нетермообработанные (обозначаются АН) применяются как на ВЛ напряжением до 1 кВ так и выше. Обладают более высокими механическими свойствами чем алюминиевые провода.

Стальные провода (обозначаются ПС) применяют вместо алюминиевых и сталеалюминиевых проводов (А, АС) в дачных поселках, деревнях.

По конструкции провода бывают однопроволочные, многопроволочные, комбинированные многопроволочные и полые провода.

Линейная арматура:

Стандартная линейная арматура ВЛ предназначена для крепления гирлянд изоляторов к опорам, подвески проводов к гирляндам, сборки многоцепных гирлянд, соединения проводов и их защиты от вибрации и т. д.

Натяжные зажимы — служат для крепления проводов (или тросов) на анкерных опорах к натяжным гирляндам (клиновые, болтовые и прессуемые зажимы)

Поддерживающие зажимы — служат для крепления проводов или тросов к гирляндам промежуточных опор (глухие, качающиеся, выпускающие и скользящие зажимы). В глухих зажимах провода закрепляют наглухо, а в выпускающих их закрепляют так же жестко, но они выскальзывают из зажима при обрыве провода или отклонении гирлянды от вертикали на 40-150°; в качающемся зажиме провод закрепляется в лодочке, которая имеет возможность качаться в зажиме.

Сцепная арматура — служит для сцепления элементов гирлянд изоляторов между собой и крепления гирлянд и тросов к опоре (скобы, серьги, пестики, ушки, промежуточные звенья и коромысла)

Защитная арматура — служит для защиты изоляторов от повреждения в случаях образования дуги короткого замыкания, а проводов от разрушения вследствие вибрации (рога, кольца, разрядники, виброгасители)

Соединительные зажимы — служат для соединения проводов и тросов в местах, подверженных натяжению — в пролете (различные зажимы, монтируемые обжатием или прессованием)

Дистанционные распорки — служат для соединения и ответвления проводов и тросов в местах, не находящихся под натяжением — в петлях анкерных опор.

Изоляторы:

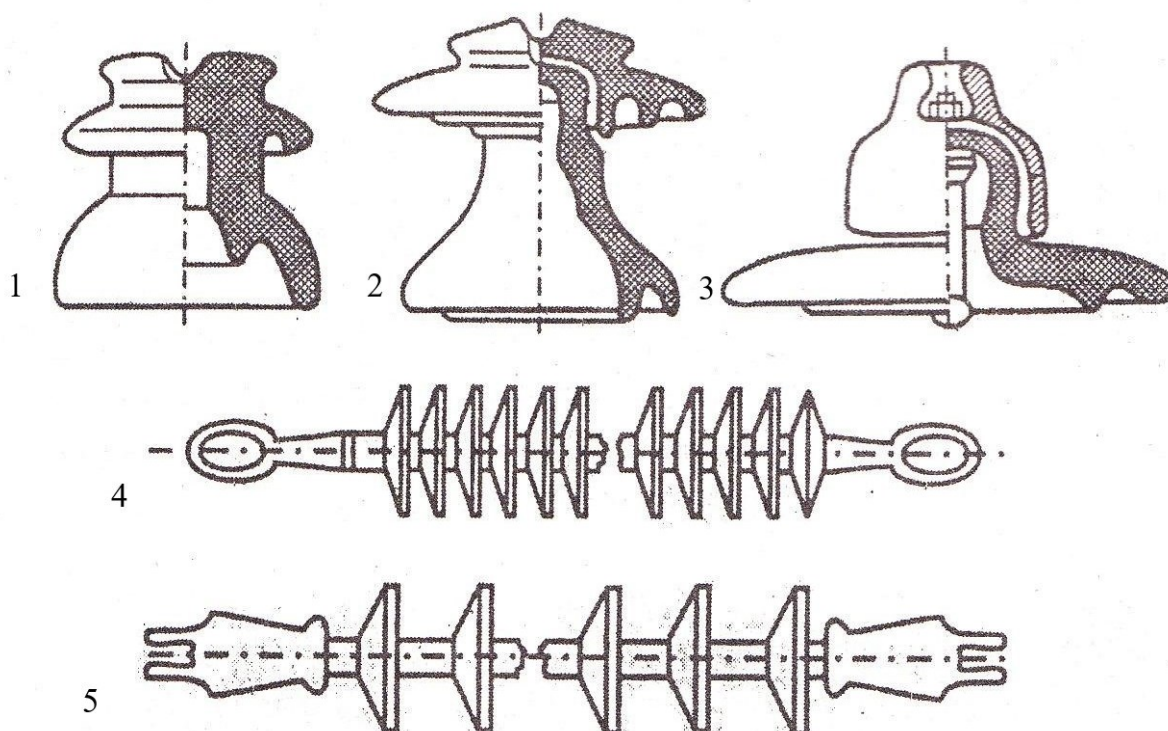


Рисунок 4. Изоляторы воздушных линий: 1 – штыревой 6 – 10 кВ; 2 – штыревой 35 кВ; 3 – подвесной; 4, 5 – стержневые полимерные

В пролетах ВЛ основной изоляцией между проводами разных фаз является воздух. Для изоляции и крепления проводов применяют линейные изоляторы, которые изготавливаются из фарфора или закаленного стекла. Они обладают высокой механической и электрической прочностью и долговечностью при работе на открытом воздухе. Существенным отличием стеклянных изоляторов является то, что при пробое закаленное стекло рассыпается и это облегчает поиск поврежденных изоляторов на линии. На ВЛ могут применяться штыревые, подвесные и стержневой.

На ВЛ до 1 кВ применяют штыревые изоляторы. На ВЛ 6-20 кВ на промежуточных опорах применяют любые типы изоляторов, а на анкерных — подвесные и в некоторых случаях штыревые изоляторы. На ВЛ 35 кВ — подвесные и стержневые, допускается также применять штыревые изоляторы. На ВЛ 110 кВ и выше — подвесные и стержневые изоляторы.

Штыревые изоляторы крепятся к опорам на штырях или крючках с помощью пластмассовых колпачков. Подвесные изоляторы собираются в гирлянды, которые бывают поддерживающими и натяжными. Стержневые полимерные изоляторы представляют собой несущий стержневой элемент из высокопрочных нитей стеклопластика. На него армируются изоляционные тарелки.

Литература

1. Поспелов Г.Е. Электрические системы и сети / Федин В.Т., Лычев П.В. – Минск: УП «Технопринт», 2004. – 720 с.

УДК 621

НАЗНАЧЕНИЕ И ОСНОВНЫЕ ВИДЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ПОДСТАНЦИЙ

Мензелеев А. С., Драневский Д. В., Хохолко А. А.

Научный руководитель – ст. преп. Петрашевич Н.С.

Электрической подстанцией называют электроустановку, служащую для преобразования и распределения электроэнергии и состоящую из трансформаторов или других преобразователей энергии, распределительного устройства, устройства управления и вспомогательных сооружений.

Подстанция, в которой стоят повышающие трансформаторы, повышает электрическое напряжение при соответствующем снижении значения силы тока, в то время как понижающая (или понизительная) подстанция уменьшает выходное напряжение при пропорциональном увеличении силы тока.

Необходимость в повышении передаваемого напряжения возникает в целях многократной экономии металла, используемого в проводах ЛЭП, и уменьшения потерь на активном сопротивлении. Действительно, необходимая площадь сечения проводов определяется только силой проходящего тока и отсутствием возникновения коронного разряда. Также уменьшение силы проходящего тока влечёт за собой уменьшение потери энергии, которая находится в прямой квадратичной зависимости от значения силы тока. С другой стороны, чтобы избежать высоковольтного электрического пробоя, применяются специальные меры: используются специальные изоляторы, провода разносятся на достаточное расстояние и т. д. Основная же причина повышения напряжения состоит в том, что чем выше напряжение, тем большую мощность и на большее расстояние можно передать по линии электропередачи.

Функционально подстанции делятся на:

- Трансформаторные подстанции — подстанции, предназначенные для преобразования электрической энергии одного напряжения в энергию другого напряжения при помощи трансформаторов.
- Преобразовательные подстанции — подстанции, предназначенные для преобразования рода тока или его частоты.

Электрическое распределительное устройство, не входящее в состав подстанции, называется распределительным пунктом. Преобразовательная подстанция, предназначенная для преобразования переменного тока в постоянный и последующего преобразования постоянного тока в переменный исходной или иной частоты называется вставкой постоянного тока.

По значению в системе электроснабжения:

- Главные понижающие подстанции (ГПП).
- Подстанции глубокого ввода (ПГВ).
- Тяговые подстанции для нужд электрического транспорта, часто такие подстанции бывают трансформаторно-преобразовательными для питания тяговой сети постоянным током.
- Комплектные трансформаторные подстанции 10 (6)/0,4 кВ (КТП). Последние называются цеховыми подстанциями в промышленных сетях, городскими — в городских сетях.

В зависимости от места и способа присоединения подстанции к электрической сети нормативные документы не устанавливают классификации подстанций по месту и способу присоединения к электрической сети. Однако ряд источников даёт классификацию исходя из применяющихся типов конфигурации сети и возможных схем присоединения подстанции.

- Тупиковые — питаемые по одной или двум радиальным линиям.
- Ответвительные — присоединяемые к одной или двум проходящим линиям на ответвлениях.
- Проходные — присоединяемые к сети путём захода одной линии с двухсторонним питанием.
- Узловые — присоединяемые к сети не менее чем тремя питающими линиями.

Ответвительные и проходные подстанции объединяют понятием промежуточные, которое определяет размещение подстанции между двумя центрами питания или узловыми подстанциями. Проходные и узловые подстанции, через шины которых осуществляются перетоки мощности между узлами сети, называют транзитными.

Также используется термин «опорная подстанция», который, как правило, обозначает подстанцию более высокого класса напряжения по отношению к рассматриваемой подстанции или сети.

В связи с тем, что ГОСТ 24291-90 определяет опорную подстанцию как «подстанцию, с которой дистанционно управляют другие подстанции электрической сети и контролируется их работа», для указанного выше значения целесообразнее использовать термин «центр питания».

По месту размещения подстанции делятся на:

- Открытые — подстанции, оборудование которых расположено на открытом воздухе.
- Закрытые — подстанции, оборудование которых расположено в здании.

Электроподстанции могут располагаться на открытых площадках, в закрытых помещениях (ЗТП — закрытая трансформаторная подстанция), под землёй и на опорах (МТП — мачтовая трансформаторная подстанция), в специальных помещениях зданий-потребителей. Встроенные подстанции — типичная черта больших зданий и небоскрёбов.

Цифровой называется такая электрическая подстанция, управление которой осуществляется с помощью цифровых методов и технических средств. Комплекс управления состоит из трех автономных частей в основе каждой из которых есть своя отдельная модель электроэнергетической системы:

1. Оперативно-диспетчерское управление. В этой части решаются задачи управления в нормальных и утяжеленных режимах работы. Для формирования управляющих воздействий используются модели электроэнергетических систем в нормальных режимах. Управляющие воздействия реализуются, в основном, оперативно-диспетчерским персоналом с использованием вспомогательных устройств автоматики. Быстродействие — от нескольких минут, до нескольких часов.

•2. Противоаварийное управление. Эта часть комплекса обеспечивает управление при сильных возмущениях в условиях электромеханических переходных процессов (например, внезапное отключение линии, генератора, сброс или наброс значительной нагрузки). Цель управляющих воздействий — прекращение или ослабление аварийных режимов, обеспечение перехода к новому установившемуся режиму. Управляющие воздействия осуществляются, в основном, воздействием противоаварийной автоматики на регуляторы турбин, регуляторы возбуждения, регуляторы напряжения трансформаторов, коммутационные аппараты и др. Быстродействие — от долей секунды, до нескольких минут.

•3. Релейная защита. Она выполняет локальное управление электроэнергетической системой путем быстрого выявления и отделения поврежденных элементов от исправной части электроэнергетической системы. Управляющие воздействия осуществляются, как правило, через коммутационные аппараты (выключатели). Быстродействие — от долей секунды, до нескольких секунд.

Эти три части управляющего комплекса построены на основе принципиально разных моделей электроэнергетических систем, имеют существенно разные динамические характеристики и, поэтому, реализуются в виде отдельных управляющих систем.

Литература

1. Поспелов Г.Е. Электрические системы и сети / Федин В.Т., Лычев П.В. – Минск: УП «Технопринт», 2004. – 720 с.

УДК 621.315

РАЗРУШАЮЩИЕ И НЕРАЗРУШАЮЩИЕ МЕТОДЫ ДИАГНОСТИКИ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 6-10 КВ

Стелькин Ф.В.

Научный руководитель – д.т.н., профессор Короткевич М.А.

В настоящее время бесперебойная работа систем электроснабжения промышленных предприятий, транспорта, сельского, коммунального и других отраслей хозяйства напрямую зависит от надежной работы силовых кабельных линий различных классов напряжения. В Республике Беларусь силовые кабели на номинальное напряжение 6-10 кВ имеют следующее исполнение: с пропитанной бумажной изоляцией (наиболее массовый вид продукции); с пластмассовой изоляцией; с резиновой изоляцией. В процессе эксплуатации силовые кабельные линии (КЛ) подвергаются: комплексному воздействию электрического и теплового полей; увлажнению, механическому старению.

Оценка состояния изоляции кабельных линий является основой для принятия решений по продолжению эксплуатации, ремонта или замены кабельных линий. Для определения состояния изоляции силовых кабелей в условиях эксплуатации применяются следующие методы диагностики: разрушающие (традиционные) и неразрушающие. Исходя из приведенных диагностик, основной целью является выбор оптимальной методики оценки, которая позволила бы определять состояние изоляции кабельных линий с достаточной точностью и информативностью. Рассмотрим более подробно каждый метод [2].

Разрушающие методы диагностики – это методы, основанные на испытании изоляции кабельных линий повышенным напряжением, позволяющие получить информацию о текущем состоянии изоляции кабельных линий, но не гарантируют последующую безаварийную работу.

К данным методам относятся: испытание повышенным выпрямленным напряжением, испытание повышенным напряжением промышленной частоты, испытание повышенным напряжением сверхнизкой частоты, испытание повышенным импульсным напряжением. При использовании названных методов изоляция кабельных линий подвергается пятикратному воздействию испытательного напряжения, относительно номинального напряжения сети, что в большинстве случаев ведет к сокращению их срока службы.

Неразрушающие методы диагностики – это методы, основанные на периодическом измерении параметрических характеристик изоляции, они позволяют не только получать информацию о текущем состоянии изоляции кабелей, но и могут быть использованы для прогнозирования остаточного срока службы длительно эксплуатируемых кабелей. К неразрушающим методам относятся: метод измерения частичных разрядов, измерение диэлектрических потерь изоляции ($tg\varphi$), телевизионный контроль, метод возвратного напряжения [3].

Важнейшей особенностью данных методов является менее губительное воздействие на изоляцию по сравнению с методами разрушающего контроля, а

также повышение информативности контроля за счет непрерывного анализа данных различных электрических параметров изоляции кабельных линий. К примеру, методы возвратного напряжения и измерения тангенса угла диэлектрических потерь позволяют определить общее состояние изоляции и спрогнозировать остаточный ресурс кабельных линий.

Значение тангенса угла диэлектрических потерь определяются по формуле 1 [1]:

$$tg\varphi = \frac{I_R}{I_C}, \quad (1)$$

где I_R - активная составляющая полного тока, мА;

I_C - реактивная составляющая полного тока, мА.

Согласно формуле 1, при увеличении активной составляющей тока, за счет дополнительных потерь на ионизацию значение тангенса угла возрастает. Следовательно, методом измерения тангенса угла диэлектрических потерь возможно получить только общую оценку состояния изоляции кабельной линии, но сосредоточенных дефектных мест определить невозможно.

Метод измерения частичных разрядов – это метод, при котором искровой разряд очень малой мощности, образуется внутри изоляции, или на ее поверхности, в оборудовании среднего и высокого напряжения. С течением времени, периодически повторяющиеся частичные разряды разрушают изоляцию, приводя в конечном итоге к ее пробое. Обычно разрушение изоляции под действием частичных разрядов происходит в течение многих месяцев, и даже лет. Регистрация частичных разрядов, оценка их мощности и интенсивности, а также локализация места их возникновения, позволяет своевременно выявить развивающиеся повреждения изоляции и принять необходимые меры для их устранения. Распределение интенсивности частичных разрядов на участке кабельной линии представлена на рисунке 1.

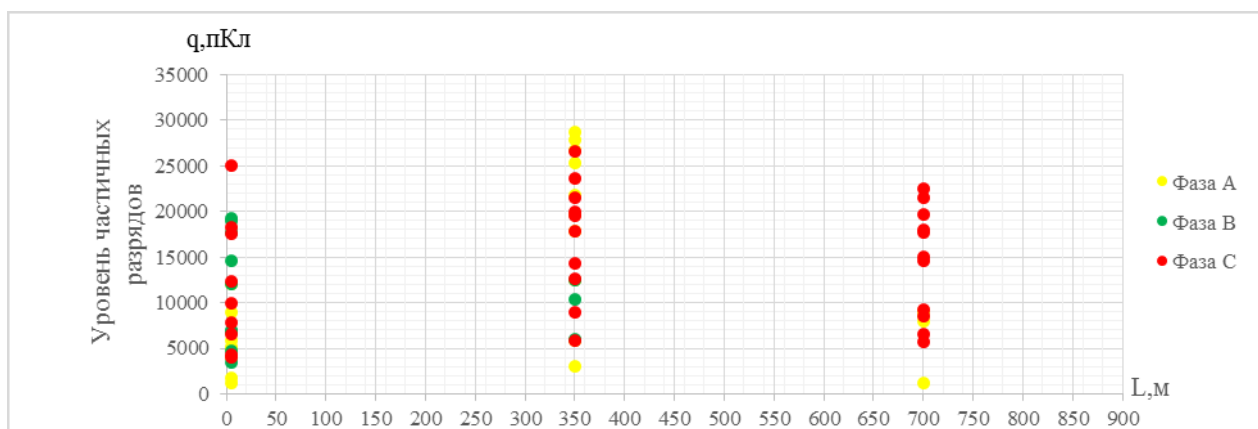


Рисунок 1-Диаграмма частичных разрядов при диагностике кабеля

Анализируя данные на рисунке 1, можно сделать вывод: методом частичных разрядов удалось более точно определить участки с дефектами. На расстоянии 2 метра от начала кабельной линии замечается интенсивность

частичных разрядов по всем трем фазам, но с большим значением в фазе «С». Это свидетельствует о возможном появлении дефекта в концевой муфте кабельной линии. На расстояниях 350 и 700 метров также имеют место частичные разряды. На этих участках возможны дефекты в самой изоляции, а также в соединительных муфтах.

Наилучшим вариантом оценки состояния изоляции кабельной линии и его остаточного ресурса является получение суммарной информации при различных видах диагностики методом неразрушающего контроля, но с точки зрения эксплуатации самым оптимальным является метод частичных разрядов, позволяющий с достаточной точностью определить место дефекта и предпринять все соответствующие меры по его устранению.

Литература

1. Короткевич, М.А. Эксплуатация электрических сетей: учебник/ М.А.Короткевич.-2-е издание.,испр. и доп-Минск: Вышэйшая школа, 2014-350 с:ил.FGDG
2. Леонов, В.М. Основы кабельной техники: учебник для студентов высших учебных заведений/ [В.М.Леонов, И.Б.Пешков,];под ред. И.Б. Пешкова.–М.: Издательский центр «Академия», 2006–432 с.
3. Хальясмаа, А.И. Диагностика электрооборудования электрических станций и подстанций: учебное пособие/ А. И. Хальясмаа [и др.]. — Екатеринбург : Издво Урал. ун-та, 2015. — 64 с.

УДК 621

РАЗРАБОТКА РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО СНИЖЕНИЮ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Панасюк А.С.

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

Имеется сеть 330-110-35-10 кВ, содержащая: четыре автотрансформатора 330/110 кВ мощностью 125 МВА, два автотрансформатора 330/110 кВ мощностью 200 МВ·А, пять трёхобмоточных трансформаторов 110/35/10 кВ и четырнадцать трансформаторов 110/10 кВ. Связь между ПС-1 (330/110 кВ), ПС-4(330/110 кВ) и ПС-5(330/110 кВ) выполнена линией с расщеплённой на два провода фазой, марка провода АС-300/39,. Связи между ПС 110 кВ выполнены преимущественно проводами марок АС-150/24 и АС-185/29.В узлах ПС-4, ПС-9, ПС-12 и ПС-17 имеются источники генерации $90+j*25\text{МВА}$, $80+ j*(0-50)\text{МВ}\cdot\text{А}$, $50+ j*(0-50)\text{МВ}\cdot\text{А}$ и $70+j*(0-50)\text{МВ}\cdot\text{А}$ соответственно. Нагрузка в узле ПС-5 на напряжении 330 кВ составляет $120+j*45\text{МВ}\cdot\text{А}$, на напряжениях 35 и 10 кВ также имеются нагрузочные узлы.

Для данной сети был произведён расчёт исходного режима с помощью программного комплекса RASTRWin. После произведения расчёта суммарные потери мощности в сети составили 9,222 МВт, напряжения в узлах энергосистемы были в допустимых пределах +/- 10%.

Оптимизацию данной сети начнем с наиболее распространенного способа уменьшения потерь – определения оптимальных точек размыкания в сети 35 кВ, при которых достигается минимум потерь мощности. [1]

Будем выполнять оптимизацию режима сети начиная размыкания от ПС-7 до

ПС- 16 параллельно контролируя напряжения в узлах и суммарные потери в сети, результаты сведем в таблицу 1.

Таблица 1- Суммарные потери мощности после размыкания сети 35 кВ

Место размыкания		Суммарные потери мощности dP, МВт
ПС-7	ПС-8	9,49
ПС-8	ПС-9	9,73
ПС-9	ПС-14	10,64
ПС-14	ПС-15	9,224
ПС-15	ПС-16	9,79

По результатам расчетов видим, что минимальные потери мощности получились при размыкании участка от ПС-14 до ПС-15, они составили $dP = 9.224\text{ МВт}$, что больше на 0,002 МВт чем в нормальном режиме. Оставим этот участок сети без изменений и перейдем к участку от ПС-20 до ПС-23 (таблица 2)

Таблица 2- Суммарные потери мощности после размыкания сети 35 кВ

Место размыкания		Суммарные потери мощности dP, МВт
ПС-20	ПС-21	9,39
ПС-21	ПС-22	9,218
ПС-22	ПС-23	9,85

Оптимальным местом размыкания для данной энергосистемы получился участок между ПС-21 и ПС-22 ,после размыкания которого суммарные потери в сети уменьшились с 9,222 МВт до 9,218 МВт.

Еще один из способов уменьшения потерь мощности в сети с помощью имеющихся средств, это изменение реактивной мощности в узлах генерации , в заданных диапазонах.

Имея три подстанции, где можно регулировать реактивную мощность: ПС-9, ПС-12 и ПС-17. Изначально на всех трех ПС реактивная мощность составляет 0 Мвар. Начнем изменения с ПС-9 увеличивая Q на 10 Мвар , контролируя при этом суммарные потери мощности и напряжения в узлах.(таблица 3)

Таблица 3- Суммарные потери мощности и отклонения напряжения после изменения Q

Узел генерации	Q, Мвар	Суммарные потери мощности dP, МВт
ПС-9	10	8,615
	20	8,110
	30	7,695
	40	7,366
	50	7,116
ПС-12	10	6,717
	20	6,439
	30	6,272
	40	6,208
	50	6,239
ПС-17	0	6,208
	10	5,979
	20	5,856
	30	5,826
	40	5,894

После увеличения реактивной мощности в узле ПС-9 до 50Мвар видим, что суммарные потери активной мощности снизились с 8,218 МВт до 7,116 МВт, напряжения в узлах сети при это остались в пределах допустимых значений. Продолжим увеличение реактивной мощности в узле ПС-12.

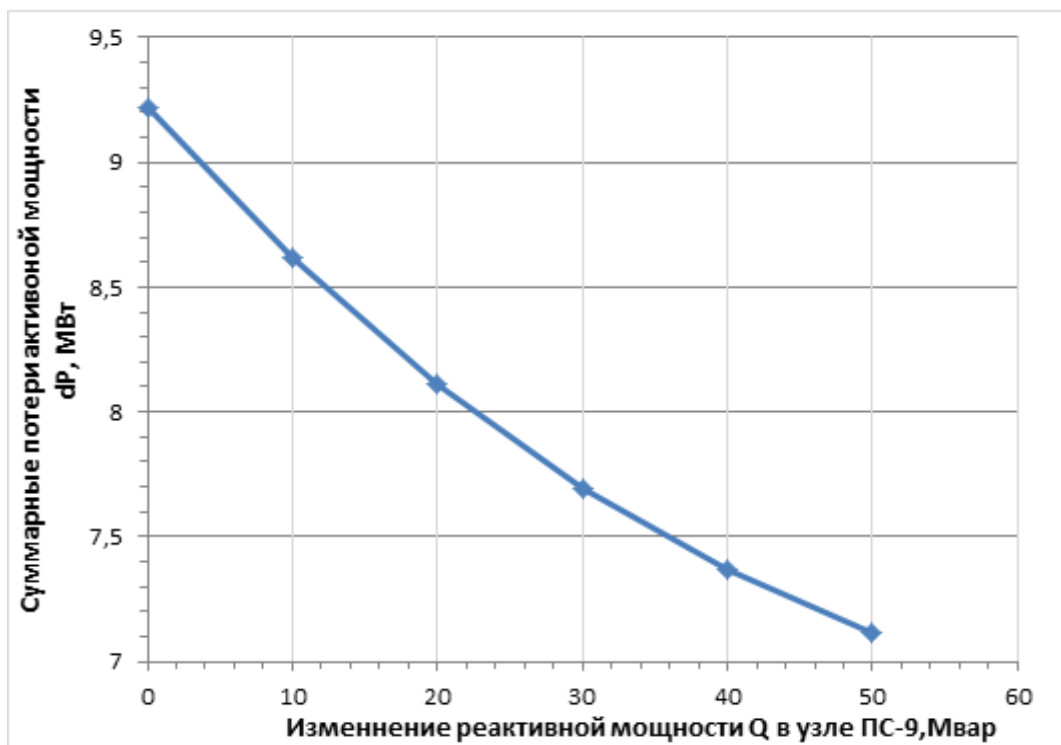


График 1 – Зависимость суммарных потерь активной мощности в сети от генерации реактивной мощности в ПС-9

Продолжим увеличение реактивной мощности в узле ПС-12.

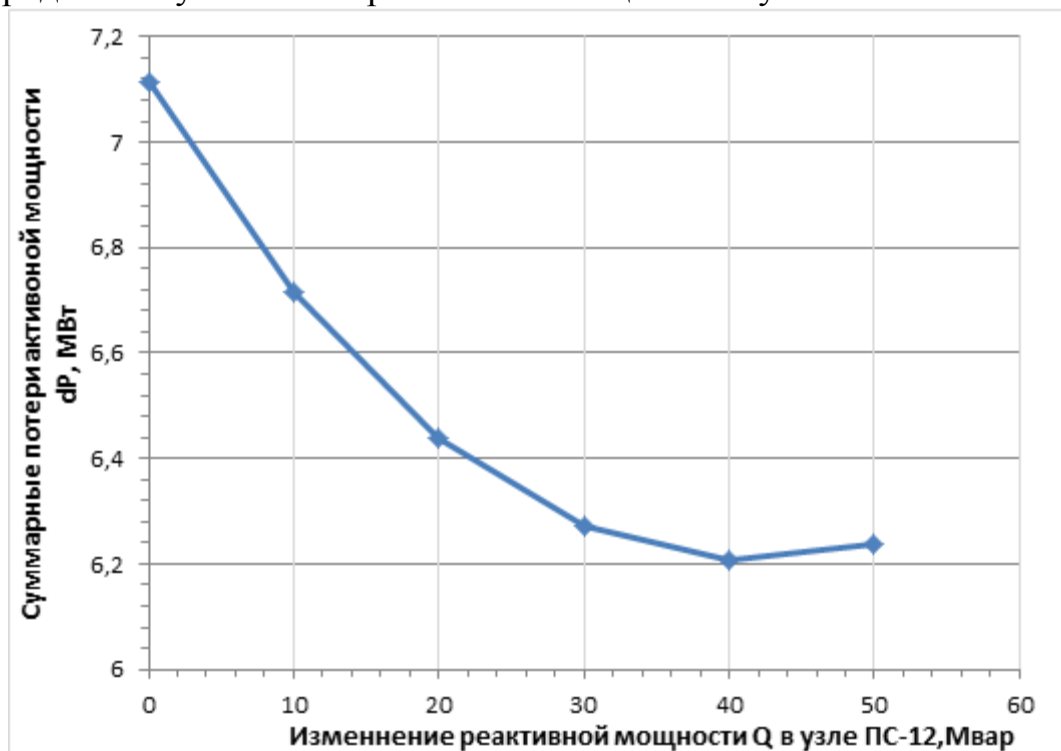


График 2 – Зависимость суммарных потерь активной мощности в сети от генерации реактивной мощности в ПС-12

При увеличении Q в узле ПС-12 до 40 Мвар, потери снизились с 7,116 МВт до 6,208 МВт. После увеличения реактивной мощности до 50 Мвар, потери

возросли до 6,239 МВт. Вернемся на ступень ниже, оставив значение 40 Мвар в узле ПС-12 и перейдем к следующему узлу ПС-17.

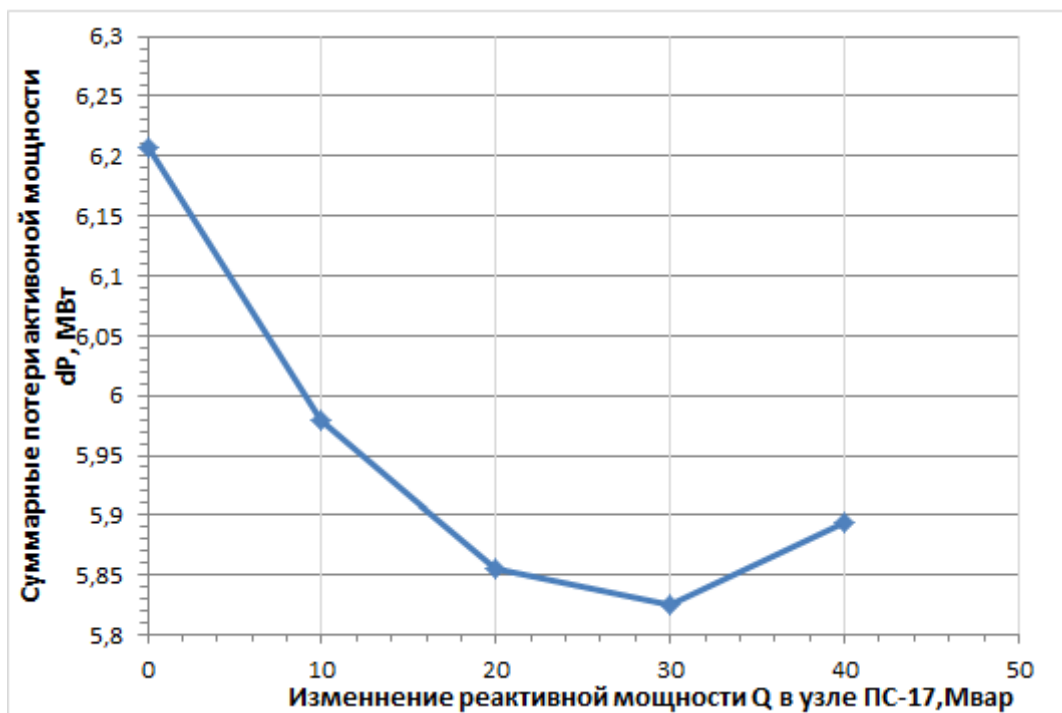


График 3 – Зависимость суммарных потерь активной мощности в сети от генерации реактивной мощности в ПС-17

Минимум потерь суммарной мощности получилось достичь при 30 Мвар генерации реактивной мощности в узле, $dP=5.286$ МВт. Остановимся на этом значении, так как при дальнейшем увеличении Q потери увеличиваются.

Вывод: для данной энергосистемы лучшим мероприятием по снижению потерь активной мощности оказалось увеличение реактивной мощности в генерирующих узлах. Данным мероприятием удалось снизить потери мощности с 9,218 МВт до 5,286 МВт

Литература

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

МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПОВЫШЕНИЮ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ СЕТИ

Мячин А.В.

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

Основным экономическим показателем при оценке потерь энергии является их стоимость. Задача рационального построения и оптимизации развития электрической сети заключается в поддержании оптимального соотношения между стоимостью сети и потерями энергии в ней.

К методикам повышения технико-экономических показателей электрической сети относятся:

1) Повышение номинального напряжения линий электропередачи и электрической сети. Переход на более высокую степень номинального напряжения целесообразно осуществлять прежде всего по соображениям повышения пропускной способности. Одновременно эта мера эффективна с точки зрения снижения потерь мощности и электроэнергии.

2) Установка устройств принудительного распределения мощностей в неоднородных замкнутых сетях. К таким устройствам относятся вольтодобавочные трансформаторы продольно-поперечного регулирования, которые чаще всего целесообразно устанавливать в ветви трансформатора связи сетей двух различных номинальных напряжений со стороны низшего напряжения. Кроме того, принудительное распределение мощностей может быть создано настройкой сети за счет установки устройств продольной компенсации.

3) Компенсация реактивной мощности. Эта мера является одной из эффективных для снижения потерь электроэнергии и широко применяется в энергосистемах. Дополнительное компенсирующее устройство в какой-то точке сети целесообразно, если эффект от снижения потерь энергии превышает затраты на его установку и эксплуатацию.

4) Установка дополнительных регулирующих устройств. Дополнительные регулирующие устройства в системе могут быть необходимы по условию обеспечения требуемого режима напряжения. К таким устройствам относятся трансформаторы с РПН, линейные регуляторы, симметрирующие трансформаторы для снижения несимметрии напряжений в сети и др. При этом за счет рационального регулирования напряжения могут снижаться потери электроэнергии в сети.

5) Использование теплоты, отбираемой от трансформаторов подстанцией. Для охлаждения трансформаторов средней и большой мощности на подстанциях используют, как известно, системы, включающие обдув бака трансформатора, принудительную циркуляцию масла и др. При этом расходуется дополнительная электроэнергия, а теплота, отводимая от трансформатора, безвозвратно рассеивается в окружающей среде. Известны различные технические решения, позволяющие теплоту, отводимую от трансформаторов, использовать для отопления помещений подстанции и других целей. В результате снижается количество электроэнергии, расходуемой

на собственные нужды подстанции и, как следствие, повышается КПД электрической сети.

б) Применение накопителей энергии. Если в энергосистеме сооружаются накопители энергии для выравнивания суточных графиков нагрузки, то они одновременно будут способствовать снижению потерь электроэнергии в электрической сети. [1]

Для проведения мероприятий рассчитали сеть 110-35-10 кВ, содержащая: девять трансформаторов 110/10 кВ суммарной мощностью 258 МВА, четыре автотрансформатора 220/110 кВ суммарной мощностью 130 МВ·А. Связи между ПС 110 кВ выполнены проводами марок АС-120/19, АС-240/32, АС-70/11, АС-95/16 и 2хАС-120/19. В узлах ПС-4 и ПС-8 имеются источники генерации 65+j*40,3 МВА, 50+j*31 МВА. На напряжениях 35 и 10 кВ имеются нагрузочные узлы. Ежегодные издержки в электрической сети составляют 1680,13 тыс.у.е., а приведенные затраты 2631,8 тыс.у.е.

Для данной сети был произведён расчёт исходного режима с помощью программного комплекса RASTRWin. После произведения расчёта суммарные потери мощности в сети составили 3,47 МВт. Для повышения технико-экономических показателей мы будем устанавливать компенсирующие устройства.

Для начала рассчитаем приведенные затраты на установку компенсирующего устройства мощностью 3 Мвар.:

$$Z_{ку} = 0,12 \cdot Q_{ку} \cdot k_{ку}^{уд} + 0,1 \cdot Q_{ку} \cdot k_{ку}^{уд} + dP_{ку}^{уд} \cdot Q_{ку} \cdot \tau_{ср}^{\Phi} \cdot \beta \quad (1)$$

где $Q_{ку}$ – мощность компенсирующего устройства, Мвар;

$k_{ку}^{уд}$ – удельные капитальные затраты на компенсирующее устройство, у.е./Мвар;

$dP_{ку}^{уд}$ – удельные потери мощности в компенсирующем устройстве;

$\tau_{ср}^{\Phi}$ – фактическое время использования наибольших нагрузок, ч;

β – стоимость 1 кВтч электроэнергии, у.е.

$$Z_{ку} = 0,12 \cdot Q_{ку} \cdot k_{ку}^{уд} + 0,1 \cdot Q_{ку} \cdot k_{ку}^{уд} + dP_{ку}^{уд} \cdot Q_{ку} \cdot \tau_{ср}^{\Phi} \cdot \beta = \\ = 0,12 \cdot 3 \cdot 10 + 0,1 \cdot 3000 \cdot 10 + 0,003 \cdot 3 \cdot 4591,78 \cdot 0,08 = 9.906 \text{ тыс.у.е.}$$

Так как среднее время использования КУ составляет $T_{ср}=6000$ ч, то получаем:

$$\tau_{ср}^{\Phi} = (0,124 + T_{нб} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = (0,124 + 0,6)^2 \cdot 8760 = 4591,78 \text{ ч.}$$

В ходе разработки мероприятия по снижению затрат будем пользоваться таким показателем, как экономический эффект:

$$Z_3 = (dP_1 - dP_2) \cdot \tau_{ср}^P \cdot \beta \text{ у.е.} \quad (2)$$

где dP_1 – потери активной мощности до установки КУ, МВт;

dP_2 – потери активной мощности после установки КУ, МВт;

β – стоимость 1 кВтч электроэнергии, у.е.

$$\tau_{ср}^P = 1,1 \cdot \tau_{ср}^{\Phi} = 1,1 \cdot 4591,78 = 5050,96 \text{ ч.}$$

Установим в узле ПС-3 на стороне низшего напряжения КУ мощностью 3 Мвар, при этом потери в сети составят $dP_2 = 3,49$ МВт. Рассчитаем экономический эффект:

$$Z_3 = (dP_1 - dP_2) \cdot \tau_{\text{ср}}^P \cdot \beta = (3.67 - 3.49) \cdot 5050,96 \cdot 0,08 = 72.733 \text{ тыс.у.е.}$$

Как видим $Z_3 > Z_{\text{ку}}$, из этого можем сделать вывод, что установка КУ дополнительных 3 Мвар реактивной мощности эффективна. Увеличиваем мощность КУ в этом узле еще на одну ступень, при этом потери в сети $dP_2 = 3.37$ МВт:

$$Z_3 = (dP_1 - dP_2) \cdot \tau_{\text{ср}}^P \cdot \beta = (3.49 - 3.37) \cdot 5050,96 \cdot 0,08 = 48,489 \text{ тыс.у.е}$$

Как видим $Z_3 > Z_{\text{ку}}$. Увеличиваем мощность КУ в этом узле еще на одну ступень, при этом потери в сети $dP_2 = 3.27$ МВт:

$$Z_3 = (dP_1 - dP_2) \cdot \tau_{\text{ср}}^P \cdot \beta = (3.37 - 3.27) \cdot 5050,96 \cdot 0,08 = 40.408 \text{ тыс.у.е}$$

Как видим $Z_3 > Z_{\text{ку}}$. Увеличиваем мощность КУ в этом узле еще на одну ступень, при этом потери в сети $dP_2 = 3.18$ МВт:

$$Z_3 = (dP_1 - dP_2) \cdot \tau_{\text{ср}}^P \cdot \beta = (3.27 - 3.18) \cdot 5050,96 \cdot 0,08 = 36.367 \text{ тыс.у.е}$$

Как видим $Z_3 > Z_{\text{ку}}$. Продолжаем разработку мероприятий по снижению потерь мощности: устанавливаем КУ мощностью 3 Мвар в узле ПС-6 $dP_2 = 3.09$ МВт, рассчитаем экономический эффект от установки дополнительного источника реактивной мощности:

$$Z_3 = (dP_1 - dP_2) \cdot \tau_{\text{ср}}^P \cdot \beta = (3.18 - 3.09) \cdot 5050,96 \cdot 0,08 = 36.367 \text{ у.е}$$

Как видим $Z_3 > Z_{\text{ку}}$. Увеличиваем мощность КУ в этом узле еще на одну ступень, при этом $dP_2 = 3$ МВт:

$$Z_3 = (dP_1 - dP_2) \cdot \tau_{\text{ср}}^P \cdot \beta = (3.09 - 3) \cdot 5050,96 \cdot 0,08 = 36.367 \text{ тыс.у.е.}$$

Как видим $Z_3 > Z_{\text{ку}}$. Увеличиваем мощность КУ в этом узле еще на одну ступень, при этом $dP_2 = 2.92$ МВт:

$$Z_3 = (dP_1 - dP_2) \cdot \tau_{\text{ср}}^P \cdot \beta = (3 - 2.92) \cdot 5050,96 \cdot 0,08 = 32.326 \text{ тыс.у.е.}$$

Как видим $Z_3 > Z_{\text{ку}}$. Увеличиваем мощность КУ в этом узле еще на одну ступень, при этом $dP_2 = 2.84$ МВт:

$$Z_3 = (dP_1 - dP_2) \cdot \tau_{\text{ср}}^P \cdot \beta = (2.92 - 2.84) \cdot 5050,96 \cdot 0,08 = 32.367 \text{ тыс.у.е.}$$

Как видим $Z_3 > Z_{\text{ку}}$. Увеличиваем мощность КУ в этом узле еще на одну ступень, при этом $dP_2 = 2.8$ МВт:

$$Z_3 = (dP_1 - dP_2) \cdot \tau_{\text{ср}}^P \cdot \beta = (2.84 - 2.8) \cdot 5050,96 \cdot 0,08 = 12.122 \text{ тыс.у.е.}$$

Так как $Z_3 > Z_{\text{ку}}$, мероприятие оказалось эффективным. Установим КУ в узле ПС-7, $dP_2 = 2.74$ МВт :

$$Z_3 = (dP_1 - dP_2) \cdot \tau_{\text{ср}}^P \cdot \beta = (2.8 - 2.74) \cdot 5050,96 \cdot 0,08 = 24.245 \text{ тыс.у.е.}$$

Как видим $Z_3 > Z_{\text{ку}}$. Увеличиваем мощность КУ в этом узле еще на одну ступень, при этом $dP_2 = 2.72$ МВт:

$$Z_3 = (dP_1 - dP_2) \cdot \tau_{\text{ср}}^P \cdot \beta = (2.74 - 2.72) \cdot 5050,96 \cdot 0,08 = 8.082 \text{ тыс.у.е.}$$

Так как $Z_3 < Z_{\text{ку}}$, установка последнего КУ в узле ПС-7 оказалась неэффективной.

Стоимость потерянной электроэнергии в электрической сети:

$$I_{\Delta W} = \Delta W_x \cdot \beta_x + \Delta W_n \cdot \beta_n, \text{ тыс.у.е.}, \quad (3)$$

где ΔW_n , ΔW_x – годовые нагрузочные потери энергии и холостого хода, кВт·ч,

β_x , β_n – стоимость 1 МВт·ч потерь электроэнергии холостого хода и нагрузочных потерь принимаем равным 0,08 тыс.у.е./МВт·ч.

$$I_{\Delta W} = 0,403 \cdot 8760 \cdot 0,08 + 2,74 \cdot 3241,45 \cdot 0,08 = 992,95 \text{ тыс.у.е}$$

Ежегодные издержки электрической сети:

$$I = I_a + I_3 + I_{\Delta W} = p_a \cdot K + p_3 \cdot K + \Delta W_x \cdot \beta_x + \Delta W_n \cdot \beta_n, \text{ тыс.у.е.}, \quad (4)$$

где K – полные капитальные затраты тыс.у.е.;

ΔW_x - потери энергии холостого хода, кВт·ч;

ΔW_n - нагрузочные потери энергии, кВт·ч;

p_a и p_3 – нормы в долях от капитальных затрат на амортизацию и на текущий ремонт и обслуживание.

$$I = 992,95 + 349,69 + 136,9 = 1479,54 \text{ тыс.у.е}$$

Затраты на компенсирующие устройства:

$$\begin{aligned} Z_{ку} &= 0,12 \cdot Q_{ку\Sigma} \cdot k_{ку}^{уд} + 0,1 \cdot Q_{ку\Sigma} \cdot k_{ку}^{уд} + dP_{ку}^{уд} \cdot Q_{ку\Sigma} \cdot \tau_{ср}^{\Phi} \cdot \beta = \\ &= 0,12 \cdot (12 + 15 + 3) \cdot 10 + 0,1 \cdot (12 + 15 + 3) \cdot 10 + 0,003 \cdot (12 + 15 + 3) \cdot \\ &\quad \cdot 4591,78 \cdot 0,08 = 99,06 \text{ тыс.у.е} \end{aligned}$$

Приведенные затраты определяются по формуле:

$$Z = E \cdot K + I \quad (5)$$

где E – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений,

$$Z = 0,12 \cdot 7930,68 + 1479,54 + 99,06 = 2530,3 \text{ тыс.у.е.}$$

После того, как мы установили КУ в узлах ПС-3, ПС-6 и ПС-7 потери активной мощности снизились на 0,73 МВт, ежегодные издержки в электрической сети уменьшились на 200,59 тыс.у.е. и приведенные затраты уменьшились на 101,5 тыс.у.е. Из этого можно сделать вывод, что мероприятия по повышению технико-экономических показателей сети прошли эффективно.

Литература

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

УДК 621.321

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

Самцова Н.Ю.

Научный руководитель – старший преподаватель Макаревич В.В.

Большинство электроприемников (двигатели, электромагнитные устройства, осветительное оборудование и др.), а также средства преобразования электроэнергии (трансформаторы, различные типы преобразователей), в силу своих физических свойств требуют для работы кроме активной энергии, однонаправлено поступающей из сети в электроприемник, некоторой реактивной мощности (РМ), которая в течение половины периода основной частоты сети направлена в сторону электроприемника, а в другую половину периода - в обратную сторону.

Кроме того, передача РМ дополнительно загружает электрические сети и установленное в них оборудование (в первую очередь силовые трансформаторы), отнимая некоторую часть их пропускной способности.

Для рационального использования электроэнергии требуется обеспечить экономичные способы ее генерации, передачи и распределения с минимальными потерями. Для этого необходимо исключить из электрических сетей все факторы, приводящие к возникновению потерь. Одним из них является запаздывание фазы протекающего тока от напряжения при наличии индуктивной нагрузки, поскольку нагрузки в промышленных и бытовых электросетях носят обычно активно-индуктивный характер.

Для компенсации реактивной мощности, потребляемой электроустановками промышленного предприятия, используют генераторы электростанций синхронные двигатели, а также дополнительно устанавливаемые компенсирующие устройства — синхронные компенсаторы, батареи конденсаторов и специальные статические источники реактивной мощности.

Синхронные компенсаторы представляют собой синхронные двигатели облегченной конструкции без нагрузки на валу. Они могут работать как в режиме генерирования реактивной мощности (при возбуждении компенсатора), так и в режиме ее потребления (при недовозбуждении).

К достоинствам синхронных компенсаторов как источников реактивной мощности относятся: положительный регулирующий эффект, заключающийся в том, то при уменьшении напряжения в сети генерируемая мощность компенсатора величивается; возможность плавного и автоматического регулирования генерируемой реактивной мощности, что повышает устойчивость режимов работы системы, улучшает режимные параметры сети; достаточная термическая и электродинамическая стойкость обмоток компенсаторов во время КЗ: возможность восстановления поврежденных СК путем проведения ремонтных работ.

К недостаткам СК относятся удорожание и усложнение эксплуатации (по сравнению, например, с БСК) и значительный шум во время работы.

Синхронные двигатели, применяемые для электропривода, в основном изготавливают с коэффициентом мощности 0,9 при опережающем токе. Они являются эффективным средством компенсации реактивной мощности. Наибольший верхний предел возбуждения синхронного двигателя определяется допустимой температурой обмотки ротора с выдержкой времени, достаточной для форсировки возбуждения при кратковременных снижениях напряжения. Максимальное значение реактивной мощности зависит от загрузки двигателя активной мощностью, подводимого напряжения и технических данных двигателя.

Конденсаторы:

Назначение систем компенсации реактивной мощности состоит в компенсации суммарного фазового сдвига путем внесения опережения по фазе. Это приводит к уменьшению протекающего по сетям тока и соответственно к снижению паразитных активных потерь в проводниках и распределительной сети. Необходимое опережение создается за счет подключения параллельно питающей сети конденсаторов.

Ток, проходящий через конденсатор, опережает приложенное к нему напряжение на 90° , в то время как ток, проходящий через катушку индуктивности, отстает от приложенного напряжения на 90° . Таким образом, емкостный ток противоположен индуктивному току и реактивная мощность, идущая на создание электрического поля, противоположна по направлению реактивной мощности, идущей на создание магнитного поля. Поэтому емкостный ток и емкостная мощность считаются условно отрицательными по отношению к току намагничивания и мощности намагничивания, условно принятыми положительными.

Статические компенсаторы реактивной мощности (СКРМ) являются перспективным средством рациональной компенсации реактивной мощности в силу присущих им положительных свойств, таких, как быстродействующее регулирование, подавление колебаний напряжения, симметрирование нагрузок, отсутствие вращающихся частей, плавность регулирования реактивной мощности, выдаваемой в сеть. Кроме того, эти устройства могут осуществлять плавное и оптимальное распределение напряжений, обеспечивая тем самым снижение их потерь в распределительных электросетях.

СКРМ обеспечивают одновременно компенсацию реактивной мощности основной частоты, фильтрацию высших гармонических, компенсацию изменений напряжения, а также симметрирование напряжения сети. Они состоят из управляемой части, обеспечивающей регулирование реактивной мощности, и энергетических фильтров, обеспечивающих фильтрацию высших гармоник тока нелинейной нагрузки.

Принцип работы статических источников реактивной мощности состоит в том, что выпрямленным током преобразователя индуктивность (реактор или дроссель с железом) заряжается магнитной энергией, которая инвертируется в сеть переменного тока с опережающим коэффициентом мощности.

Быстрое развитие мирового производства статических тиристорных компенсаторов определяется их преимуществами по отношению к

традиционным средствам компенсации реактивной мощности в решении ряда актуальных задач электроэнергетики.

К числу таких задач относится необходимость компенсации реактивной мощности в местах потребления электроэнергии и на промежуточных подстанциях длинных линий с целью повышения стабильности напряжения у потребителей, снижения потерь в линиях электропередач и сетях электроснабжения потребителей, повышения пропускной способности электропередач.

Статические компенсирующие устройства обладают следующими преимуществами:

- высокое быстродействие изменения реактивной мощности;
- достаточный диапазон регулирования реактивной мощности;
- возможность регулирования и потребления реактивной мощности;
- минимальные искажения питающего напряжения.

Быстрое развитие мирового производства статических тиристорных компенсаторов определяется их преимуществами по отношению к традиционным средствам компенсации реактивной мощности в решении ряда актуальных задач электроэнергетики.

К числу таких задач относится необходимость компенсации реактивной мощности в местах потребления электроэнергии и на промежуточных подстанциях длинных линий с целью повышения стабильности напряжения у потребителей, снижения потерь в линиях электропередач и сетях электроснабжения потребителей, повышения пропускной способности электропередач.

Литература

- 1 Нейман Л.Р. Димерчан К.С. Теоретические основы электротехники. ч.1. / Нейман Л.Р. Димерчан К.С. 1981. 576 с.
- 2 Неклепаев Б.Н. Крючков И.Л. Электрическая часть станций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования, 1989. 608 с.
- 3 Основы составления главных схем электрических подстанций. / В.Н. Горюнов, В.К. Грунин, С.Г. Диев, В.А Костюк., К.И. Никитин, В.К. Федоров. Омск: Изд-во ОмГТУ, 1997. 84 с.

УДК 621.321

ОБСЛУЖИВАНИЕ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Кецко Р.А.

Научный руководитель – старший преподаватель Макаревич В.В.

Промышленное предприятие (цех), город (микрорайон), поселок, не имеющие своей электростанции, требуется присоединить к сетям энергосистемы с последующим распределением электроэнергии. Электрическая линия, выходящая за пределы электростанции или подстанции и предназначенная для передачи электрической энергии называется линией электропередач. Электрические сети могут быть выполнены воздушными и кабельными линиями, шинпроводами и токопроводами.

Кабельная линия электропередачи (КЛ) – линия для передачи электроэнергии, состоящая из одного или нескольких параллельных кабелей с соединительными, стопорными и концевыми муфтами (заделками) и крепежными деталями.

Как правило, кабельные линии прокладывают в местах, где затруднено строительство воздушных линий (ВЛ) – в городах, поселках, на территории промышленных предприятий. Они имеют определенные преимущества перед ВЛ – закрытая прокладка, обеспечивающая защиту от атмосферных воздействий (ветер, гроза, обледенение), КЛ имеют большую надежность и безопасность в эксплуатации. Поэтому, несмотря на их большую стоимость и трудоемкость сооружения, кабельные линии широко применяют в сетях внешнего и внутреннего электроснабжения.

Осмотр кабельных линий

При техническом обслуживании кабельных линий (КЛ) периодически проводят их осмотры с целью визуального обнаружения неисправностей и дефектов.

КЛ на напряжение до 35 кВ, проложенные открыто, должны осматриваться не реже 1 раза в 6 месяцев; проложенные в земле - не реже 1 раза в 3 месяца. Не реже 1 раза в 6 месяцев выборочные осмотры КЛ должны проводиться административно-техническим персоналом.

Внеочередные осмотры КЛ должны проводиться в период паводков и после ливневых дождей, когда возможны сдвиги почвы и попадание грунтовых вод в подземные кабельные сооружения, а также после отключения КЛ релейной защитой.

При осмотрах трасс КЛ, проложенных в земле, проверяется наличие знаков привязки линии к постоянным ориентирам (или пикетов на незастроенной территории), обозначающих трассу. На трассе КЛ не должно быть вспучивания или проседания грунта, не должно производиться каких-либо работ, раскопок, складирования строительных материалов, свалок мусора.

Правилами охраны электрических сетей для КЛ, проложенной в земле, устанавливается охранная зона в размере 1 м с каждой стороны от крайних кабелей. Любые работы в охранной зоне КЛ должны выполняться с разрешения и под наблюдением организации, эксплуатирующей кабель.

В местах выхода кабеля из земли, например, на стену здания или опору ВЛ, должна быть защита кабеля от механических повреждений.

Осмотры КЛ, проложенных в кабельных сооружениях (тоннелях, эстакадах и других), должны проводить два человека. В первую очередь проверяется с помощью газоанализатора отсутствие в кабельных сооружениях газов, состояние освещения и вентиляции.

Проверяется общее состояние кабельных сооружений, наличие средств пожаротушения, отсутствие посторонних предметов. Все металлические конструкции кабельных сооружений должны быть покрыты негорючим антикоррозийным составом.

Кабельные туннели должны быть оборудованы средствами для отвода ливневых и почвенных вод. Эти средства должны находиться в исправном состоянии.

По температуре внутри кабельных сооружений косвенно контролируется тепловой режим кабелей. Температура воздуха внутри сооружений должна превышать температуру наружного воздуха не более чем на 10°C.

На открыто проложенных кабелях должны быть стойкие к воздействию окружающей среды бирки, прикрепляемые в начале и конце кабеля и через 50 м. На этих бирках указываются: марка и сечение кабеля, напряжение, номер или другое условное обозначение линии. На бирках муфт должны быть отмечены номер муфты и дата ее монтажа.

Проверяется состояние антикоррозийного покрова металлических оболочек кабелей, расстояния между кабелями, состояние соединительных и концевых кабельных муфт, отсутствие следов вытекания масла или кабельной мастики.

Все замеченные при осмотрах дефекты и неисправности КЛ заносятся в листок осмотра. Эти дефекты и неисправности в зависимости от их характера устраняются при текущем техническом обслуживании. Повреждения аварийного характера должны быть устранены немедленно.

Допустимые нагрузки при эксплуатации

Для каждой КЛ при вводе в эксплуатацию устанавливается допустимая токовая нагрузка. Эта нагрузка определяется по условию, что температура жил кабеля будет не выше длительно допустимой температуры θ ДОП, нормируемой.

Для кабелей с бумажной пропитанной изоляцией величина θ зависит от номинального напряжения $U_{ном}$ (см. табл. 1).

Таблица 1-Зависимость величины θ от номинального напряжения

$U_{ном}$, кВ	До 3	6	10	20	35
θ °С	80	65	60	55	50

Для кабелей:

с изоляцией из полиэтилена и поливинилхлорида $\theta_{ДОП} = 70^\circ\text{C}$;

с изоляцией из сшитого полиэтилена $\theta_{ДОП} = 90^\circ\text{C}$;

с резиновой изоляцией $\theta_{ДОП} = 65^\circ\text{C}$.

Перегрев изоляции кабеля выше $\theta_{ДОП}$ заметно ускоряет процесс ее старения и, следовательно, сокращает срок службы кабеля.

Непосредственное измерение температуры жилы кабеля представляет значительные трудности. Поэтому для проверки теплового режима кабель нагружают током и снимаются показания термодатчиков, установленных на стальной броне (оболочке или шланге) кабеля.

Величина $\Delta\theta$ рассчитывается по эмпирической формуле или определяется по номограммам. Одна из таких номограмм для кабелей с алюминиевыми жилами, находящихся в эксплуатации от 5 до 25 лет, приведена на рис. 1. Токовая нагрузка КЛ, при которой $\theta_{Ж} = \theta_{ДОП}$, соответствует допустимой длительной нагрузке.

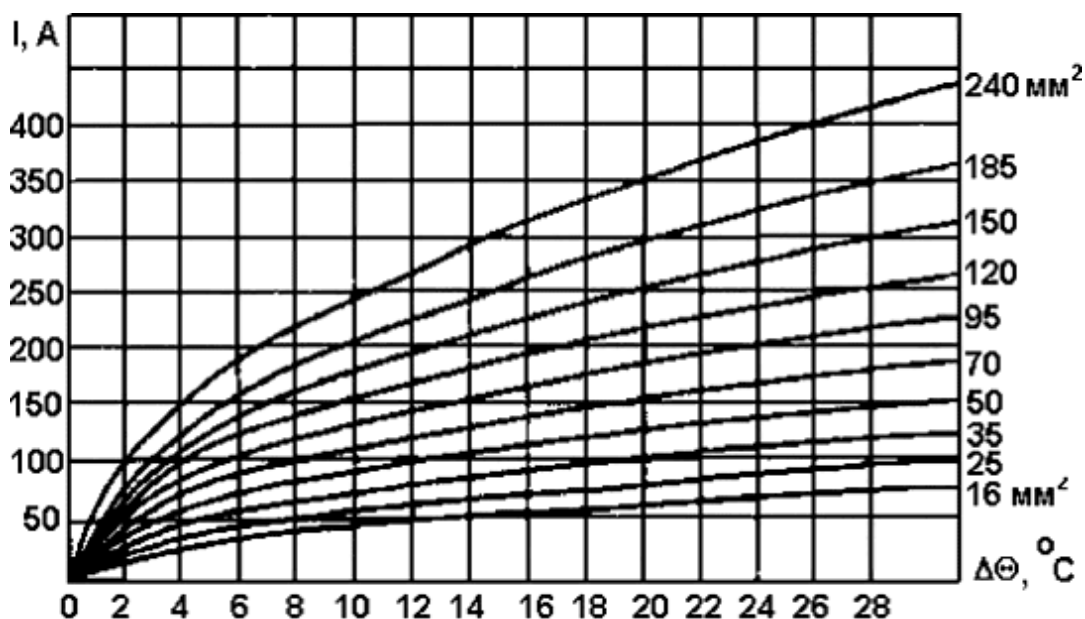


Рисунок 1. Разность температур между броней и алюминиевыми жилами кабелей напряжением 10 кВ

В практической эксплуатации действительную токовую нагрузку кабеля I сопоставляют с длительно допустимым током $I_{доп}$, приводимым в справочной литературе [2].

Принимаемые по справочным данным поправочные коэффициенты учитывают реальную температуру охлаждающей среды, количество кабелей в земляной траншее, удельное тепловое сопротивление грунта, срок службы кабеля и другие факторы.

При эксплуатации КЛ допускаются кратковременные перегрузки, например, на период ликвидации аварии. Допустимые перегрузки кабелей напряжением до 10 кВ в зависимости от вида изоляции составляют:

- кабели с бумажной изоляцией - на 30%;
- изоляцией из полиэтилена и поливинилхлорида - на 15%;
- резины - на 18%;
- сшитого полиэтилена - на 25%;

для кабелей со всеми видами изоляции, находящихся в эксплуатации более 15 лет, перегрузки должны быть снижены до 10%.

Указанные перегрузки допускаются продолжительностью не более 6 часов в сутки в течение 5 суток. Суммарная продолжительность перегрузки в год не должна превышать 100 ч.

Для кабелей напряжением 20-35 кВ с бумажной изоляцией перегрузки не допускаются.

Контроль нагрузочного режима КЛ осуществляется снятием графиков нагрузки, выполняемым не реже 2 раз в год. Причем один раз контроль осуществляется в период зимнего максимума нагрузки.

Определение мест повреждений

Несмотря на периодический осмотр кабельных трасс и проведение профилактических испытаний, при эксплуатации имеют место повреждения (случайные отказы) КЛ. Как правило, это пробой изоляции, реже - разрыв фаз.

Поврежденный кабель отсоединяется с обоих концов от оборудования и с помощью мегаомметра определяется *характер повреждения*: измеряется сопротивление изоляции между каждой фазой и заземленной металлической оболочкой и между каждой парой фаз. Измерения проводят с одного конца кабеля. Фазные жилы другого конца кабеля разомкнуты (для определения замыканий) или замкнуты и заземлены (для определения обрывов).

Результаты измерений могут не выявить характер повреждения, поскольку переходное сопротивление в месте повреждения может быть достаточно высоким, в частности, из-за затекания места пробоя изоляции маслоканифольным составом (заплывающий пробой) в кабелях с бумажной пропитанной изоляцией.

Для снижения переходного сопротивления изоляция кабеля в месте повреждения прожигается. Для этого на кабель подается напряжение, достаточное для пробоя изоляции в месте повреждения. После некоторого времени повторения пробоев переходное сопротивление в месте повреждения уменьшается, разрядное напряжение снижается, а ток разряда увеличивается. Изоляция прожигается этим током, переходное сопротивление в месте повреждения уменьшается.

После определения характера повреждения выбирается способ и аппаратура для определения места повреждения кабеля.

По точности определения места повреждения различают относительные и абсолютные методы. *Относительные методы* имеют определенную погрешность и позволяют определить лишь зону повреждения. Это импульсный, петлевой и емкостной методы.

Точное место повреждения позволяют найти *абсолютные методы* такие, как индукционный и акустический.

Импульсным методом определяется зона однофазного или многофазного замыкания, зона обрыва любого количества фазных жил. В поврежденную линию посылается эталонный электрический импульс. По экрану измерительного прибора, проградуированному в мкс, измеряется интервал времени t_x между моментом подачи импульса и моментом прихода импульса, отраженного от места повреждения

Петлевой метод применяется для определения зоны однофазных и двухфазных замыканий на землю. Этот метод основан на измерении омического сопротивления жил кабеля до места повреждения.

Емкостной метод позволяет определить зону обрыва фазных жил кабеля. Метод базируется на измерении емкости между каждой жилой и заземленной металлической оболочкой кабеля.

Индукционный метод позволяет определить место многофазных замыканий в кабеле после успешного прожига изоляции в месте повреждения. Метод основан на улавливании магнитного поля, создаваемого вокруг кабеля протекающим по нему током. Улавливание поля производится с помощью специальной поисковой катушки, имеющей магнитный сердечник для концентрации поля.

По двум поврежденным жилам кабеля пропускается ток высокой частоты (800... 1000 Гц) от звукового генератора. Вокруг кабеля образуется магнитное поле высокой частоты. Поместив в это поле поисковую катушку, соединенную через усилитель с наушниками, можно прослушивать звуковой сигнал. Обслуживающий персонал, продвигаясь по трассе КЛ, прослушивает этот звуковой сигнал.

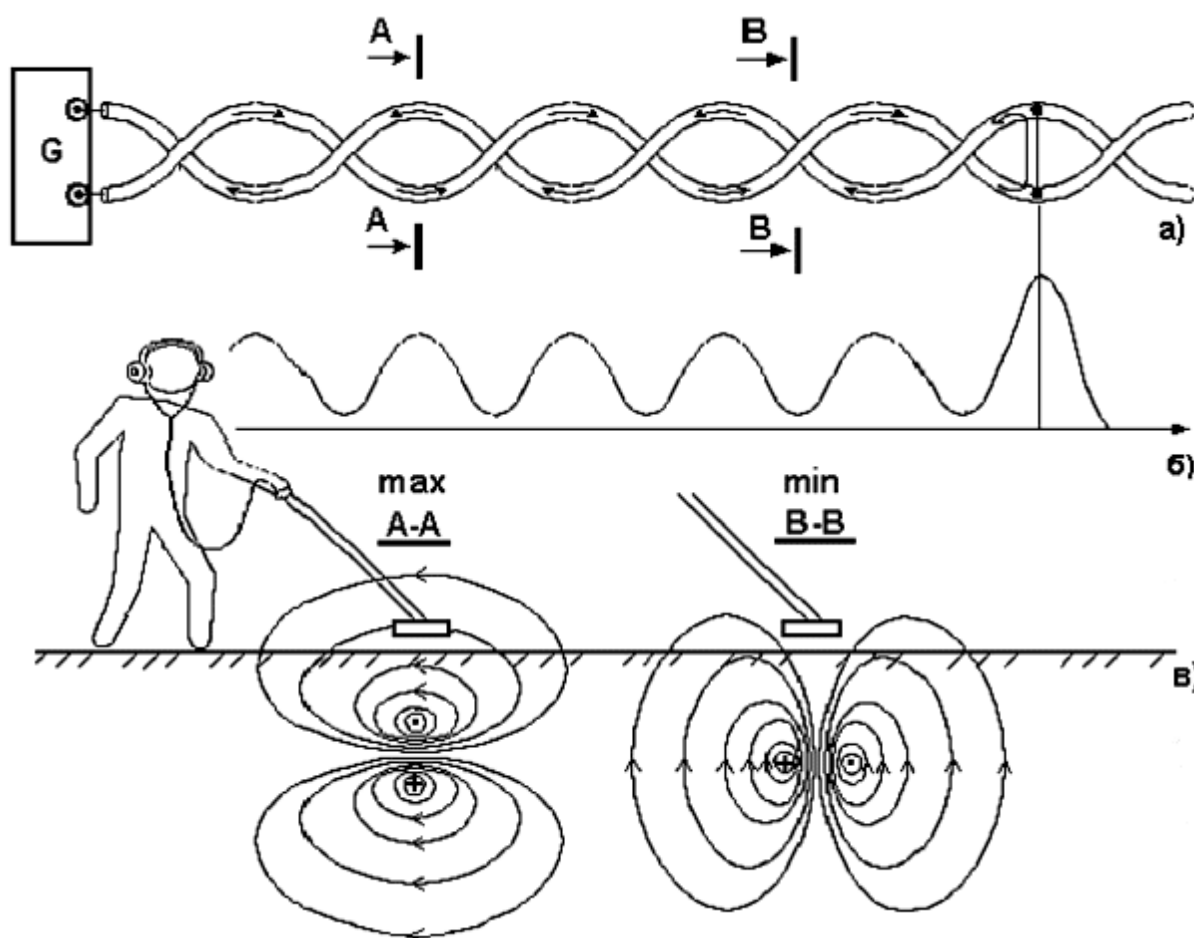


Рисунок 2. Иллюстрация индукционного метода отыскания повреждения

Слышимость сигнала вдоль кабельной линии будет периодически изменяться от max до min. Это объясняется спиральным поворотом жил кабеля. Преобладание над поверхностью земли магнитного поля одной жилы

периодически меняется на преобладание противоположного магнитного поля другой жилы.

В месте короткого замыкания ток от генератора меняет свое направление, интенсивность магнитного поля и, следовательно, слышимость сигнала в этом месте усиливаются. За местом повреждения звукового сигнала не будет. Использование тока высокой частоты необходимо для отстройки звукового сигнала от фона промышленной частоты 50 Гц соседних кабелей.

Акустический метод позволяет определить место однофазных и многофазных замыканий в кабеле при запылающем пробое.

В поврежденную жилу (в поврежденные жилы) периодически подаются импульсы постоянного напряжения, например, от накопительного конденсатора. В месте повреждения возникают разряды, вызывающие акустический шум. Уровень этого шума прослушивается с поверхности земли, например, с помощью стетоскопа или прибора с пьезодатчиком-преобразователем механических колебаний в электрические.

При практическом поиске мест повреждения КЛ используется сочетание относительных и абсолютных методов. С помощью относительного метода определяется зона повреждения, а затем в этой зоне отыскивается место повреждения абсолютным методом.

Ремонт кабельных линий

КЛ ремонтируются при их повреждениях, например, при пробое изоляции кабеля, а основной операцией при ремонте КЛ является установки новой или замена существующей кабельной муфты. Таким образом, при эксплуатации КЛ используется система аварийно-восстановительного ремонта (система АВР).

При повреждении кабеля обслуживающий персонал должен отыскать место повреждения, а при прокладке кабеля в земляной траншее - раскопать участок траншеи в этом месте. Раскопки должны вестись осторожно, а при глубине более 0,4 м - только лопатами.

Объем работ при текущих и капитальных ремонтах КЛ определяется по результатам предшествующих осмотров, испытаний и измерений. Для планирования ремонтов КЛ ведется следующая эксплуатационно-техническая документация:

- паспорта КЛ;
- листки осмотров;
- кабельный журнал;
- акты скрытых работ с указанием пересечений и сближения кабелей со всеми подземными коммуникациями;
- акты на монтаж кабельных муфт;
- протоколы измерения сопротивления изоляции;
- протоколы испытаний изоляции КЛ повышенным напряжением;
- протоколы измерения сопротивлений заземляющих устройств;
- журналы неисправностей КЛ;
- журналы учета работ на КЛ и другие документы.

На основании этих документов составляется многолетний график работ, в котором указывается перечень всех кабельных линий и годы их вывода в ремонт в соответствии с техническим состоянием. На основании многолетнего графика составляются годовые графики работ.

При капитальном ремонте КЛ выполняются следующие основные работы:

- выборочное шурфление кабельных траншей с оценкой состояния кабелей и муфт;

- полное вскрытие кабельных каналов с исправлением раскладки кабелей, устранением коррозии оболочек, чисткой каналов, заменой или ремонтом конструкций для крепления кабелей;

- переразделка дефектных муфт;

- частичная или полная замена участков КЛ;

- ремонт заземляющих устройств;

- окраска металлических конструкций в кабельных сооружениях.

При окончании ремонтных работ проводятся испытания КЛ. Кроме того, кабели испытываются под нагрузкой в течение 24 ч.

Все работы, выполненные при капитальном ремонте КЛ, принимаются по акту. Акты со всеми приложениями хранятся в паспорте кабельной линии.

Литература

1. В.В. Базуткин, К.П. Кадомская, М.В. Костенко. “Перенапряжения в электрических системах и защита от них”. Учебник для вузов. – СПб.: Энергоатомиздат, Санкт-Петербургское отделение. 1995.
2. Костенко М.В., Ефимов Б.В., Зархи И.М., Гумерова Н.И. “Анализ надежности грозозащиты подстанций”. – Л.: «Наука», 1981.
3. РАО “ЕЭС России”. “Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений”. Санкт-Петербург, Издательство ПЭИПК, 1999.

УДК 621.315.05

ИСТОРИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ПЕРЕДАЧИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ДАЛЬНИЕ РАССТОЯНИЯ

Крапивин С.В.

Научный руководитель – ст. пр. Макаревич В.В.

В последней трети XIX века во многих крупных промышленных центрах Европы и Америки стала очень остро ощущаться энергетическая проблема. Жилые дома, транспорт, фабрики и мастерские требовали все больше топлива, подвозить которое приходилось издалека, вследствие чего цена на него постоянно росла. В этой связи то здесь, то там стали обращаться к гидроэнергии рек, гораздо более дешевой и доступной. Вместе с тем повсеместно возрастал интерес к электрической энергии. Уже давно было отмечено, что этот вид энергии чрезвычайно удобен: электричество легко генерируется и так же легко преобразуется в другие виды энергии, без труда передается на расстояние, подводится и дробится.

В 1882 году под руководством известного французского электротехника Депре была построена первая линия электропередачи постоянного тока от Мисбаха до Мюнхена, протяженностью в 57 км. Энергия от генератора передавалась на электродвигатель, приводивший в действие насос. При этом потери в проводе достигали 75%. В 1885 году Депре провел еще один эксперимент, осуществив электропередачу между Крейлем и Парижем на расстояние в 56 км. При этом использовалось высокое напряжение, достигавшее 6 тысяч вольт. Потери снизились до 55%. Было очевидно, что, повышая напряжение, можно значительно повысить КПД линии, но для этого надо было строить генераторы постоянного тока высокого напряжения, что было связано с большими техническими сложностями. Даже при этом сравнительно небольшом напряжении Депре приходилось постоянно чинить свой генератор, в обмотках которого то и дело происходил пробой. С другой стороны, ток высокого напряжения нельзя было использовать, поскольку на практике (и прежде всего для нужд освещения) требовалось совсем небольшое напряжения, порядка 100 вольт. Для того чтобы понизить напряжение постоянного тока, приходилось строить сложную преобразовательную систему: ток высокого напряжения приводил в действие двигатель, а тот, в свою очередь, вращал генератор, дававший ток более низкого напряжения. При этом потери еще более возрастали, и сама идея передачи электроэнергии становилась экономически невыгодной.

Переменный ток в отношении передачи казался более удобным хотя бы уже потому, что его можно было легко трансформировать, то есть в очень широких пределах повышать, а затем понижать его напряжение. В 1884 году на Туринской выставке Голяр осуществил электропередачу на расстояние в 40 км, поднимая с помощью своего трансформатора напряжение в линии до 2 тысяч вольт. Этот опыт дал неплохие результаты, но и он не привел к широкому развитию электрификации, поскольку, как уже говорилось, двигатели однофазного переменного тока по всем параметрам уступали двигателям

постоянного тока и не имели распространения. Таким образом, и однофазный переменный ток было невыгодно передавать на большие расстояния. В следующие годы были разработаны две системы многофазных токов — двухфазная Теслы и трехфазная Доливо -Добровольского. Каждая из них претендовала на господствующее положение в электротехнике. По какому же пути должна была пойти электрификация? Точного ответа на этот вопрос поначалу не знал никто. Во всех странах шло оживленное обсуждение достоинств и недостатков каждой из систем токов. Все они имели своих горячих сторонников и ожесточенных противников. Некоторая ясность в этом вопросе была достигнута только в следующем десятилетии, когда был сделан значительный прорыв в деле электрификации. Огромную роль в этом сыграла Франкфуртская международная выставка 1891 года.

Проблематика передачи электроэнергии на большие расстояния такова:

- её нельзя консервировать, а надо сразу потреблять;
- потребители электричества расположены далеко. Производят электроэнергию на электростанциях, которые располагают возле источников сырья (гидроресурсы, топливо).

Передача энергии на большие расстояния является довольно сложной проблемой. Примерно, 20% выработанной энергии теряется при передачах.

Провода линий электропередач нагреваются током. По закону Джоуля – Ленца теплоту, в которую превращается, идущая на нагрев энергия, можно рассчитать по формуле: $Q = IRt$ - количество теплоты (Дж), где R – сопротивление линии (Ом), t – время (с), I - квадрат силы тока (А) Если длина линии очень большая, то передача энергии может быть невыгодна экономически. Отсюда видно, что снизить потери можно двумя способами: во - первых, уменьшая сопротивление проводов R , во - вторых уменьшая в них силу тока I . Уменьшить сопротивление подводящих проводов при заданном расстоянии между электростанцией и потребителями можно только в результате увеличения площади поперечного сечения проводов, что очевидно, невыгодно и может быть осуществлено лишь в небольших пределах.

Провода большого сечения имеет меньшее сопротивление, но сдерживает, его применение, расход металла и опоры линии могут не выдержать тяжести таких проводов.

При заданной мощности тока в потребителе уменьшить силу тока в подводящих проводах можно только при одновременном повышении напряжения между проводами, что видно из формулы $P = UI$, по которой рассчитывается мощность P тока в потребителе. Чем выше напряжение между проводами, по которым передается электрическая энергия, тем это выгодней, так как при этом уменьшается сила тока и снижаются потери в проводах, пропорциональные квадрату силы тока. Чем длиннее линия электропередачи, тем более выгодно становится применение высокого напряжения, поэтому передача энергии на большие расстояния осуществляется только по

высоковольтным линиям. Генераторы электростанций вырабатывают напряжение не выше 16000 – 20000 В. Более высокие напряжения требуют принципиальных изменений в конструкции генератора.

Увеличить напряжение переменного тока, не изменяя передаваемой мощности, можно с помощью трансформатора. Поэтому без трансформатора осуществлять передачу электроэнергии на большие расстояния в современных условиях невозможно.

Сразу за генератором размещают повышающий трансформатор. Трансформатор увеличивает напряжение, а сила тока во столько же раз уменьшается. Мощность остается почти неизменной.

Такое высокое напряжение в конце линии необходимо понизить, чтобы использовать электроэнергию в осветительной сети, для работы станков с помощью двигателей электропривода и т.д. Это производят с помощью понижающих трансформаторов. Понижается напряжение и соответственно, увеличивается сила тока постепенно с помощью нескольких трансформаторов, расположенных на линии. Напряжение становится все меньше, а электрическая цепь все шире.

Актуальность проблемы повышения пропускной способности ЛЭП

Известно, что в последние годы многие города сталкиваются с проблемой ограниченной пропускной способности ЛЭП. Для удовлетворения всё более растущих потребностей электросетевые компании вынуждены постоянно модифицировать существующие сети, применяя следующие классические методы:

- строительство дополнительных ЛЭП;
- замена проводов на большие поперечные сечения;
- повышение напряжения;
- расщепление фазы.

Несмотря на то, что эти методы иногда можно применить, у всех них есть существенные недостатки. Первое решение требует значительных вложений, времени и получения разрешений на установку новых линий. Второе оказывается не всегда возможным, поскольку сталеалюминиевый провод большего сечения обладает такой массой, на которую старые опоры часто не рассчитаны, что в конечном итоге приводит к необходимости установки новых опор ЛЭП большего размера. Организация строительства новых опор может обернуться серьёзными проблемами в густонаселённых районах, районах частных земель, в национальных парках, заповедниках и других зонах с запретом на строительство. Третье и четвертое решения почти всегда приводит к необходимости перестраивать всю линию.

Отсюда возникает актуальная необходимость существенного повышения передаваемой мощности воздушных линий, по возможности, избегая строительства новых линий, полной перестройки существующих линий, подвески новых цепей и т.д.

Новые пути повышения пропускной способности воздушных линий и современные тенденции

В настоящее время, существуют решения, не имеющие недостатков вышеописанных методов. Эти решения обеспечивают увеличение пропускной токовой способности имеющихся линий за счёт применения специальных проводов. Такая постановка задачи привлекательна, как с технической, так и экономической точек зрения.

На сегодняшний день, выдвигаются следующие требования к современным проводам:

- максимально высокая электропроводность;
- максимально высокая механическая прочность;
- низкий вес;
- устойчивость к высоким температурам;
- малые температурные удлинения;
- устойчивость к старению и ветровым воздействиям.

Условия выполнения вышеописанных требований являются взаимоисключающими, поскольку, например, наилучшая электропроводность обеспечивается при наивысшей чистоте алюминия, однако при этом значительно снижается прочность. Поэтому для получения необходимой температурной устойчивости рассматривалось применение дисперсионно-твердеющих материалов, циркониевых сплавов, композитных и других материалов, получением и внедрением волокон оксида алюминия.

Мировые фирмы – изготовители современных проводов ЛЭП

На мировом рынке в сфере производства классических и специальных типов проводов выступают несколько десятков компаний. На сегодняшний день наиболее актуальные поставщики уже определились:

- Nexans, Бельгия;
- Lumpi-Berndorf, Австрия;
- J-Power Systems, Япония.

Конструктивные особенности проводов AERO-Z, Nexans, Бельгия

Одним из путей решения проблемы является применение так называемых компактных проводов типа AERO-Z. В таблице 1 приведены сравнительные характеристики сталеалюминиевого провода AC 240/56 и AERO-Z 346-2Z.

Принципы и эффективность

Верхний повив практически идеально гладкий, имеет незначительные винтовые канавки, возникающие между верхними кромками Z-образных проволок. Этим достигается значительное уменьшение коэффициента аэродинамического сопротивления наиболее сильным ветрам. Такое уменьшение влечёт за собой меньшие механические напряжения в опорах при проводах равного диаметра или позволяет увеличить полезное электропроводящее сечение при равных механических напряжениях в опорах.

Большая контактная поверхность между двумя Z-образными проволоками одного слоя обеспечивает эффективную защиту от просачивания консистентной смазки изнутри провода. В этой связи внутренняя защита оказывается лучше, чем у традиционных проводов, в которых наблюдается вытеснение защитной смазки наружу под действием циклов нагрузки.

При обрыве проволоки внешнего повива провода AERO-Z остаются на месте под действием механических рабочих напряжений. Данное свойство сохраняется до тех пор, пока не происходит обрыв пяти смежных проволок.

Большая поверхность контакта между проволоками улучшает демпфирование. вавава

Улучшенные вертикальные и крутящие самозатухание провода значительно уменьшает проблемы сложной пляски. Вероятность появления пляски значительно ниже, и если она возникает, её амплитуда будет значительно меньше.

Провод лучше противостоит снегу и обледенению. Образование ледяных рукавов становится более затруднительным. Средняя масса ледяных наростов составляет половину наблюдаемой при экстремальных условиях. Более того, следует отметить, что наросты отделяются быстрее из-за большей крутильной жёсткости провода.

Провода TACSR/ACS и TACSR/HICIN компании «Lumpi-Berndorf», Австрия

Увеличение пропускной способности проводов TACSR/ACS и TACSR/HICIN обеспечивается их большей рабочей температурой. Эти провода устойчивы к высокой температуре, могут в условиях продолжительного времени нести более высокую токовую нагрузку, чем традиционные сталеалюминиевые провода.

Провода по конструкции напоминают классические провода AC: сердечник и токопроводящие повивы.

Отличия в конструкции состоят в использованных материалах. Токопроводящие повивы высокотемпературных проводов сделаны из специального термостойкого алюминия TA либо сверхтермостойкого сплава ZTA.

Оба сплава TA и ZTA состоят из чистого алюминия с добавкой циркония, с той разницей, что сплав ZTA имеет большее количество циркония. Цирконий позволяет повысить температуру рекристаллизации основного компонента – алюминия. В результате, токопроводящие проволоки сохраняют все механические и электрические характеристики при нагревах.

В проводах Lumpi-Berndorf в качестве материала для сердечника применяется сталь с покрытием из алюминия. Для повышения прочностных свойств и уменьшения стрел провеса в проводах (Z)TACSR/HICIN применяется специальный сплав «Инвар». Проволоки из сплава также защищаются нанесением на его поверхность алюминиевого покрытия.

Использование сплава Инвар в качестве материала сердечника провода позволяет существенно снизить стрелы провесов. Использование термоустойчивого алюминия как токонесущей части провода дает возможность

увеличить пропускную способность линии в полтора раза, а применение супертермоустойчивого сплава в два раза. В таблице 4 приведено сравнение технических характеристик различных проводов.

Линии, работающие в штатном режиме при температуре проводов 150°C или 210°C, не подвержены отложению гололеда, что означает как резкое снижение вероятности возникновения пляски, так и уменьшение пиковых нагрузок на опоры. Провода GTACSR/HACIN по конструкции не отличаются от классических проводов. Это позволяет использовать все известные типы арматуры: спиральную, клиновые зажимы и прессуемые.

Методики работы и монтажа этого провода идентичны методикам для классического провода АС. Не требуется новых технологий, устройств и обучения персонала.

Провода GTACSR компании «J-Power», Япония

Увеличение пропускной способности провода GTACSR обеспечивается также, как и провода «Lumpri Berndorf» большей рабочей температурой. Эти провода устойчивы к высокой температуре, могут в условиях продолжительного времени нести высокую токовую нагрузку.

Особенность провода GTACSR заключается в том, что между токопроводящими слоями провода и стальным сердечником имеется зазор, отсюда и название – «провод с зазором».

Преимущества такой конструкции состоят в том, что при монтаже и дальнейшей эксплуатации всё тяжение приходится на стальной сердечник, и, соответственно, коэффициент расширения и модуль упругости провода как целого совпадают с характеристиками стали. Провод значительно меньше подвержен удлинению за счет возрастания температуры. При рабочих температурах (~150°C) стрела провеса провода ощутимо меньше, чем для любых других проводов (при той же температуре). Это неоспоримое преимущество данного провода. Сочетание перечисленных преимуществ, плюс высокая пропускная способность делают этот провод наиболее развитым в техническом отношении.

Безусловно, стоит отметить и вытекающие из конструкции провода недостатки:

- провод сложной конструкции;
- технология монтажа провода весьма сложна; необходимо специальное оборудование и обученный персонал. Предъявляются жесткие требования к пролетам – не более 3 поддерживающих опор в анкерном участке;
- ремонт провода превращается в очень сложное мероприятие;
- стоимость провода высока ~400 % по сравнению с проводом АС.

Метод, основанный на электромагнитной индукции

Опыты с электромагнитными полями успешно проводились еще в середине 19 века. Здесь удалось достичь довольно существенных результатов. Уже сегодня применяются зарядки мобильных телефонов, принцип работы которых основан на использовании электромагнитной индукции. Причем по эффективности они даже превосходят обычные проводные зарядки.

Существенным недостатком данного способа является то, что для возникновения взаимной индукции приемник и передатчик должны находиться как можно ближе друг к другу.

Метод, основанный на использовании радиочастотного и микроволнового излучения

Новые разработки, которые позволили через 100 лет после Николы Тесла успешно осуществить передачу электроэнергии на несколько метров. Основными недостатками являются:

- большое рассеивание электроэнергии;
- зависимость от препятствий на пути передачи.

Для решения этих проблем предполагается использование сфокусированного пучка энергии и корректирующих датчиков, что не всегда целесообразно с экономической и технической точки зрения.

Метод, основанный на радио- и микроволнах

Довольно интересная идея, которую пытались реализовать во второй половине прошлого века, для передачи энергии на дальнее расстояние, например, из космоса. Как оказалось, что для ее успешного осуществления, необходимо использовать передающие и принимающие антенны, диаметром 1 и 10 км соответственно, что существенно затрудняет практическое применение этого способа.

Метод, основанный на использовании лазера

Наиболее перспективный на сегодняшний день способ. Использование новейших диодных лазеров, позволило снизить потери передачи электроэнергии до 50 %. Существуют пробные модели самолетов и бытовых приборов, работающих на энергии, передающейся лазером. Основной проблемой остаются зависимость от препятствий и большое рассеивание электроэнергии в атмосфере.

Несмотря на то, что данный вид передачи электроэнергии известен уже давно, он остается нереализованным по причине дороговизны и множества технических сложностей. Но человечеству придется их успешно преодолеть или найти другие альтернативные способы передачи электроэнергии. В противном случае ему придется столкнуться с энергетическим кризисом уже в ближайшем обозримом будущем.

Разработки в области эфирных технологий передачи энергии

В рамках перспективных исследований в области эфирной физики, проводимых в БИУВНТ с начала XXI века, были разработаны принципы и основы технологии передачи энергии на сверхдальние расстояния, позволяющие оптимизировать существующие электроэнергетические системы путем снижения потерь на передачу энергии с 10 - 25%, характерных для существующих ЛЭП до 1% и менее на расстояниях порядка 10 тыс. км., снижения затрат на строительство линий передачи энергии, как минимум, на порядок, увеличения коэффициента использования установленной мощности электростанций с 0,4 - 0,7 нынешних до 0,95 и выше, компенсации пиковых нагрузок и проблемы синхронизации электрических сетей.

В настоящее время БИУВНТ ведет работы по усовершенствованию новой технологии для использования в системообразующих электрокорпорациях и ее внедрения для задач сверхдальней передачи энергии, характерных для ЕЭС РФ и Казахстана.

Литература

1. Проблемы передачи электроэнергии на дальние расстояния // Bourabai Research [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://bourabai.kz/toe/dist_problems.htm - Дата доступа 08.04.2019

УДК 621.316

ИДЕНТИФИКАЦИЯ И ДИАГНОСТИКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ЦЕПЕЙ

Макаревич В.Н.

Научный руководитель – ст. пр. Макаревич В.В.

Научно-технический прогресс и бурное развитие вычислительной техники определяют необходимость пересмотра отношения к созданию систем диагностирования электротехнических и электронных устройств. Это связано с внедрением в практику построения систем диагностики персональных компьютеров (ПЭВМ) и интерфейсных устройств, включающих аналого-цифровые (АЦП) и цифро-аналоговые преобразователи (ЦАП). Их использование позволяет создавать достаточно мощные системы мониторинга технических объектов, к которым относятся и электрические цепи. С другой стороны, участвовавшие аварийные ситуации с электротехническим и электронным оборудованием на промышленных объектах определяют необходимость своевременного диагностирования особо ответственных блоков и систем, выход которых из строя может привести к тяжелым последствиям.

Электронные блоки канала можно рассматривать как линейные и нелинейные электрические цепи, диагностика которых выполняется с помощью соответствующих диагностических средств в специальном режиме. Важность решения задач диагностики электрических цепей подтверждается тем, что определение диагностики вводится в ГОСТы по теоретической электротехнике. При этом под диагностикой электрических цепей понимается идентификация параметров их элементов при известной топологии по результатам измерений реакций цепи на заданное воздействие.

Важным моментом в создании диагностической системы является возможность подключения измерительных приборов к доступным контрольным точкам диагностируемого объекта и оценка реальных погрешностей прямых и косвенных измерений. Последнее обстоятельство приводит к необходимости введения понятия информативности измерений, используемых для постановки диагноза о состоянии элементов электрической цепи в текущий момент времени.

Процесс диагностирования электрической цепи (известной или неизвестной топологии) начинается с построения ее математической модели, обычно представляемой в виде системы алгебраических или дифференциальных уравнений. При заданных целях диагностирования вид модели примерно известен (по крайней мере, с точностью до класса функций), а определению подлежат параметры модели, которые находятся по результатам наблюдений над входными и выходными величинами, полученными в режимах рабочего или тестового диагностирования цепи или при их комбинации. В ряде случаев неизвестные параметры модели электрической цепи могут совпадать с параметрами элементов ветвей эквивалентной схемы замещения диагностируемой цепи. Задача диагностики совпадает с задачей идентификации в том случае, если в качестве оператора, описывающего электрическую цепь,

принята ее принципиальная схема и определяются параметры диагностируемых элементов.

Среди множества методов диагностики можно условно выделить несколько групп:

- методы справочников, при составлении которых могут быть использованы режимы по постоянному току, а также представления в частотной и временной областях;
- методы параметрической идентификации, при реализации которых используются линейные и нелинейные диагностические уравнения;
- методы контроля неисправностей, среди которых следует выделить метод декомпозиции схем, имеющий большую практическую значимость при ограниченных объемах измерительной информации;
- приближенные методы (вероятностные и оптимизационные).

При практическом использовании тех или иных методов обнаружения неисправностей или диагностирования возникает целый ряд проблем, которые могут сделать применение этих методов невозможным для решения конкретной задачи. Выбор метода диагностирования решается в зависимости от условий задачи: возможности проверки в рабочем режиме, типа схемы, доступности тестовых узлов, робастности, типа неисправности, глубины диагностики и т. п. Если первые три условия связаны в большей степени с конструктивными особенностями диагностируемого изделия, то остальные можно отнести к качеству используемых диагностических методов.

Электрическую цепь можно считать работоспособной, если величины токов и напряжений в цепи не превышают допустимых пределов. Диапазон возможного изменения параметров элементов цепи шире, чем поле допусков, накладываемое на эти величины. На предельные значения некоторых величин априорно могут быть также наложены дополнительные ограничения, вытекающие из физической природы рассматриваемых элементов. Для примера можно привести ограничения, вводимые на допустимые напряжения для емкостей (напряжения пробоя) или допустимые значения мощностей резисторов.

Задачу диагностирования состояния элементов электрической цепи можно сформулировать следующим образом. Имеется некоторый набор элементов относительно которых есть предположение, что значения параметров этих элементов могут выходить за пределы допусков, предусмотренных технической документацией. С математической точки зрения это означает, что для элемента S_i не

выполняется неравенство:

$$R_i^H - \Delta i^- \leq R_i \leq R_i^H + \Delta i^+,$$

где Δi^- и Δi^+ - значения верхнего и нижнего допусков на величину диагностируемого параметра;

R_i R_i^H - номинальное значение параметра.

В самом общем случае исправного и неисправного состояний элемента предполагается выполнение неравенства:

$$R_i^{\min} \leq R_i \leq R_i^{\max},$$

где R^{\min} , R^{\max} - максимально и минимально возможные величины параметра.

Для оценки априорных и апостериорных вероятностей по результатам измерения параметра R_i на рис. 1 представлены три пары чисел, являющихся границами интервалов физически возможных, нормативно-допустимых и реальных значений измеряемого параметра.

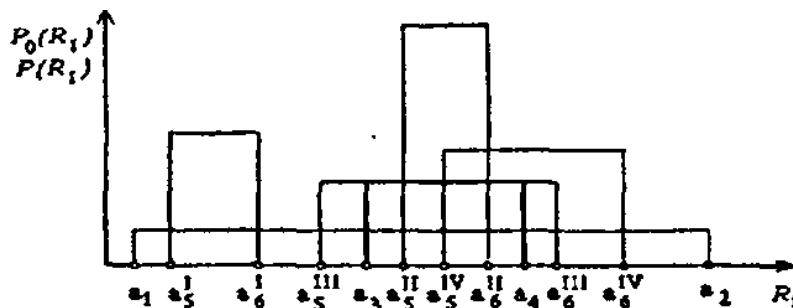


Рис. 1

Рисунок 1. Границы интервалов значений измеряемого параметра

После рассмотрения возможных случаев соотношения между этими парами чисел могут быть сделаны следующие выводы:

1. С точки зрения постановки диагноза о техническом состоянии элемента S_i в ряде случаев существенным является не точность измерений, а соотношения между граничными значениями интервала нормативно-допустимых значений параметра R_i . И интервала, в котором по результатам измерений находится действительное значение R_i .

2. Об информативности конкретного измерения параметра R_i при постановке диагноза о техническом состоянии элемента S_i , когда имеются основная и альтернативная гипотезы, можно судить, например, по величине

$$I_{\beta} = A_i \cdot |P_i - 1/2| / |P_i^0 - 1/2| + 1,$$

Где A_i — некоторый коэффициент, который нормирует величину информативности в диапазоне значений $0 \leq I_k \leq 1$;

P_1^0, P_2^0 — априорные вероятности.

Определяющей величиной в последнем выражении является величина отклонения той или иной вероятности от 0,5 при двух возможных альтернативных состояниях диагностируемого элемента S_i . Возможны и другие количественные оценки величины I_{Rt} .

Таким образом, можно определить информативность проведенного измерения, как величину, позволяющую с большей или меньшей вероятностью поставить диагноз о техническом состоянии элемента (объекта) на основе данного измерения.

После определения информативности измерения отдельного параметра могут быть получены матрицы информативности по току и напряжению для всех элементов

резистивных и динамических цепей. Рассмотрим резистивную цепь, состоящую из p ветвей, в каждой из которых находится по одному резистивному элементу (при этом ветви рассматриваются как обобщенные, включающие источники напряжения и тока). Для идентификации параметра

каждого из резисторов можно рассмотреть шесть различных случаев измерений. Если исключить два случая, как наиболее тривиальные (непосредственное измерение параметра и одновременное измерение тока и напряжения в ветви с этим элементом), то остальные позволяют получить две матрицы информативности, коэффициенты которых определяются по формуле (1). Матрица информативности по измерениям токов в ветвях цепи имеет вид:

$$[I^I] = \begin{bmatrix} I_{11}^I & I_{12}^I & I_{1p}^I \\ I_{21}^I & I_{22}^I & I_{2p}^I \\ I_{p1}^I & I_{p2}^I & I_{pp}^I \end{bmatrix}$$

Рисунок 2. Матрица информативности

Первый индекс коэффициента матрицы указывает номер ветви с диагностируемым элементом $i = 1, 2, \dots, p$, второй индекс - номер ветви с измеряемым током. Аналогично получается матрица информативности по измерениям напряжений.

Из этих двух матриц может быть составлена смешанная матрица максимальной информативности измерений токов и напряжений в ветвях схемы с известной топологией. Поскольку на практике не все измерения могут быть реализованы, то для невыполнимых измерений предлагается положить соответствующие коэффициенты равными 0.

Введенная таким образом матрица позволяет определить наиболее информативный набор измеряемых величин на стадии конструирования радиоэлектронных изделий, что дает возможность предусмотреть создание необходимых контрольных точек для эффективного диагностирования этих объектов в будущем.

Процессы, протекающие в динамических цепях, т.е. в цепях, содержащих идеальные RLC элементы, описываются с помощью дифференциальных уравнений. При решении задачи идентификации параметров динамической цепи в этом разделе пойдём по пути представления ее в виде чисто резистивной цепи, что позволяет воспользоваться результатами, полученными для резистивных цепей.

Предположим, что в цепи содержится только один реактивный элемент в виде индуктивности, который находится в i -той ветви. Для иллюстрации процедуры определения информативности измерений представим уравнение этого элемента в дискретном виде:

$$U_L = L \frac{d_{iL}}{dt} \quad U_{L,j} = \frac{L}{h} (I_{L,j} - I_{L,j-1}); \quad j = 1, 2, \dots$$

где h - шаг разностной сетки.

Тогда в математической модели цепи можно перейти от системы дифференциальных уравнений к системе чисто алгебраических уравнений, и рассмотреть все шесть случаев возможных измерений величин тока и напряжения в ветвях этой цепи. Так, например, в случае измерения тока в i той ветви формулы для оценки неизвестного параметра L на j - том шаге разностной сетки по времени имеют вид:

$$L_i(t_j) = \frac{h \cdot (Q - A \cdot I_j)}{B \cdot (I_j - I_{j-1})},$$

$$j = 1, 2, \dots,$$

где A, B - некоторые константы, вычисляемые через определители матрицы исходной алгебраической системы;

Q — величина, учитывающая наличие источников тока и напряжения в ветвях диагностируемой схемы.

После нахождения величины параметра и его погрешности определяется коэффициент информативности по измерению тока в i - той ветви. Для нахождения величин погрешности и информативности по измерению тока в l - той ветви ($l \neq i$) можно поступить аналогичным образом, только формулы получаются более сложными. В результате может быть получена матрица информативности измерений тока на j - том временном шаге. Аналогичным образом получается матрица информативности и при измерении напряжения. При переходе к очередному шагу матрицы информативности изменяются. При этом, в случае линейной цепи, может быть определена оптимальная точка по времени для диагностирования конкретного элемента цепи. Рассуждая аналогично, можно получить выражения, подобные и для емкостного элемента.

Постановка диагноза о техническом состоянии контролируемой цепи связана с обработкой информации, получаемой в доступных контрольных точках. В то же время какие-то измерения могут оказаться избыточными. Если возможности измерений ограничены, т.е. некоторые переменные в цепи недоступны для измерений по тем или иным причинам, то состояние цепи приходится оценивать по имеющемуся набору измеренных величин. Главной задачей, которую приходится решать при ограничении диагностических измерений, это выбор необходимого и достаточного количества измерений для определения параметров или характеристик конкретного элемента, или набора элементов цепи. При этом не всегда имеется возможность измерять токовые величины. В качестве измеряемых величин напряжения могут рассматриваться узловые напряжения в доступных узлах схемы диагностируемой цепи.

Рассмотрим чисто резистивную цепь, состоящую из p ветвей. Известно, что для идентификации параметров всех резисторов цепи, количество косвенно измеряемых величин, лежит в диапазоне: $p \leq N \leq 2p$. Верхняя граница уже рассматривалась во второй главе, когда идентифицировался один параметр схемы (случай одновременного измерения тока и напряжения в ветвях схемы).

Что касается нижней оценки, то не сложно показать, что это возможно при известных значениях напряжений в ветвях дерева графа схемы и токов в хордах графа. При этом сами значения параметров ветвей дерева, хорд. Как правило, в реальной ситуации нет возможности подключить аппаратуру для измерения всех токов и напряжений, необходимых для определения параметров элементов всех p ветвей цепи. Более того, в ряде случаев нельзя разрывать цепь для подключения измерителя тока. Необходимо также заметить, что использование в современной диагностической аппаратуре АЦП, соединенных с персональными компьютерами, также ориентировано на измерение величин напряжения, нормированных в заданных диапазонах. Поэтому в дальнейшем в качестве основных измеряемых величин предлагается рассматривать узловые напряжения.

При недостатке токовых величин для решения задач диагностики можно следовать двумя путями: первый путь - предварительное введение в некоторые ветви цепи дополнительных («опорных») элементов относительно, которых нет оснований, сомневаться в точности их параметров, и которые не изменяют функциональные характеристики диагностируемого изделия. Это - путь увеличения количества узлов схемы и, соответственно, измеренных напряжений. Необходимые для дальнейшей идентификации токовые величины находятся из уравнений таких «опорных» элементов; второй путь - укрупнение частей диагностируемой схемы в результате объединения ряда ветвей и уменьшения количества независимых контуров исходной схемы. В этом случае происходит переход к новым диагностическим признакам в виде параметров или вольтамперных характеристик «диагностических двухполюсников».

В общем случае схемы, состоящей из p ветвей с l независимыми контурами, количество наборов из l ветвей с известными токами, позволяющее решить задачу полной идентификации параметров схемы (при известных узловых напряжениях), может быть определено по формуле: $m = C_p^n - q$, где C_p^n - число сочетаний из p по l элементов, q - количество узлов схемы, в которых сходятся l ветвей.

Наборы из n ветвей, для которых эта задача не решается, могут быть определены по номерам ветвей, сходящихся в этих qm узлах. Если количество известных токов $n_1 \leq n$, то решается задача частичной идентификации и количество идентифицируемых параметров.

Представим теперь задачу нахождения структур «диагностических двухполюсников» таким образом, чтобы внутри них находилось как можно меньше ветвей с идентифицируемыми параметрами. В этом случае может возрасти общее число диагностических признаков, равное $n_x + n_y$.

В реальной ситуации нередко отсутствует возможность не только измерять токи во всех хордах схемы, но и измерять напряжения во всех ее узлах. Поэтому наряду с недостатком информации по токам в ветвях, может быть и недостаток информации по напряжениям на элементах схемы. Это может в значительной мере повлиять на результаты диагностирования в тех случаях, когда нет возможности измерять величины напряжения в узлах, не являющихся внутренними для «диагностических двухполюсников». Тогда необходимо

найти возможность диагностировать электрическую схему по другому набору диагностических признаков.

Литература

1. Панкин А.М. Анализ информативности измерений в задачах диагностирования электрических цепей с помощью метода узловых сопротивлений // Тр. междунар. симпоз. "Надежность и качество". Пенза. 21-31.05.2001. Пенза, 2001.
2. Башарин С.А., Коровкин Н.В., Панкин А.М. Контроль состояния электрических цепей с распределенными параметрами на основе параметрической идентификации // Сб. науч. докл. 4-го междунар. симпоз. по электромагнитной совместимости и электромагнитной экологии "ЭМС-2001". С.-Петербург. 19-22.06.2001. С.-Петербург, 2001.

УДК 628.921

ОСВЕЩЕНИЕ ЕСТЕСТВЕННЫМ СОЛНЕЧНЫМ СВЕТОМ ВНУТРЕННИХ ПОМЕЩЕНИЙ ЗДАНИЙ С ПОМОЩЬЮ СВЕТОВОЙ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ ЛОВУШКИ

Скурат Д.А.

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

С точки зрения экологических и технических норм идеальным решением для освещения всех, даже самых затененных, уголков зданий, является использование естественного солнечного света. Но, обычные окна на крыше или стенах здания могут позволить проникать в помещение незначительному количеству света и освещать только прилегающие к ним площади, да и количество света, проникающего через обычные окна, всегда зависит от угла падения солнечных лучей, т.е. от времени суток. Помочь решить эту проблему позволит автоматизированное "окно" Sundolier, разработанное и выпускаемое компанией Sunflower. Эта ловушка для солнечного света, устанавливаемая на крыше здания, может захватить и передать по системе трубопроводов внутрь здания количество солнечного света, достаточного для освещения 760 квадратных метров площадей внутри здания.

Автоматизированное "окно" Sundolier использует двухкоординатную систему, обеспечивающую подвижность фокусирующего зеркала и системы отражающих зеркал. Благодаря системе фотодатчиков улавливающее зеркало Sundolier всегда нацелено на Солнце и обеспечивает самый оптимальный угол падения солнечных лучей, делая, таким образом, практически постоянную интенсивность потока пойманного солнечного света. Система подвижных зеркал передает солнечный свет внутрь здания по трубопроводам диаметром 60 см. Используя несколько различных способов, поток солнечного света можно разделить на несколько частей и направить в различные точки для обеспечения более равномерного освещения больших площадей.

Конечно, как и любые другие энергетические системы, утилизирующие солнечную энергию, система улавливания солнечного света Sundolier в немалой степени зависит от атмосферных и погодных условий. В солнечные дни эффективность системы Sundolier достаточна для качественного освещения внутренних помещений, но пасмурная погода делает ее неэффективной.

Система Sundolier предназначена, в основном, для освещения внутренних помещений общественных зданий, таких как школы и библиотеки, т.е. здания в которых много обширных внутренних помещений.

Разработчики системы утверждают, что при использовании системы Sundolier происходит двойная экономия энергии, первая, самая основная заключается в экономии энергии затрачиваемой собственно на освещение, и вторая, косвенная, экономия заключается в снижении энергетических затрат на кондиционирование помещения за счет снижения количества тепла, выделяемого осветительными приборами.

Литература

1. Clay Dillow. Active Robotic Skylight Pumps Natural Light Into Darkened Interior Spaces [Электронный ресурс]. Режим доступа : <https://www.popsci.com/science/article/2010-04/robotic-skylight-pumps-natural-light-darkened-interior-spaces>. – Дата доступа: 13.11.2018.

УДК 621.577

ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕПЛОВЫХ НАСОСОВ В СИСТЕМЕ ОТОПЛЕНИЯ И ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ

Панфило М.И.

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

Тепловой насос – экологически чистая система, позволяющая получать тепло для отопления и горячего водоснабжения жилых помещений за счет использования низкопотенциальных источников и переноса его к теплоносителю с более высокой температурой. В качестве низкопотенциальных источников могут использоваться грунтовые и артезианские воды, озера, моря, тепло грунта, вторичные энергетические ресурсы – сбросы, сточные воды, вентиляционные выбросы и т.п. Затрачивая 1 кВт электрической мощности в приводе компрессионной теплонасосной установки (ТНУ), можно получить 3-4 кВт, а при определенных условиях и до 5-6 кВт тепловой мощности.

Теплонасосные установки целесообразно использовать при переходе к децентрализованным системам теплоснабжения, когда тепловая энергия генерируется вблизи ее потребителя, а топливо сжигается вне населенного пункта (города).

Максимальная температура, которую может обеспечить греющий контур геотермальных тепловых насосов, как правило, составляет 55°C, у отдельных моделей – 60-65°C. Для того, чтобы тепловой насос мог работать в течение всего отопительного периода и максимально реализовать свой энергосберегающий потенциал, необходимо использование низкотемпературных систем отопления – системы отопления с максимальными температурами в прямой и обратной линиях не выше 70°C и 50°C соответственно. Однако для низкотемпературных систем требуется увеличенная площадь отопительных приборов по сравнению с традиционными системами отопления, что влечет дополнительные затраты.

Потенциал грунта как источника теплоты для южных регионов существенно выше, чем для северных. Так, температура грунта на глубине 50-100 м в условиях г. Минска 10- 11°C. Чем выше температура грунта, тем выше коэффициент трансформации, тем меньше электроэнергии тратит тепловой насос на выработку одного и того же количества теплоты. Отметим, что экономическая эффективность применения тепловых насосов на цели теплоснабжения существенно зависит от климатических условий региона в целом, причем факторы, влияющие на эффективность использования тепловых насосов.

Внедрение таких экономичных и экологически чистых технологий теплоснабжения необходимо в первую очередь во вновь строящихся районах городов и в населенных пунктах при полном исключении применения электродогревательных, потребление энергии которыми в 3-4 раза превышает потребление ее теплонасосными установками.

Важнейшая особенность теплонасосных установок – универсальность по отношению к виду используемой энергии (электрической, тепловой). Это

позволяет оптимизировать топливный баланс энергоисточника путем замещения более дефицитных энергоресурсов менее дефицитными. Еще одно преимущество теплонасосных установок – широкий диапазон мощности (от долей до десятков тысяч киловатт), перекрывающий мощности любых существующих теплоисточников, в том числе малых и средних ТЭЦ.

Использование теплонасосных установок перспективно в комбинированных схемах в сочетании с другими технологиями использования возобновляемых источников энергии (солнечной, ветровой, биоэнергии), так как позволяет оптимизировать параметры сопрягаемых систем и достигать наиболее высоких экономических показателей.

Литература

1. Тепловые насосы: вчера, сегодня, завтра. [Электронный ресурс] / Режим доступа: http://www.intersolar.ru/articles/heat_pumps/prensa/heat_pump.html.
2. Перспективы применения тепловых насосов в СНГ. [Электронный ресурс] / Режим доступа: http://www.energsovet.ru/bul_stat.php?idd=215.

УДК 621.311

ПОДКЛЮЧЕНИЕ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНО ПРИСОЕДИНЕННЫХ АКТИВНЫХ НАГРУЗОЧНЫХ СОПРОТИВЛЕНИЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ И КАЧЕСТВА ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ

Гославский П.С

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

В последние годы возрос интерес применения нагрузочных активных сопротивлений (НАС) для улучшения работы силовой части электроэнергетической системы во время переходных процессов (ПП) [3]. Это связано с тем, что применение НАС было признано как самый экономически эффективный способ улучшения качества ПП. Правильное применение параллельного присоединения НАС или последовательного присоединения НАС для более плавного изменения угла δ в энергосистеме требует:

- 1) Выбора параметров резистора;
- 2) Выбора алгоритма для управления НАС.

Нагрузочные сопротивления могут быть установлены на электростанции (для улучшения качества переходных процессов и уменьшения демпферных колебаний мощности) или в передающей энергетической сети (для того, чтобы демпфировать колебания на подстанции (ПС) и ЛЭП и улучшить динамические характеристики напряжения на сборной шине) [3].

Для улучшения параметров угла δ при возникновении КЗ, НАС включаются на короткое время на подстанции электростанции, чтобы увеличить нагрузку активной мощности для генераторов, что в свою очередь уменьшает риск потери синхронизации. На основе того, как НАС включено в схему, оно может быть подключено последовательно или параллельно. Параллельное присоединение НАС использовались для повышения устойчивости энергосистем в течение многих лет. В последние годы этот интерес к последовательно присоединенным НАС возродился в контексте малоинерционных генераторов, установленных в распределительных сетях [1] и турбогенераторах [2], отключение которых из-за проблем в сети вызывает очень серьезное нарушение устойчивости энергосистемы.

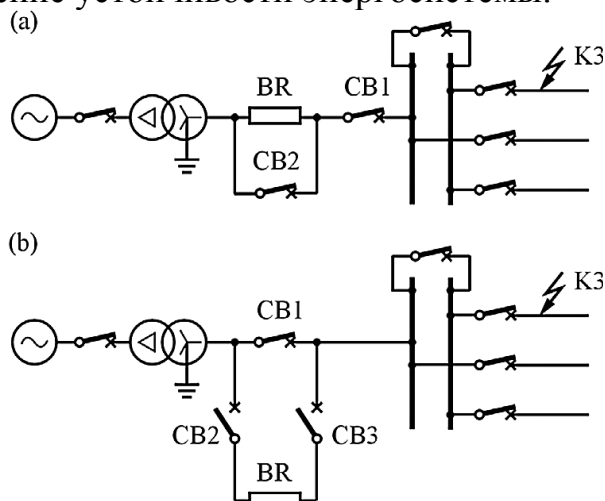


Рисунок 1. Схема переключения последовательного тормозного резистора (а) с одним силовым выключателем, (б) с двумя силовыми выключателями.

Литература

1. R.M. Tumilty, C.G. Bright, G.M. Burt, O. Anaya-Lara, J.R. McDonald, Applying series braking resistors to improve the transient stability of low inertia synchronous distributed generators, in: CIRED 2007, Vienna, 2007, pp. 1–4.
2. M. Wämundson, S. Lindahl, J. Hagman, D. Johansson, F. Heyman, Dimensioning of EHV series braking resistor for large thermal generators, in: 2013 IREP Symposium, Rethymnon, Greece, 2013, pp. 1–6.
3. S. Robak, K. Gryszpanowicz Comprehensive dimensioning of series braking resistor for transient stability improvement Warsaw University of Technology, Poland, 2018, pp. 1–8.

УДК 338.28

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ГЕНЕРИРУЮЩИХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ

Кудин Р.В.

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

Основным мероприятием в развитии генерирующих источников в ближайшее время является ввод в эксплуатацию двух блоков БелАЭС суммарной мощностью 2388 МВт и дальнейшее их освоение с эффективной интеграцией в баланс и режим работы энергосистемы.

В то же время предусмотрено содержание в энергосистеме горячего и холодного резервов. Требуемую суммарную величину резерва планируется обеспечить за счет сохранения в работоспособном состоянии отдельных блоков на Лукомльской ГРЭС и частично мощностей, других действующих ТЭС.

В связи с истечением нормативных сроков эксплуатации генерирующих источников требуется либо замена, либо модернизация, либо продление сроков эксплуатации оборудования суммарной мощностью 4745 МВт. Одновременно с этим планируется ввод новых мощностей в объеме 340,3 МВт, а в результате вывода из эксплуатации устаревших мощностей на отдельных объектах будет обеспечено снижение установленной мощности на 246 МВт.

Предусматривается также реализация ряда специальных мероприятий таких как: установка электродкотлов на объектах ГПО «Белэнерго», а также увеличение использования электроэнергии для целей отопления и горячего водоснабжения у других потребителей на базе гибкой тарифной политики, стимулирующей использование электроэнергии в период минимальных нагрузок энергосистемы и ограничивающих в период пиковых.

Для регулирования пиковой нагрузки энергосистемы предусматривается установка пиково-резервных мощностей в объеме до 800 МВт на Лукомльской и Березовской ГРЭС и Минской ТЭЦ–5.

Планируется создание новых, модернизация, реконструкция действующих установок по использованию возобновляемых источников энергии, осуществляемые в пределах установленных государством квот. На данный момент ведутся работы по строительству установок по использованию ВИЭ суммарной электрической мощностью 464,3 МВт.

По прогнозу суммарная установленная мощность белорусской энергосистемы на конец 2020 года составит порядка 14000 МВт, из которых электростанции организаций ГПО «Белэнерго» и АЭС составят около 12180 МВт, локальные источники – 1826 МВт, из них на базе ВИЭ – 854 МВт. Таким образом, суммарная мощность ВИЭ составит порядка 7 процентов от общей установленной мощности энергосистемы.

Литература

1. Отраслевая программа электроэнергетики на 2016 – 2020 годы [Электронный ресурс]: постановление Министерства энергетики Республики Беларусь от 31.03.2016 № 8 — Режим доступа: <http://minenergo.gov.by/wp-content/uploads/ОТРАСЛЕВАЯ-ПРОГРАММА-ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ98-2020.doc>.— Дата доступа: 10.12.2018.

2. Коржевич, К. Белорусская энергосистема на пороге перемен / К.Коржевич // Директор [Электронный ресурс].— 2017.— №12(222).— Режим доступа: <http://director.by/zhurnal/arkhiv-zhurnala/arkhiv-nomerov-2017/379-11-221-noyabr-2017/5641-belorusskaya-energositema-na-poroge-peremen>.— Дата доступа: 10.12.2018.

УДК 621

ВОЗМОЖНОСТИ RASTRWIN

Воротилкин С.Ю., Мониц К.И.

Научный руководитель – старший преподаватель, Мышковец Е.В.

Программный комплекс **RastrWin3** предназначен для решения задач по расчету, анализу и оптимизации по реактивной мощности и напряжению установившихся режимов электрических сетей и систем. Также содержит пользовательский интерфейс – табличный редактор, однолинейную графическую схему, селектор, а также встроенную базу данных, макроязык на основе Visual Basic и программный интерфейс, организованный в виде COM-сервера. RastrWin используется более чем в 150 организациях на территории России, Казахстана, Киргизии, Беларуси, Молдовы, Монголии, Сербии.

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.
- Эквивалентирование (упрощение) электрических сетей.
- Оптимизация электрических сетей по уровням напряжения, потерям мощности и распределению реактивной мощности.
- Расчет положений регуляторов трансформатора под нагрузкой (РПН) и положений вольтодобавочных трансформаторов (ВДТ).
- Расчет предельных по передаваемой мощности режимов энергосистемы, определение опасных сечений.
- Структурный анализ потерь мощности – по их характеру, типам оборудования, районам и уровням напряжения.
- Проведение 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 его PQ-диаграммы.
- Анализ допустимой токовой загрузки ЛЭП и трансформаторов, в том числе с учетом зависимости допустимого тока от температуры.
- Сравнение различных режимов по заданному списку параметров.

Подробнее остановимся на таких возможностях как: расчет влияния изменения параметров режима, оптимизация режима по реактивной мощности, интеграция с Microsoft Excel, эквивалентирование электрических сетей и утяжеление режима.

Расчет влияния изменения параметров режима

При анализе установившихся режимов часто необходимо оценивать изменения режима при изменении исходных данных, а также решать обратную задачу – определять, как изменить исходные данные, чтобы получить требуемый режим.

Эта задача решается с помощью команды **Влияние**, расположенной в меню **Расчеты**.

Данная команда предназначена для оценки влияния изменения исходных данных (узловые мощности, модули напряжения в узлах PV-типа) на изменение расчетных параметров (перетоки мощности, напряжения), либо для определения, каким способом можно изменить расчетный параметр (переток, напряжение). Таким образом, решается две задачи:

Возмущения – определение, к чему приведет изменение исходных данных (мощности нагрузки и т.д.).

Реакция – определение, каким способом можно изменить расчетный параметр (поток в линии и т.д.).

Оптимизация режима по реактивной мощности

Оптимизация режима по реактивной мощности выполняется для выбора модулей напряжения (V_i^F) в узлах-источниках реактивной мощности (ИРМ) и коэффициентов трансформации (K_{ij}^T) в трансформаторах, имеющих регулирование под нагрузкой (РПН) или вольтодобавочные трансформаторы (ВДТ). Решение этой задачи сводится к минимизации целевой функции:

$$\min F = \sum_{ij}^{N_v} \Delta P_{ij} + K_{III} \sum_i^N \delta V_i^2, \quad (1)$$

Для определения наилучших V_i^F и K_{ij}^T (независимые переменные) организуется итерационный процесс, на каждой его итерации определяется:

Для проведения оптимизации в исходных данных должны быть заданы узлы-ИРМ и регулируемые трансформаторы.

Интеграция с Microsoft Excel

Электронные таблицы Microsoft Excel являются одним из самых удобных и распространенных инструментов анализа исходных данных и результатов расчета электротехнических задач. Программное обеспечение на платформе RastrWin позволяет передавать в Excel данные как путем непосредственного копирования таблиц через буфер обмена, так и путем связи через механизм «данных реального времени» (ДРВ).

Утяжеление

При утяжелении режима производится расчет серии установившихся режимов при изменении параметров в соответствии с заданной траекторией утяжеления. Критерием нахождения предельного режима является сходимость расчета режима. Дополнительным критерием нахождения предельного режима может служить достижение экстремума по отмеченным контролируемым величинам. Выполняется для определения предельных перетоков мощности по сечениям.

Эквивалентирование

Эквивалентирование – упрощение электрической сети – используется для уменьшения размеров сети, удаления ее фрагментов, не имеющих значения, и т.п.

Основной принцип эквивалентирования таков: не должен измениться режим сохранившейся части схемы.

При эквивалентировании различают три группы узлов:

- эквивалентируемые узлы, которые удаляются из схемы;
- сохраняемые узлы, параметры которых остаются неизменными;
- узлы примыкания – сохраняемые узлы, связанные хотя бы с одним из эквивалентируемых узлов.

Литература

1. Дайнеко А.И. Вводный курс в RastrWin/ А.В. Василенская, М.А. Костюкович; под ред. А.И. Дайненко. – Москва; Мир, 2014.
2. Неуймин В.Г. Программный комплекс RastrWin. Руководство пользователя/ Е.В. Машалов, А.С. Александров; под ред. А.А. Багрянцев. – Москва; Мир, 2012.
3. RastrWin/ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.rastrwin.ru/>. – Дата доступа: 14.04.2019.

УДК 621

АВТОМАТИЧЕСКИЙ РЕГУЛЯТОР ВОЗБУЖДЕНИЯ

Мензелейев А.С., Драневский Д.В.

Научный руководитель – старший преподаватель Мышковец Е.В.

Основным назначением АРВ является повышение устойчивости параллельной работы генераторов при нарушениях нормального режима. В этих условиях АРВ, реагируя на сравнительно небольшие отклонения напряжения (или тока) генератора от нормального значения, значительно увеличивают (форсируют) возбуждение генераторов. При увеличении (особенно при форсировке) возбуждения до потолка увеличивается ЭДС генератора, что способствует повышению предела устойчивости генератора. Форсировка возбуждения генератора облегчает и ускоряет процесс восстановления напряжения на шинах после отключения КЗ, что способствует также быстрому самозапуску электродвигателей.

В нормальных условиях АРВ обеспечивают поддержание заданного уровня напряжения и необходимое распределение реактивной нагрузки между параллельно работающими генераторами.

Все АРВ, применяемые на синхронных генераторах, различаются по параметру, на который они реагируют, по способу воздействия на систему возбуждения генератора и подразделяются на три группы.

К первой группе относятся электромеханические АРВ, которые реагируют на отклонение напряжения генератора от заданного значения (уставки) и воздействуют на изменение сопротивления в цепи обмотки возбуждения возбудителя

Ко второй группе относятся электрические АРВ. Эти АРВ реагируют на отклонение напряжения или тока генератора от заданного значения и подают дополнительный выпрямленный ток в обмотку возбуждения возбудителя от внешних источников питания (трансформаторов тока, напряжения или собственных нужд)

К третьей группе относятся АРВ, применяемые в основном с выпрямительными системами возбуждения: высокочастотной, тиристорной, бесщеточной. Эти АРВ не имеют собственных силовых органов (внешних источников питания), а только управляют работой возбудителей.

Согласно Правилам технической эксплуатации все генераторы независимо от их мощности и напряжения должны иметь устройство форсировки возбуждения, а генераторы мощностью 3 МВт и выше должны быть также оснащены автоматическими регуляторами возбуждения (АРВ) [1].

Простейшим автоматическим устройством, предназначенным для быстрого увеличения возбуждения генератора в аварийном режиме, является релейная форсировка возбуждения (реле KV и контактор KM), схема изображена на рисунке 1. Принцип действия форсировки состоит в том, что при значительном снижении напряжения на зажимах генератора (обычно ниже 85% номинального) реле минимального напряжения KV замыкает свои контакты и приводит в действие контактор форсировки KM, который, срабатывая,

закорачивает сопротивление шунтового реостата в цепи возбuditеля RR. В результате ток возбуждения возбuditеля быстро возрастает до максимального значения и возбуждение генератора достигает предельного значения. LGE - обмотка возбуждения возбuditеля.

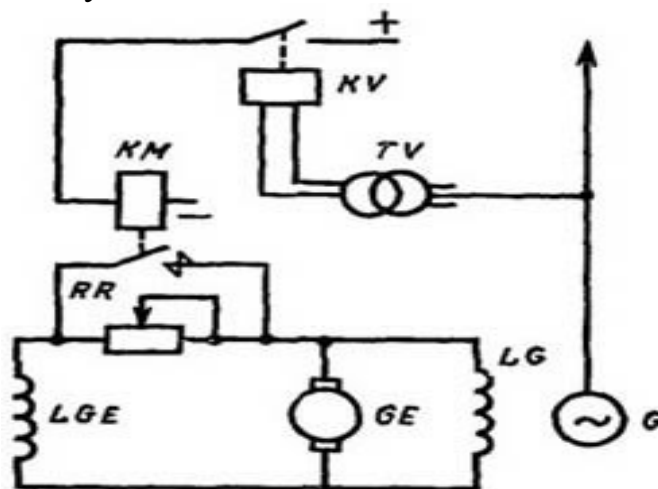


Рисунок 1 Схема релейной форсировки возбуждения генератора [2].

Широко распространенными АРВ являются устройства компаундирования в сочетании с корректором напряжения, схема которого изображена на рисунке 2.

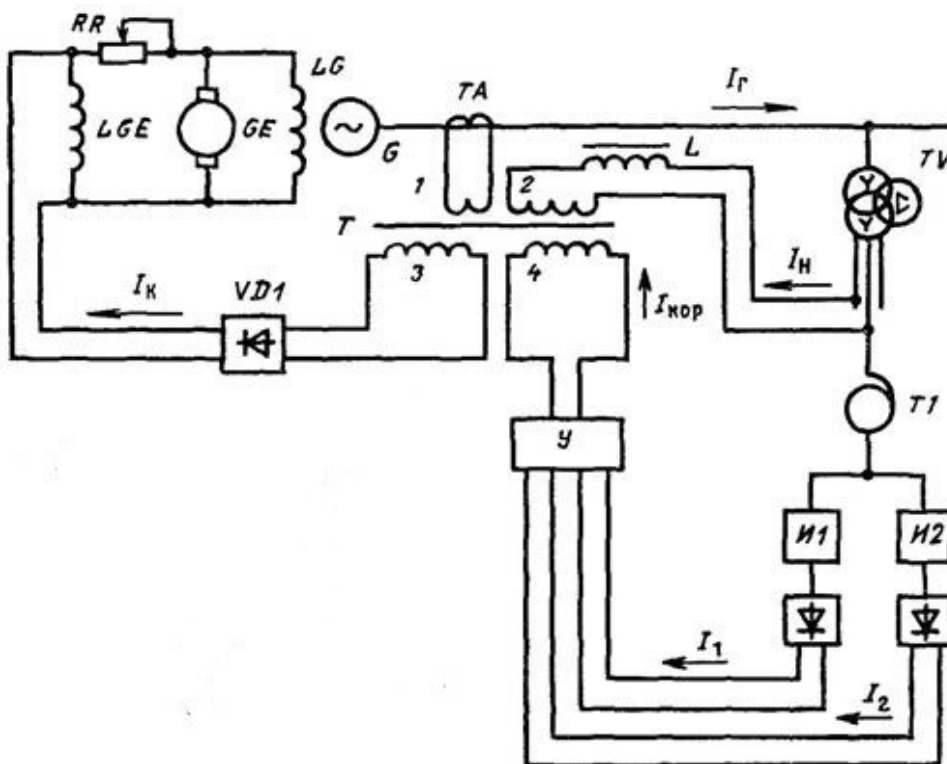


Рисунок 2 Схема АРВ генератора пропорционального действия [2].

Термин «компаундирование» обозначает автоматическое регулирование тока возбуждения машины в зависимости от тока статора. В нормальном режиме в случае увеличения тока статора (при активно-индуктивной нагрузке)

напряжение генератора уменьшается, но устройство компаундирования автоматически увеличивает ток возбуждения возбудителя, а, следовательно, и ток ротора генератора, благодаря чему напряжение на зажимах статора генератора восстанавливается.

Устройство компаундирования успешно работает и в аварийных режимах работы генератора, когда напряжение генератора снижается, а ток в обмотке статора значительно возрастает.

Автоматические регуляторы возбуждения сильного действия (АРВ СД) применяются для повышения устойчивости параллельной работы турбо- и гидрогенераторов электростанций, связанных с энергосистемой протяженными и сильно загруженными линиями электропередачи. Повышение устойчивости достигается тем, что АРВ СД оказывают на системы возбуждения генераторов более интенсивное воздействие, чем АРВ пропорционального действия. Одновременно для стабилизации процесса регулирования в АРВ-СД используются дополнительные устройства, реагирующие не только на отклонение регулируемых параметров, но также на скорость и ускорение их отклонения. Учет этих дополнительных факторов делает АРВ способным с опережением выявлять тенденцию протекания процесса и оказывать сильное воздействие на системы возбуждения генераторов в самом начале изменения режима. С целью повышения эффективности в закон регулирования вводятся также составляющие Δf и f' . (Рисунок 3)

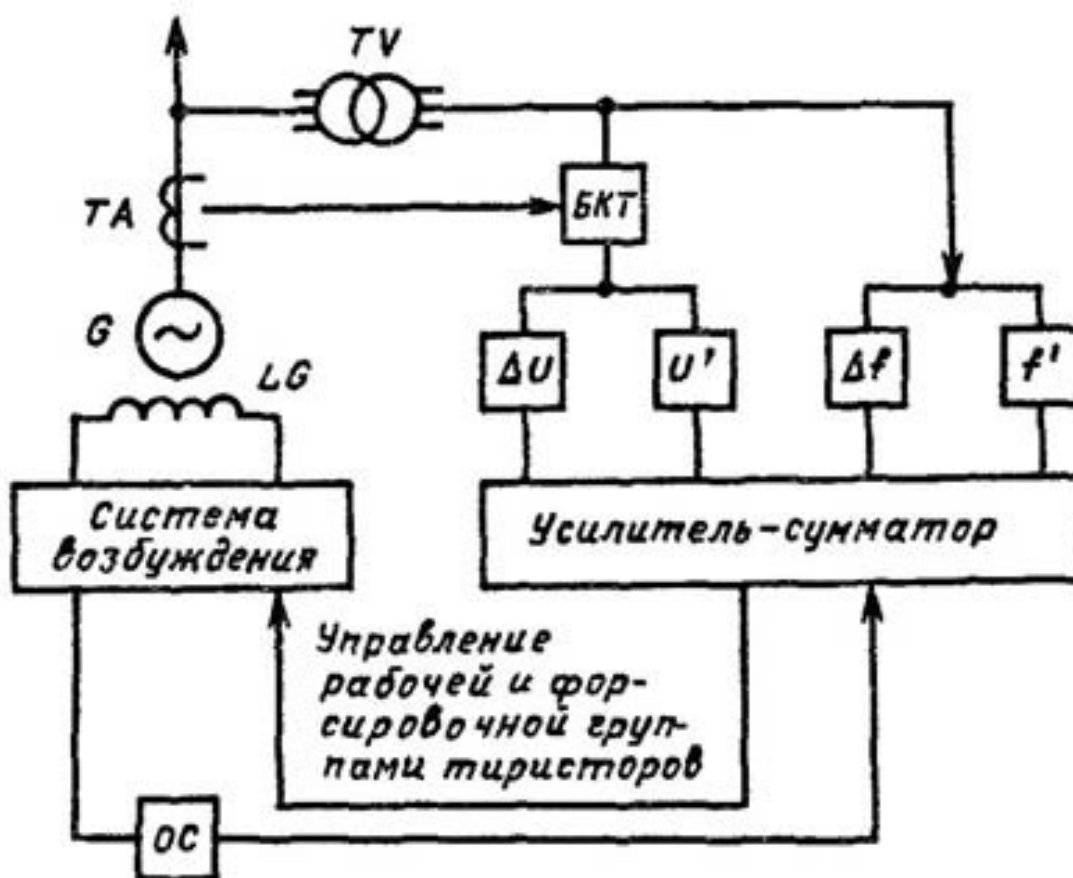


Рисунок 3 Структурная схема АРВ сильного действия [2].

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.
2. Беркович М.А. и др. Автоматика энергосистем: Учеб. для техникумов/ М.А. Беркович, В.А. Гладышев, В.А. Семенов. - 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1991. - 240 с.: ил.

УДК 621.311

УСТРОЙСТВА РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ ПОД НАГРУЗКОЙ ТРАНСФОРМАТОРА

Острейко А.В., Бруцкий-Стемпковский Н.А.

Научный руководитель – старший преподаватель Мышковец Е.В.

Основным средством регулирования напряжения в центре питания (ЦП) распределительных электрических сетей (на линиях 6-10 кВ) являются трансформаторы с высшим напряжением 220-35 кВ с *регулированием напряжения под нагрузкой* (РПН). В качестве дополнительных средств могут использоваться компенсирующие устройства, установленные в распределительной сети или на шинах 6-20 кВ ЦП, а также некоторые другие средства. Диапазоны регулирования напряжения на трансформаторах с РПН, выпускаемых отечественной промышленностью, достаточно велики и, в зависимости от номинального напряжения и мощности трансформатора, составляют от 18 до 32%.

Такие большие диапазоны регулирования позволяют осуществлять регулирование напряжения в распределительных сетях *практически независимо от режима напряжений в системообразующей сети*, если в ней обеспечены нормативные эксплуатационные уровни напряжения. Вместе с тем это регулирование должно обеспечить требуемое качество напряжения у потребителей. В этих условиях режим напряжения в ЦП может выбираться исключительно по условию функционирования распределительной сети и подключенных к ней потребителей.

Типовой трансформатор на ПС 110 кВ имеет диапазон регулирования $\pm 9 \times 1,78\%$, что в итоге составляет по 16% в обе стороны. Стоит отметить, что переключении контакторов в область «положительных» ответвлений, находящихся на обмотке высокого напряжения, увеличивает общее число витков этой обмотки, увеличивает коэффициент трансформации, и, следовательно, уменьшает напряжение на низшей стороне, при неизменном напряжении на верхней.

Устройства регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) для трансформаторов были разработаны еще в 1905-1920 годах. Принцип их работы был основан на *изменении* числа витков. Необходимость создания таких трансформаторов была обусловлена невозможностью простого отключения нагрузки, как в трансформаторах с переключением без возбуждения (ПБВ), из-за возникновения в месте отключения электрической дуги большой мощности, что может привести к выходу трансформатора из строя.

В трансформаторах и автотрансформаторах с РПН применена схема и система контактов, которая позволяет переключать число витков обмотки *без разрыва электрической цепи*. Регулирование производится на стороне высшего напряжения, так как величина силы тока там меньше, и соответственно, устройство РПН выполнить проще и дешевле. Переход с одного ответвления обмотки на другое без разрыва тока в питающей сети возможен благодаря применению *системы двух параллельных переключающих ответвлений*,

замкнутых на токоограничивающий элемент, средняя точка которого включена в обмотку трансформатора. В качестве токоограничивающего элемента выступают реакторы или резисторы.

Реактор представляет собой трехфазную индуктивную катушку со стальным сердечником, имеющим зазоры. Он устанавливается внутри бака трансформатора на верхних или нижних консолях ярма. Токоограничивающие реакторы применяются на трансформаторах с низкими напряжениями и большими токами. При протекании большого циркулирующего тока в короткозамкнутой части обмотки, контакторы быстро переключить невозможно, необходимо приложить механическое усилие к контакторам, вследствие чего токоограничивающий реактор воспринимает повышенные токи относительно длительное время. Во время же, когда переключение не происходит, по реактору протекает ток нагрузки. Токоограничивающие резисторы используются на трансформаторах с низкими токами в сочетании с быстродействующими контакторами. В режиме без регулирования резисторы шунтируются и токи по ним не проходят.

На рис. 1 показана принципиальная схема встроенного РПН для обмоток высшего напряжения 35 кВ для одной фазы трансформатора. Схема для обмоток 110 кВ отличается тем, что регулировочные катушки находятся не в середине обмотки, а в нейтрали, и звезда образуется соединением средних точек реакторов трех фаз.

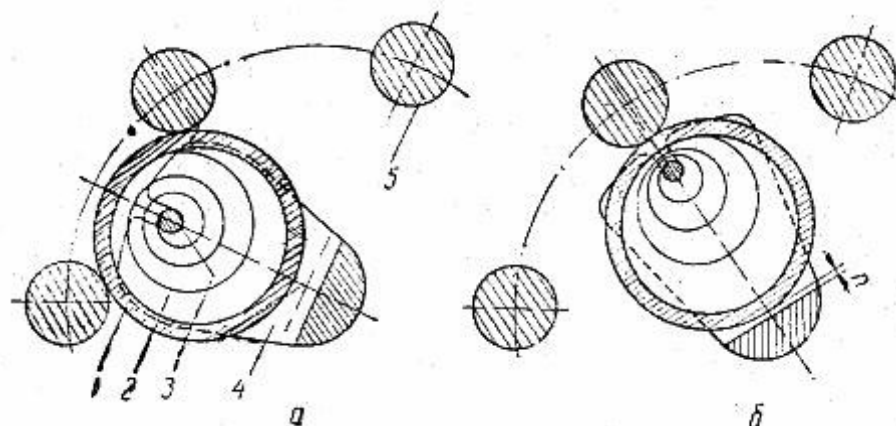


Рисунок 1. Кольцевой контакт: а - рабочее положение, б - промежуточное положение, 1 - контактное кольцо, 2 - спиральная ленточная пружина, 3 - ось пружины, 4 - коленчатый вал, 5 - контактный стержень.

Следует отметить, что встроенное регулирование напряжения под нагрузкой в автотрансформаторах осуществляется в средней части обмоток, а не со стороны нейтрали.

На рис. 2 показана последовательность переключения с одного ответвления на другое (с контакта А6 на контакт А7) без разрыва питающей сети. Вначале размыкается контактор К2, затем обесточенная ветвь переключателем П2 переводится на контакт А7. После этого вновь включается контактор К2, в результате чего переключающая секция, через контакты А6 и А7 теперь оказывается замкнутой на себя. Для ограничения тока в этой секции и служит реактор Р. Затем размыкается контактор К1 верхней параллельной ветви и обесточенный переключатель П1 тоже переводится на контакт А7.

После этого включается контактор К1 и процесс переключения одной ступени заканчивается.

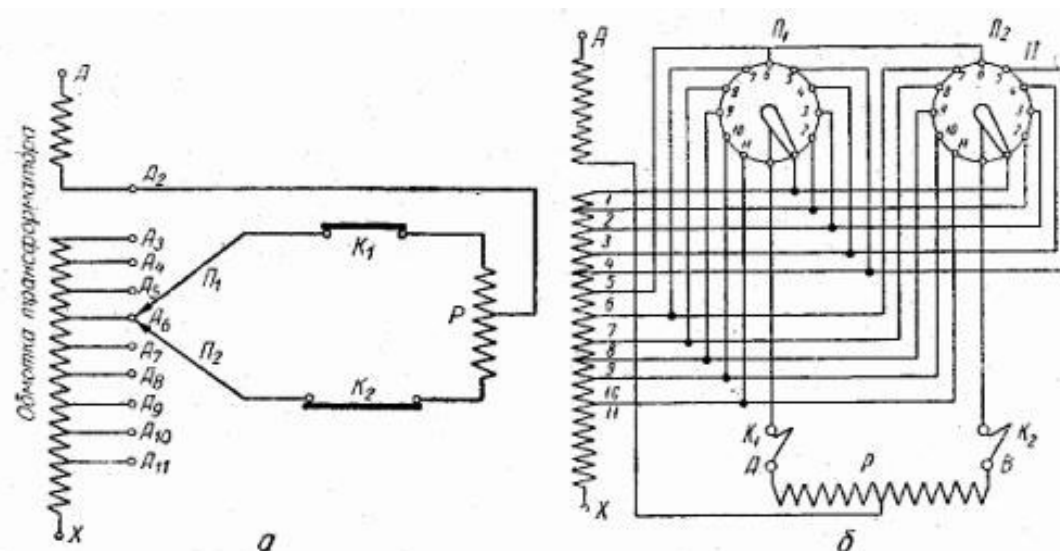


Рисунок 2. Схема и работа встроенного регулирования под нагрузкой (РПН): а - принципиальная схема, б — схема соединений, П1, П2 - переключатели, К1, К2 - контакторы, Р - реакторы, А3 - А11 - ответвления от регулировочных катушек.

Три сдвоенных переключателя П1 - П6 помещаются внутри бака трансформатора, так как они работают без тока. Контактторы К1 - К6 помещаются в отдельном баке с маслом, укрепленном на боковой стенке бака трансформатора. Каждая группа из трех переключателей и контакторов приводится в действие одновременно при помощи одного общего вала. Переключение производится одновременно на трех фазах. Необходимая последовательность работы контактора и переключателей достигается соответственной установкой кулачковой шайбы.

В реальных трансформаторах регулировочная обмотка, включенная в нейтраль основной обмотки, имеет своеобразное «нулевое» ответвление - ответвление, на котором трансформатор работает с номинальным коэффициентом трансформации. Обмотки, находящиеся выше и ниже нулевого ответвления, подключены встречно, что позволяет при единообразном продвижении контакторов вниз и вверх вдоль регулировочной обмотки увеличивать и уменьшать общее число витков.

Включение регулировочной обмотки в нейтраль имеет как положительные эффекты, так и негативные. К положительным можно отнести, например, молниезащиту устройства РПН индуктивным сопротивлением основной обмотки, облегченная изоляция регулировочной обмотки. Однако при размещении регулировочной обмотки в нейтрали автотрансформатора регулирование будет связанным. Это приводит к тому, что при переключении ответвлений одновременно меняется число витков в обмотках ВН и СН, что приводит к резким изменениям индукции в сердечнике и колебаниям напряжения на обмотке НН. В таком случае независимое регулирование можно выполнить с помощью регулировочной обмотки, размещенной на линейном выводе обмотки СН.

Также к устройствам РПН можно отнести вольтодобавочные трансформаторы с регулированием под нагрузкой. Они своей обмоткой ВН последовательно подключаются к обмотке НН трансформатора. Они используются для изменения или стабилизации напряжения в цепи нагрузки. Трансформаторы с продольным регулированием в совокупности работают как силовые трансформаторы с РПН, трансформаторы с поперечным регулированием выполняют более узкие функции (улучшение условий работы неоднородных замкнутых сетей вследствие перераспределения потоков активной мощности). Однако из-за высокой стоимости таких установок и небольшой пропускной способности они получили распространение в использовании для сетей промышленных предприятий.

Устройства РПН снабжают приводным механизмом, который приводится в действие электродвигателями постоянного или переменного тока.

Переключение ступеней РПН производится дистанционно со щита управления, а также может производиться автоматически под действием реле напряжения. Кроме того, предусматривается возможность ручного управления при помощи рычажной рукоятки в случае неисправности моторного привода или отсутствия электропитания. При работе переключающего устройства от моторного привода одно полное переключение на соседнюю ступень продолжается около 3 секунд.

Самой уязвимой частью РПН являются контакторы, на зажимах которых горит дуга. Поэтому их помещают в отдельный бак, чтобы не допускать разложения электрической дугой масла. Иногда устройства РПН выполняют вакуумными, потому что вакуум также является эффективной дугогасительной средой. В принципе все новые конструкции применяют старый принцип изменения числа витков, а все нововведения заключаются в применении более эффективных материалов, позволяющих выполнять переключения быстрее и качественнее с минимальными интервалами времени на ремонт и обслуживание.

В настоящее время электротехнической промышленностью также выпускаются *статические переключатели отпаек силовых трансформаторов*, позволяющие производить быстродействующее регулирование напряжения в сетях промышленных предприятий.

На рис. 3 представлена одна из осваиваемых электротехнической промышленностью систем переключения отпаек силового трансформатора — переключатель «через резистор». На рисунке показана регулировочная зона трансформатора, имеющая восемь отпаяк, соединенных с выходным его зажимом посредством биполярных групп VS1—VS8. Кроме этих групп, имеется биполярная тиристорная переключающая группа, соединенная последовательно с токоограничивающим резистором R.

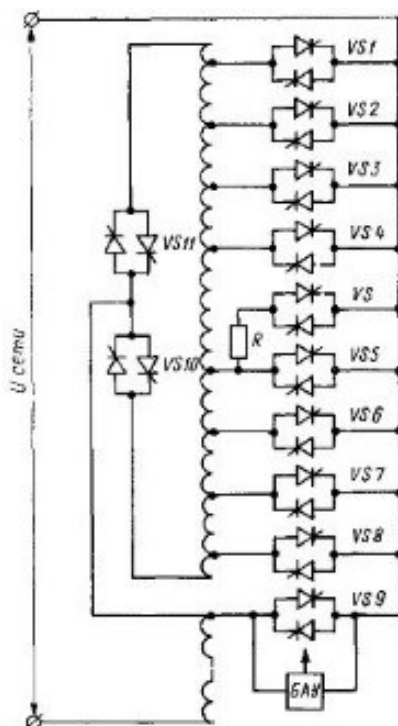


Рисунок 3. Статический переключатель отпайек с токоограничивающим резистором

Принцип работы переключателя состоит в следующем: при переходе с отпайки на отпайку во избежание короткого замыкания секции или разрыва цепи полностью гасится выходящая из работы биполярная группа путем перевода тока на отпайку с резистором, а затем ток переводится на необходимую отпайку. Например, при переходе с отпайки VS3 на VS4 происходит следующий цикл: включается VS.

Ток КЗ секции ограничивается токоограничивающим резистором R, гасятся тиристоры VS3, включается VS4, отключаются тиристоры VS. Аналогично выполняются другие коммутации. Биполярные тиристорные группы VS10 и VS11 производят реверсирование регулировочной зоны. Переключатель имеет усиленный блок тиристоров VS9, осуществляющий нулевую позицию регулятора.

Особенностью работы переключателя является наличие блока автоматического управления (БАУ), выдающего команды управления на VS9 в интервале включения трансформатора на холостой ход. БАУ работает в течение некоторого времени, необходимого для того, чтобы источники, питающие тиристорные группы VS1—VS11 и VS, вышли на режим, поскольку источником питания системы управления переключателя служит сам трансформатор.

Литература

1. Герасименко А.А., Федин В.Т. Передача и распределение электрической энергии. – Ростов-на-Дону: Феникс, Красноярск: Издательские проекты, 2006.
2. Поспелов Г.Е., Федин В.Т., Лычев П.В. Электрические системы и сети. – Мн: Технопринт, 2004.
3. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов. — 3-е изд., перераб. и доп. — М.: Энергоатомиздат, 1987.

УДК 621

ПЕРСПЕКТИВЫ SMART GRID

Науменко В.И., Никитин Е.А.

Научный руководитель – старший преподаватель Мышковец Е.В.

На сегодняшнее время, все элементы энергосистемы развиваются, получая интеллектуальный блок и каналы информационной связи. Это дает возможность элементам энергосистемы возможность обмениваться информацией между собой. Такие системы получили название «Умные сети электроснабжения» (или Smart Grid).

Белорусская энергетическая отрасль имеет перспективное направление развития, которое основано на западном опыте использования «умной энергетики» — Smart Grid. В последние годы, технология «умная сеть» Smart Grid активно внедряется в электроэнергетику разных стран. Дать точное определение понятию Smart Grid не выйдет, потому что в мире для определения термина «умной сети» используются ее атрибуты или признаки, которые имеют различную формулировку в США, России и Европе.

Умная сеть — это автоматизированный программный комплекс, который позволяет, на основе информации, полученной от всех объектов и элементов сетей, правильно распределить всю имеющуюся энергию между потребителями, обеспечив при этом стабильность энергосети с точки зрения оценки напряжения и частоты. Помимо основной функции, такая умная сеть умеет устанавливать соединения потребителей с новыми источниками, в числе которых могут быть генерирующие источники с нулевым или пониженным выбросом углекислого газа. Защищенность всей системы достигается за счет уменьшения зависимости от централизованных электростанций, способности сетей и оборудования к самодиагностике и самовосстановлению.

Отсюда следует, что все оборудование умных сетей может активно взаимодействовать друг с другом, тем самым получая интеллектуальный блок электроснабжения (рис 1). Собранные с оборудования информация анализируется, результаты ее анализа позволяют оптимизировать процесс использования энергетических ресурсов, снизить затраты, повысить надежность энергосистемы, увеличить общую эффективность энергосистем. [1]



Рисунок 1. Сеть Smart Grid

Реализация комплексной энергетической системы будет подразумевать развитие в области энергетики технологий, значительный рост производительности для разработки и выпуска сложного оборудования. Благодаря концепции Smart Grid энергетика вступит в новую фазу существования, которая будет представлять собой позитивное взаимодействие с окружающей средой, улучшением качества жизни и общим экономическим подъемом.

В качестве приоритетных направлений развития в области энергетической отрасли страны первоочередными считаются следующие задачи:

- динамическое развитие по нескольким направлениям силовой электроники и сетевых управляемых устройств, с сопроводительным применением гибких систем передачи переменного тока — FACTS;
- создание и широкое внедрение централизованных систем противоаварийного управления;
- создание автоматизированных информационно-аналитических систем, нацеленных на эффективное управления энергоспросом; [1]

Особую важность умные сети приобретают при вводе в энергосистему возобновляемых источников энергии. Если не обеспечить потребление лишней мощности, имеется риск выхода из строя всей энергосистемы. Умные сети позволяют оперативно подключить дополнительную нагрузку (например, резервные аккумуляторные батареи) и предупредить ситуацию превышения генерируемой мощности над потребляемой. В качестве приоритетных направлений элементов Smart Grid в Беларуси были выбраны развитие систем учета электроэнергии, автоматизация работы системообразующих, магистральных, межгосударственных электросетей, а также автоматизация работы распределительных сетей.

Программа внедрения технологий Smart Grid в республике должна основываться на направлениях, позволяющих достичь максимального технического и экономического роста и соответствующих основным направлениям развития электроэнергетической отрасли, уже принятыми и реализуемыми в стране. Завершение внедрения автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии в промышленном и бытовом секторе может быть осуществлено в ближайшие 5-8 лет. Параллельно с этим, к 2025 году реально масштабное внедрение систем автоматизации распределительных сетей, с переходом к закольцованной топологии. В более далекой перспективе ожидается рост распределённой генерации, и, как следствие, потребность во внедрении систем аккумулирования энергии. [2]

Другими перспективными направлениями внедрения системы Smart Grid в энергосистему Беларуси являются технологии, ориентированные на снижение аварийности в сетях, повышение качества надежности электроснабжения, улучшение уровня индикации состояния ЛЭП, а также повышение качества управления технологическими процессами в энергетике. Совокупные затраты на модернизацию распределительных сетей составят порядка 382 млн. долл. США в течение 10 лет. Инвестиции в Smart Grid в сети напряжением от 35 кВ

оцениваются в 230 млн. долл. США. По прочим направлениям развития Smart Grid, в первую очередь ориентированных на внедрение интеллектуальных систем у бытовых потребителей, совокупные инвестиции могут составить 964 млн. долл. США. Однако с учетом текущей и прогнозируемой экономической ситуации в стране, а также прогнозируемой степени доступности соответствующих технологий в РБ (электромобили, развитие индивидуального домостроения и т.д.) масштабное внедрение указанных технологий следует ожидать не ранее 2025 г. Таким образом, совокупный объем необходимых затрат в перспективе 10 ближайших лет составляет 1,2 млрд долл. США.

Литература

1. Молодой ученый [Электронный ресурс] Режим доступа: <https://moluch.ru/archive/132/36972/>. Дата доступа: 30.03.19 г
2. Vnauke [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://vnauke.by/yes/Nauki-o-materialah/Novye-tehnologicheskie-resheniya/Umnye-elektricheskie-seti>. Дата доступа: 30.03.19 г

УДК 621

СОВРЕМЕННЫЕ ВИДЫ ИЗОЛЯЦИИ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ КАБЕЛЕЙ: СРАВНЕНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

Сидорова Д.Г., Ковтун Г.К.

Научный руководитель: Мышковец Е.В.

Подземные кабельные сети достаточно дороги, и их используют в основном в городских условиях, но по сравнению с воздушными линиями электропередачи они обеспечивают надежное электроснабжение, обладают высокой безопасностью, не подвержены атмосферным воздействиям, не требуют отчуждения больших территорий, поэтому они получили широкое распространение. Самыми массовыми являются линии низкого (до 1 кВ включительно) и среднего (до 35 кВ включительно) напряжения. При этом новые линии на напряжение 20 кВ и более в основном строят только с применением кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ) и этиленпропиленовой (ЭПР) изоляцией, на напряжение 6 и 10 кВ основными материалами изоляции являются СПЭ, ЭПР и бумажная пропитанная изоляция (БПИ)[1].

Изоляция из СПЭ – современный вид твердой изоляции. Основой является полимер этилена, материал, который обладает хорошими механическими свойствами и диэлектрическими свойствами. Всё же этих свойств недостаточно для использования в качестве изоляции. Однако цепочке полимера этилена есть слабое звено, которое при определенных условиях можно задействовать для того, чтобы несколько молекул полиэтилена соединить (сшить) между собой[2]. В результате получается вещество, части которого соединены дополнительными более жесткими связями. Получается материал который и назвали сшитым полиэтиленом.

Традиционная для кабельной промышленности резиновая изоляция тоже прошла этап преобразований. Обычная резиновая изоляция представляет собой смесь натурального или синтетического каучука с наполнителем и некоторыми другими веществами. Со временем в зарубежных странах были разработаны новые, усовершенствованные материалы ЭПР[3].

Несмотря на современность ЭПР и СПЭ существует мнение, что главным видом изоляции нужно считать именно БПИ, т.к. при анализе полного спектра технических характеристик он незначительно уступает современным видам изоляции при значительно меньшей цене. Проведём сравнительный анализ основных показателей трёх видов изоляции.

Таблица 1-Сравнительная характеристика изоляции

Характеристика	Кабель с БПИ изоляцией	Кабель с ЭПР изоляцией	СПЭ	Комментарий
Рабочая температура жилы, °С	65-70	90-105	90	Если сечение одинаковое, то токовая нагрузка с изоляцией из ЭПР выше.

Ток в аварийн. режиме	65-90	140	130	
Предельно допустимая t при кз	130-200	250	250	
Монтаж при температуре не ниже	0	-35	-20	
Коэффициент диэлектрических потерь tg d при 20°C	0,008	Хорошие электроизолирующие свойства 0,0004	Очень хорошие свойства 0,0001	Чем меньше tg d, тем лучше электроизолирующие свойства
Термическое сопротивление	Удовлетворительное	Хорошее	Среднее	
Разница уровней на трассе, м	Не более 15	Не ограничено	Не ограничено	
Применение во взрывоопасных зонах	Да	Да	Нет (п.7.3.1 02 ПУЭ)	
Относительная диэлектрическая проницаемость при 20 град	3,3	≈2,4	2,4	
Влагостойкость		Хорошая устойчивость	Удовл. устойчивость	
Гибкость	Средняя	Хорошая	Плохая	При высокой гибкости время установки сокращается
Гарантийный срок эксплуатации(год)	5 Ограничен высыханием материалов изоляции	5	4,5 При защите от воды	

* Одним из основных недостатков кабеля с БПИ изоляцией является ограниченная возможность прокладки данного кабеля на трассах с существенной разницей уровней т.к. маслоканифольный состав имеет свойство стекать, при этом бумажная изоляция обедняется и имеет склонность к преждевременному старению. ЭПР и СПЭ такими недостатками не обладают.

* При монтаже кабеля необходимо учитывать, что для БПИ кабеля минимальная температура прокладки без предварительного прогрева – 0С. Для кабеля в твердой изоляции возможна прокладка при -20С (СПЭ) и -35 (ЭПР).

* Применением ЭПР и СПЭ в качестве изоляции позволяет увеличить пропускную способность кабеля за счет увеличения допустимой температуры жилы до 90°С (65-70С для кабеля с БПИ изоляцией).

* Кабели из ЭПР самые гибкие, в отличие от СПЭ, оба кабеля обладают низким весом, меньшим диаметром и радиусом изгиба.

* Одна из важнейших характеристик изоляционных материалов - это допустимая температура нагрева. Чем выше этот показатель, тем выше допустимые токи нагрузки, которые можно пропускать через силовой кабель в течение длительного времени. (допустимый ток у ЭПР и СПЭ 250 град, что намного превышает показатели кабеля с БПИ).

* Большим преимуществом ЭПР изоляции является высокая стойкость к образованию водных триингов (воздействие воды на полимерные материалы (изоляция из СПЭ) приводит к образованию водных деревьев (трининги) в толще изоляции, что ускоряет последующие процессы её старения.)

* Кабели с ЭПР более стойкие к тепловым деформациям и имеют меньшее тепловое расширение, нежели кабели с СПЭ. Также одной из отрицательных особенностей кабеле из СПЭ является запрет их размещения во взрывоопасных зонах, что затрудняет их использования.

Делаем вывод, что кабель со СПЭ изоляцией обладает рядом преимуществ по сравнению с кабелем с бумажной изоляцией и почти не уступает кабелям с изоляцией из этиленпропиленовой резины. По ключевым параметрам выигрывают современные типы изоляции кабелей, и являются выгодной перспективой дальнейшего развития кабельных сетей.

Однако существенной причиной, из-за которой внедрения кабелей с современным типом изоляции является их дороговизна, а также то, что сырьё и производственные мощности можно найти в основном на Западе. Для решения данной проблемы необходимо:

* Создание альтернативного типа изоляции кабеля, который бы сочетал в себе современные технологии и приемлемую цену

* Размещение производственных мощностей на территории страны, позволяющих своими силами производить современные типы кабелей.

Как пример первого пути можно привести проект, уже нашедший свою реализацию, который был представлен на XXI Белорусском энергетическом и экологическом форуме Energy Expo, который проходил в октябре 2017 г вместе с партнерами «Москабельмет». На этом форуме был представлен инновационный кабель ТЭВОКС [5]. Кабели марки ТЭВОКС совместили в себе достоинства кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена и бумажной пропитанной изоляцией. Эксперты утверждают, что по своим показателям этот кабель имеет улучшенные свойства, а главное себестоимость по сравнению с рассмотренными нами кабелями из ЭПР и СПЭ, и на наш взгляд-это наше перспективное будущее.

Как пример второго пути можно привести модернизацию витебского предприятия «Энергокомплект», которое запустило новую линию по производству силовых кабеле[6]. Силовой кабель производится методом пероксидной сшивки с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ) и этиленпропиленовой резины (ЭПР). Освоение новых типов кабеля даёт хороший старт для дальнейших разработок в РБ.

На данном этапе созданы все предпосылки для скорой модернизации кабельной промышленности и перехода на качественно новый уровень кабельных сетей!

Литература

1. Щеглов, Н.В. Современные виды изоляции в 6 ч./Н.В. Щеглов. Изоляция силовых электрических кабелей, ч.6: учеб. пособие,— Новосибирск, - 68 стр.
2. Все про полиэтилен [Электронный ресурс]. – URL: <http://propolyethylene.ru/shitiy/kabeli.html>. –Дата доступа: 10.04.2019
3. Нурмухаметова А.Н. Резины на основе этиленпропиленового каучука, наполненные минеральными наполнителями на основе шунгита: автореф. дис. ... канд. техн. наук. – Казань, 2012. – 20 с.
4. Воронков, С.Т. Эксплуатация и ремонт тепловой изоляции и обмуровки энергетических установок/С.Т.Воронков - М.: Энергия, 1974. - 320 с., с ил.
5. Инновационное поколение силовых кабелей ТЭВОКС [Электронный ресурс]. – URL: <https://tehnokabelm.ru/news/gk-moskabelmet-predstavlyaet-novyuy-produkt-kabel-tevoks>. – Дата доступа: 10.04.2019
6. Витебский "Энергокомплект" запустил линию по производству силовых кабелей // Новости Беларуси [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.belta.by/regions/view/vitebskij-energokomplekt-zapustil-liniju-po-proizvodstvu-silovyh-kabelej-312916-2018/>. – Дата доступа: 11.04.2019

УДК 620.92

СИСТЕМЫ ОХЛАЖДЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ, ИХ КЛАССИФИКАЦИЯ И УСТРОЙСТВО

Рогацевич В.Р., Бернат П.А.

Научный руководитель – старший преподаватель Мышковец Е.В.

Силовым трансформатором называется электромагнитное устройство, преобразующее переменный ток одного напряжения в переменный ток другого более высокого или более низкого напряжения при неизменной частоте.

Охлаждение типа С, СГ, СЗ, СД

Буква С в маркировке показывает, что силовой трансформатор сухой – то есть в нем не предусмотрено использование трансформаторного масла для охлаждения. В данном случае обмотки и магнитопровод трансформатора охлаждаются естественной циркуляцией воздуха. Существуют модификации данной системы охлаждения: СГ – герметичное исполнение, СЗ – защищенный корпус.

Возможно наличие принудительной циркуляции воздуха на корпус трансформатора – это охлаждение системы СД.

Системы охлаждения С и их модификации характеризуются низкой эффективностью, поэтому применяются на трансформаторах малой мощности, как правило, до 1,6 МВ·А класса напряжения 6 и 10 кВ.

На трансформаторы данной системы охлаждения монтируются датчики температуры для возможности контроля температуры по каждой из фаз трансформатора.

Система охлаждения М

Более мощные трансформаторы требуют более производительной системы охлаждения – масляной. Масло обеспечивает более эффективный отвод тепла от обмоток и магнитной системы трансформатора, обеспечивая их равномерное охлаждение.

Система охлаждения М предусматривает естественную циркуляцию масла в баке трансформатора. Тепло масла передается баку трансформатора, который охлаждается окружающим воздухом. Данная система охлаждения не предусматривает принудительной циркуляции воздуха.

Для более эффективного охлаждения на баке трансформатора устанавливаются радиаторы, состоящие из ребер или труб, по которым осуществляется циркуляция масла.

Система охлаждения М используется на силовых трансформаторах номинальной мощностью до 16 МВ·А. Отсутствие дополнительных устройств в конструкции трансформаторов данной системы охлаждения упрощает их эксплуатацию.

Обслуживающему персоналу необходимо лишь проверять уровень масла и температуру его верхних слоев. Уровень масла должен примерно соответствовать среднесуточной температуре окружающей среды с учетом нагрузки трансформатора (это актуально для всех типов охлаждения).

Температура верхних слоев масла трансформаторов с охлаждением М и Д не должна превышать 95 град.

Охлаждение типа Д

Система охлаждения трансформатора Д – с дутьем и естественной циркуляцией масла. Трансформаторы данной системы охлаждения конструктивно имеют вентиляторы обдува, устанавливаемые в навесные радиаторы, по которым циркулирует трансформаторное масло.

Обдув трансформатора данной системы охлаждения включается при достижении температуры верхнего слоя трансформаторного масла 55 и более град., либо при достижении номинальной нагрузки трансформатора, не зависимо от температуры масла. Система охлаждения Д является более эффективной и используется для трансформаторов номинальной мощностью 16-80 МВ·А.

Системы охлаждения ДЦ, НДЦ

Система охлаждения ДЦ отличается от системы Д наличием принудительной циркуляции масла. Вентиляторы обдува, как и в системе Д охлаждают радиаторные трубы. По радиаторным трубам непрерывно циркулирует трансформаторное масло, которое перекачивается электрическими насосами, встроенными в маслопроводы бака трансформатора.

Быстрая циркуляция масла по радиаторам и их обдув обеспечивают высокую теплоотдачу. Благодаря данной системе охлаждения значительно снижены габариты силового трансформатора (автотрансформатора) и увеличена их номинальная мощность до пределов 63-160 МВ·А.

Принудительная циркуляция масла позволяет отойти от традиционной конструкции трансформаторов - бак трансформатора и охладитель могут стоять отдельно, соединенные между собой маслопроводами.

В отличие от охлаждения типа Д, вентиляторы обдува охлаждения ДЦ должны быть всегда включены в работу вместе с насосами принудительной циркуляции масла. В случае отключения одной из систем охлаждения трансформатор не может находиться в работе.

НДЦ отличается от охлаждения ДЦ наличием направленного потока масла, что позволяет повысить эффективность охлаждения и соответственно увеличить мощность трансформатора, не изменяя его размер.

Системы охлаждения Ц, НЦ

Трансформаторы и автотрансформаторы мощностью от 160 МВ·А оборудуются системами охлаждения типа Ц. Это охлаждение масляно-водяное, по радиаторам трансформатора осуществлена циркуляция не только масла, но и воды.

Вода принудительно циркулирует по трубкам охлаждающего устройства, между которыми, в свою очередь, циркулирует трансформаторное масло. Перед входом в охладитель монтируются специальные датчики температуры для контроля температуры циркулируемого масла, которая не должна превышать 70 град.

Устройства принудительной циркуляции масла и воды должны быть всегда в работе, не зависимо от температуры и нагрузки, они должны

включаться в работу автоматически одновременно с подачей напряжения на трансформатор (автотрансформатор).

При наличии конструктивно нескольких охлаждающих устройств, количество их одновременного включения в работу определяется величиной нагрузки и температурой охлаждающей среды - трансформаторного масла.

Данная система охлаждения одна из наиболее эффективных систем, но ее основным недостатком является сложность конструктивного исполнения и эксплуатации.

Для трансформаторов (автотрансформаторов) мощностью от 630 МВ*А применяется более эффективная масляно-водяная система охлаждения с направленным потоком масла - НЦ.

Литература

1. Кузнецов А.А. Трансформаторы и дроссели.– Мн.: УП «Технопринт», 2004, стр 20-31,
2. Матханов П.Н., Малинин Р.М. Системы охлаждения трансформаторов.– Мн.: УП «Технопринт», 2004, стр 20-31,
3. Герасименко А.А., Федин В.Т. Передача и распределение электрической энергии – Изд. 2-е. – Ростов н/Д : Феникс, 2008, стр. 145-179.

УДК 621.311

ЖИЗНЕННЫЙ ЦИКЛ КАБЕЛЬНОЙ ЛИНИИ

Гоманова В.А., Григорчук А.А.

Научный руководитель – старший преподаватель Мышковец Е.В.

Кабельные линии электропередач являются наиболее предпочтительными для электроснабжения потребителей. Как правило общие затраты, включающие в себя капитальные и эксплуатационные, ниже, чем при осуществлении электроснабжения воздушными линиями электропередач. Надежность КЛЭП при должной эксплуатации выше чем ВЛЭП. При этом немаловажна и эстетическая составляющая использования кабельных линий электропередач – отсутствие видимых конструктивных элементов.

Производство КЛ

Процесс изготовления кабеля включает в себя

1. Скручивание - это процесс формирования проводника, токнесущего компонента кабеля.
2. Полностью сухое отверждение и охлаждение (CDCC) - это процесс производства изоляции, еще одного основного компонента кабеля.
3. Дегазация - это удаление отходящих газов, выделяемых химическими реакциями.
4. Обшивка из свинца - еще один вид скрининга. Свинцовый слиток расплавляется в плавильном котле и наносят на кабель. Тем временем кабель постепенно охлаждается, чтобы предотвратить повреждение сердечника.

Повреждения КЛ

Главным фактором в условиях эксплуатации кабеля является его повреждение, которое в дальнейшем влияет на «жизненный цикл» кабельной линии. Так, в некоторых случаях кабель или другие элементы линии можно отремонтировать, а иногда стоит вопрос о замене участка КЛ с последующей возможностью ее переработки.

Основные причины повреждения кабельных линий напряжением 1-10 кВ следующие:

1. Предшествующие механические повреждения (изделие получает в период времени после отгрузки с завода и до сдачи в работу) - 43 %.
2. Непосредственные механические повреждения строительными и другими организациями - 16 %.
3. Дефекты в соединительных муфтах и концевых заделках во время монтажа - 10 %.
4. Повреждение кабеля и муфт в результате осадки грунта - 8 %.
5. Коррозия металлических оболочек кабелей - 7 %.
6. Дефекты изготовления кабеля на заводе - 5 %.
7. Нарушения при прокладке кабеля - 3 %.
8. Старение изоляции из-за длительной эксплуатации или перегрузок - 1 %.

9. Прочие и неустановленные причины - 7 %.

Статистика повреждений элементов кабельной линии:

1. Муфты – 31%.
2. Тело кабеля – 69%.

Статистика повреждений изоляции:

1. Механические повреждения, которые приводят к пробое изоляции – 60%.
2. Электрический пробой изоляции без механических воздействий – 40%.

Чаще всего аварии возникают в виде замыканий между одной из фазных жил и экраном – оболочкой кабеля, 20% случаев всех аварий в кабельных сетях приходится на замыкания между фазами.

Чтобы устранить появившееся повреждение необходимо сначала найти его. Поиск повреждения выполняется по такой схеме:

1. Определение элемента с повреждением с помощью релейной защиты.
2. Прожигание изоляции на повреждённом элементе с целью получения по возможности наименьшего по величине переходного сопротивления (в большинстве случаев менее одного Ома).
3. Дистанционное определение места повреждения (с помощью имеющейся документации путем измерений определяется зона места повреждения).
4. Топографическое определение места повреждения (позволяет определить место повреждения в пределах круга диаметром 6 м).

Последний этап чаще всего осуществляется акустическим методом, поскольку с его помощью можно определить почти все виды повреждений. Суть метода в том, что специальным генератором, подключенным к кабелю, создаются мощные импульсы. Они вызывают электрические разряды в повреждённом месте, создающие звуковые колебания. Звук от этих разрядов распространяется от кабеля, находящегося под землёй к поверхности. Оператор со специальным микрофоном отыскивает по силе звука место повреждения кабельной линии.

Помимо этого, для других видов повреждений существуют иные способы их поиска: импульсный – для замыканий и обрывов; индукционный – для замыканий и определения расстояния от земли до кабеля; ёмкостный – для обрыва кабеля; и др.

Ремонтные работы КЛ

Ремонтные работы на кабельных линиях осуществляют по плану, разработанному на основании данных осмотра и испытаний, а также анализа общего состояния линии. По результатам этих данных различают плановый, аварийный и срочный ремонт.

Ремонты кабельных линий делят на простые и сложные.

К простым ремонтам относятся, например, такие, как ремонт наружных покровов (джутового покрова, ПВХ шланга), покраска и ремонт бронелент,

ремонт металлических оболочек, ремонт концевых заделок без демонтажа корпуса и т.п.

К сложным относятся такие ремонты, когда приходится заменять большие длины кабеля в кабельных сооружениях с предварительным демонтажем вышедшего из работы кабеля или прокладывать в земле новый кабель. В случае полной замены участка кабельной линии сложность заключается в том, что концы разомкнутой линии замыкают кабельной вставкой в месте повреждения таким образом, чтобы при этом было обеспечено правильное (фазное) соединение одноименных шин между собой, то есть необходимо добиться фазности соединения.

Для восстановления слоев из ПВХ в основном используют метод сварки горячим воздухом с помощью специальных пистолетов, расходным материалом здесь является пруток из ПВХ, который разогревается так, чтобы началось оплавление. Затем поверх места повреждения накладывается несколько слоев изоляционного материала. Еще одним способом является наложение заплатки из ПВХ пластины, которая затем приваривается к оболочке. В некоторых случаях удобнее использовать манжету в виде ПВХ трубки, которая аналогичным образом приваривается в месте повреждения.

При повреждении оболочки кабеля верхний слой снимается и проверяется на наличие влаги. Если влаги нет, и изоляция не нарушена, свинцовая или алюминиевая оболочка ремонтируется. Из листа металла вырезается полоса больше оголенного участка кабеля, затем место повреждения обертывают и припаивают. В случае проникновения влаги под оболочку, а также в случаях повреждения не только поясной, но и фазной изоляции поврежденный участок кабеля вырезают. Вместо него вставляют соответствующе длины отрезок кабеля и монтируются 2 соединительные муфты.

При повреждении бумажной изоляции (токопроводящие жилы не повреждены) ремонт кабеля можно провести путем восстановления этой бумажной изоляции вокруг токопроводящих жил и установкой специальной муфты.

Повреждение токопроводящих жил устраняется установкой в месте повреждения одной соединительной муфты (в случае, если есть достаточный запас кабеля по длине) или заменой дефектного участка новым отрезком кабеля с установкой двух соединительных муфт.

Для обследования муфты выполняется её разборка. При отсутствии влаги и существенных дефектов, причинённых аварией, муфта ремонтируется. В противном случае повреждённая деталь вырезается и взамен ставится муфта с удлинением, иногда со вставкой отрезка кабеля.

При разрушении корпуса заделки и выгорании жил в корешке ремонт заделок выполняется так же, как и ремонт концевых муфт, за исключением того, что корпус заделки и детали нельзя использовать повторно.

Переработка КЛ

Ежегодно на утилизацию отправляются тысячи тонн силового кабеля. В производстве кабеля применяются ценные виды цветных металлов – алюминий, медь. Затраты на переработку окупаются в несколько раз, если учесть таковые

на добычу, транспортировку, обогащение и отлив меди и алюминия. Цена лома складывается из количества ценных металлов, которые использовались для их производства. Вторичная переработка кабеля имеет ряд особенностей. Уровень сложности определяется видом, маркой кабеля, а также объемом металлического лома.

Способы переработки КЛ:

1. Отжиг на огне кабеля – это самый простой способ утилизировать материал. Однако он запрещён в ряде западных стран, так как вреден для экологии. Фактически резиновый или же пластиковый слой просто сжигают на огне, оголяя металл. Но верхние слои могут расплавиться, высок процент брака. К тому же вдыхать воздух, который остаётся после подобной утилизации, крайне вредно для человека. Поэтому от указанного подхода стремятся отказаться.

2. Зачистка лома кабеля – это довольно безвредно, особенно если соблюдать технику безопасности. При низкой стоимости труда разнорабочих такой способ можно считать также доступным по цене. Однако после его использования могут остаться частицы пластмассы или же резины на металле. Кроме того, он довольно медленный, совершенно не подходит для работы с большим количеством лома.

3. Переработка кабеля при помощи раствора – верхний слой можно убирать при помощи специального раствора. Особенно эффективно данным методом получать медь, и этот металл в дальнейшем можно совершенно спокойно использовать для создания нового кабеля. Раствор позволяет легко и просто отделить полиэтилен. В некоторых случаях покрытие просто растворяется, оставляя металл.

4. Переработка кабеля на специальном оборудовании – наиболее технологичный вариант. Имеется в виду механическая переработка лома. На специальной установке - кабель сначала измельчают довольно тщательно. Простейший станок по переработке носит название стриппер. Далее полученную массу подвергают электромагнитному или же специальному воздушному воздействию (сепарации). В результате металлическая часть отделяется от неметаллической. Этот способ позволяет весьма эффективно и совершенно безопасно перерабатывать большое количество лома. Однако для него нужна соответствующая линия.

Использование сырья после переработки КЛ

Самыми ценными компонентами переработки кабелей являются медь и алюминий.

Медь – очень востребованный металл, ее закупают предприятия электротехнической отрасли и электроэнергетики. Медная сечка – сырье для получения сплавов и фольги. Ее используют для производства трансформаторов, запчастей для машин и механизмов, комплектующих для сигнальных устройств, теплообменников, новых кабелей.

Алюминий после переработки идет в производство тросов, крепежных устройств, металлопластиковых окон, из него изготавливают декоративные украшения для интерьеров и дверные ручки. Помимо этого, металл используется в производстве сайдинга и различных профилей, применяемых для отделки зданий.

Изоляционная оболочка, снятая с жил, используется в производстве материалов для дорожного покрытия, производстве стройматериалов, изготовлении композитных материалов из термопластика – черепицы, тротуарной плитки.

Литература

1. Справочники «Кабели, провода и шнуры». Издательство ВНИИКП в семи томах 2002 год.
2. Чепурной И.И. Эксплуатация кабельных сетей / И.И.Чепурной, В.П.Куличенков.- Минск: БНТУ, 2015. – 154 с.

УДК 621.861.4(088.8)

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ БПЛА ВЕРТИКАЛЬНОГО ВЗЛЕТА И ПОСАДКИ С ТЕПЛОВИЗИОННОЙ СИСТЕМОЙ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ НАРУЖНОЙ ТЕПЛОВИЗИОННОЙ СЪЕМКИ

Касперович А.А.

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

Рассмотрим изобретение для энергоаудита линий электропередачи, на примере БПЛА вертикального взлета и посадки с установленный тепловизором.

На рисунке 1 изображено устройство БПЛА, на рисунке 2 – принципиальная схема тепловизора.

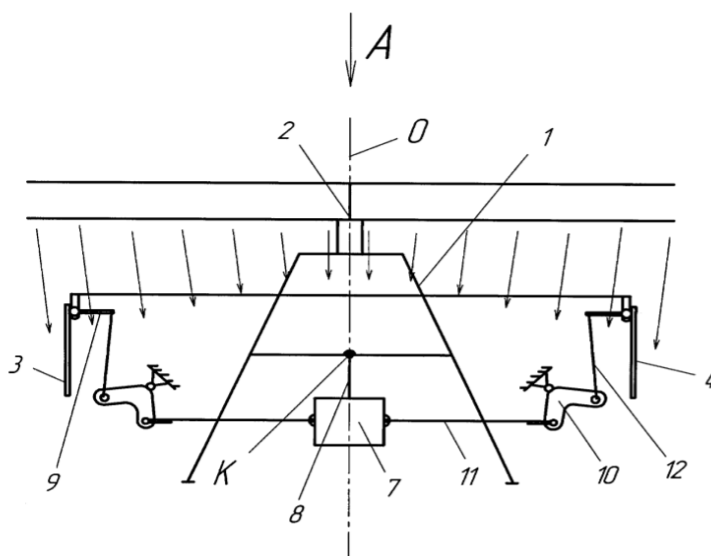


Рисунок 1 – Устройство БПЛА

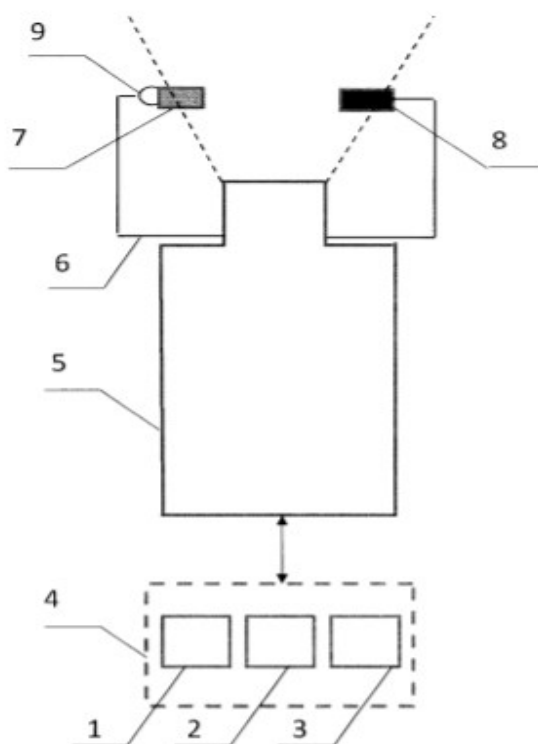


Рис. 2 Принципиальная схема тепловизора

Изобретение относится к области энергоаудита и мониторинга электроэнергетических сетей и может быть использовано при проведении удаленной наружной тепловизионной съемки для диагностики состояния строительных сооружений и энергетических объектов.

Целью изобретения является улучшение качества и скорости энергоаудита линий электропередач.

Наиболее близким к изобретению по конструкции является устройство БПЛА вертикального взлёта и посадки [1] а.с. №2648491 М. кл. В64С 17/04, опубл. в б.и. №9 2006г., БПЛА с оригинальным способом вертикального взлета.

Корпус 1 рамной конструкции с вертикальной осью симметрии О, несущий соосный винт 2, аэродинамические рули 3, 4, 5, 6 управления по крену и тангажу, размещенные в создаваемом несущим винтом 2 воздушном потоке (показан стрелочками), и целевой груз 7. Целевой груз 7 представляет собой оборудование целевого назначения, для подъема которого предназначен летательный аппарат, в нашем случае это тепловизор. Груз 7 посредством нерастяжимого подвеса 8 подвешен к корпусу 1 в точке К, лежащей на оси О корпуса, и кинематически связан с рычагами 9 поворота рулей 3-6 посредством шарнирно-рычажных механизмов, каждый из которых включает коромысло (качалку) 10 и шарнирно соединенные с ним тяги: тягу 11, соединяющую одно плечо коромысла 10 с грузом 7, и тягу 12, соединяющую второе плечо коромысла 10 с рычагом 9 поворота соответствующего руля, причем тяга 11 выполнена с возможностью передачи движения только в одном направлении.

Далее опишем принцип работы тепловизора (фиг. 2). Тепловизионная система для проведения наружной тепловизионной съемки содержит блок обработки – микропроцессорный контроллер, блок памяти, блок передачи и блок визуализации, представляющие собой компьютер, тепловизор, устройство передачи информации и устройство для определения температурных параметров окружающей среды, состоящее из двух пластин, выполненных из материалов с разными коэффициентами отражения и поглощения. Повышение точности измерения температурных значений объекта контроля достигается путем их корректировки в соответствии с измеренными температурными значениями окружающей среды, регистрируемыми как эталонные. Технический результат – повышение точности измерения температурных значений объекта контроля. Микропроцессорный контроллер 1, блок памяти 2 и блок визуализации 3, представляющие собой компьютер 4, управляющий тепловизором 5. К корпусу тепловизора 5 с помощью удерживающей рамки 6 закреплены две пластины 7 и 8 для отражения и поглощения температурных параметров окружающей среды, принимаемые за источники эталонного излучения. Пластина 7 изготовлена из материала, коэффициент отражения которого близок к единице, например, из полированного алюминия. Пластина 8 выполнена из материала, коэффициент поглощения которого близок к единице, например, из асбестового картона. Пластина 7 закреплена на удерживающей рамке 6 с помощью шарнира 9, выполненного с возможностью наклона пластины 7 на $\pm 45^\circ$ по вертикальной и горизонтальной осям, для визирования

неба и определения отраженной температуры фона. Устройство работает следующим образом. После выбора объекта строительства или энергетики для проведения наружной тепловизионной съемки блок обработки - микропроцессорный контроллер 1, блок памяти 2 и блок визуализации 3, представляющие собой компьютер 4, подает сигнал на включение тепловизора 5. Блок визуализации 3 отображает тепловое изображение объекта контроля в реальном времени, что позволяет оператору корректировать направление поля зрения тепловизора 5. Пластины 7 и 8, закрепленные на удерживающей рамке 6 и попадающие в поле зрения тепловизора 5, отражают и поглощают температурные параметры окружающей среды, принимаемые как эталонные. Пластина 7, изготовленная из материала с коэффициентом отражения, близким к единице, например, из полированного алюминия, отражает в поле зрения тепловизора 5 температуру, представляющую собой отраженную температуру фона, обусловленную излучением окружающих объектов. Оператор изменяет угол наклона пластины 7, закрепленной на удерживающей рамке 6 с помощью шарнира 9, до $\pm 45^\circ$ по горизонтальной и вертикальной осям для отражения и регистрации температуры фона в любом секторе окружающего пространства, например, для визирования холодного неба, излучение которого может существенно ухудшать точность измерения температуры объектов при наружной тепловизионной съемке. Температура пластины 8, изготовленной из материала с коэффициентом поглощения, близким к единице, например, из асбестового картона, соответствует температуре окружающей среды. Тепловизор 5, визируя объект контроля, регистрирует его температуру, параллельно измеряя температуру поверхности обеих пластин 7 и 8. Блок обработки - микропроцессорный контроллер 1 проводит корректировку регистрируемых тепловизором 5 температурных значений объекта контроля в соответствии с измеренными температурными значениями пластин 7 и 8, принятыми как эталонные значения окружающей среды. По окончании проведения наружной тепловизионной съемки блок памяти 2 сохраняет отснятые тепловые изображения. После чего блок обработки - микропроцессорный контроллер 1, блок памяти 2 и блок визуализации 3, представляющие собой компьютер 4, выключаются. Тепловизор 5 выключается.

Использование БПЛА с установленным тепловизором позволит значительно ускорить и улучшить качество энергоаудита и мониторинга ЛЭП за счет дешевизны и экономии человеческого труда.

Литература

1. Патент РФ № 2648491 М. кл. В64С 17/04, опубл. в б.и. №9 2006г. БПЛА с вертикальным взлетом и посадкой.// Патент России № 2648491, 2016. Бюл. №9/Глинников Петр Сергеевич, Старченков Александр Викторович.

УДК 621.861.4(088.8)

УСТРОЙСТВО ДЛЯ УСТАНОВКИ ОПОР ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

Астровский А.Г., Гурков В.В., Курченя Ю.В.

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

Рассмотрим устройство для установки опор линий электропередач, на примере падающей стрелы, выполненной из углепластика.

На рисунке 1 изображено устройство для установки опор, на рисунке 2 – поднятая и раскрепленная стационарными оттяжками опора.

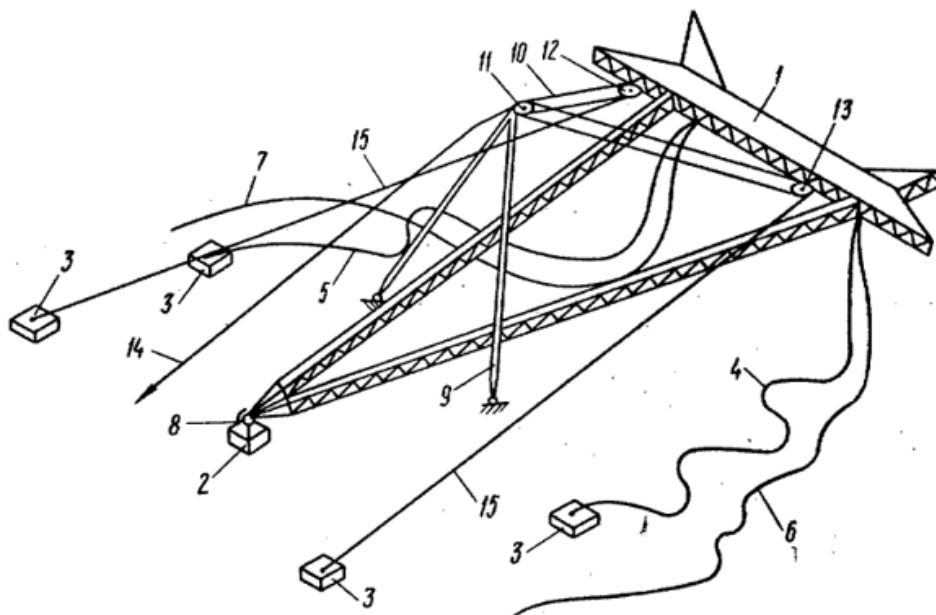


Рисунок 1. Устройство для установки опор

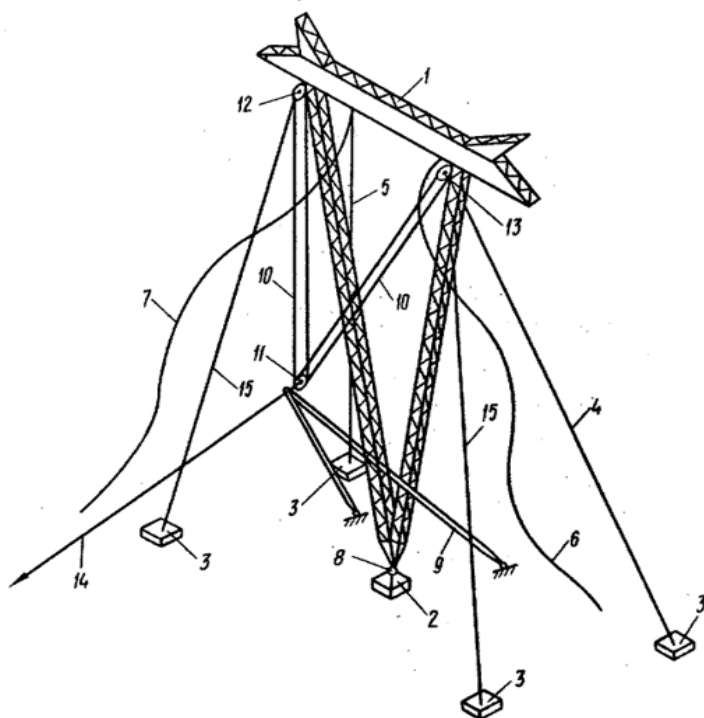


Рисунок 2. Поднятая и раскрепленная стационарными оттяжками опора.

Приспособление относится к подъёмным устройствам специального назначения, в частности к устройствам для установки опор линий электропередач.

Целью изобретения является повышение прочности падающей стрелы и уменьшение ее массы. Эта цель достигается тем что падающая стрела будет выполнена из углепластика.

Сущность устройства аналогична описанию изобретения [1]. Устройство содержит опору 1, полностью собранную на месте установки. Фундамент 2 и анкера 3 стационарных оттяжек 4, 5, 6, 7, две из которых 4, 5 подсоединяют к анкерам 3. С помощью монтажного шарнира 8 опору 1 крепят к фундаменту 2. Выкладывают по оси подъема падающую стрелу 9 головой к траверсе опоры. Соединяют падающую стрелу 9 с траверсой опоры 1 двумя полиспастами 10, все блоки которых снабжены храповыми механизмами. При этом неподвижные обоймы 11 полиспластов закрепляют на оголовке падающей стрелы 9, а подвижные 12, 13 на траверсе опоры 1. Запасовывают канаты полиспастов 10 так, что их свободные концы сбегает с блоков обойм, закрепленных на траверсе опоры. Подсоединяют свободные концы канатов полиспастов к анкерам. Соединяют стрелу с помощью тягового троса 14 с навесной лебедкой тягового трактора. С помощью, например, крана и навесной лебедки тягового трактора переводят падающую стрелу в исходное для подъема положение, ограничивающееся длиной полиспастов. [1]

Устройство работает следующим образом. Тяговым механизмом с помощью троса 14 поворачивают падающую стрелу 9, при этом усилие от падающей стрелы передается на опору 1 через полиспасты 10. Канаты полиспастов натягиваются, натягиваются также и канаты 15, прикрепленные к анкерам 3. Опора поворачивается вокруг монтажного шарнира. В натянутом положении канаты 15 выполняют роль боковых оттяжек, удерживающих опору в плоскости подъема. Основное достоинство выполненных таким образом оттяжек заключается в том, что они в процессе подъема опоры остаются постоянно натянутыми, несмотря на то, что их размер (т.е. расстояние от анкера до траверсы опоры) уменьшается. Высвобождающийся при этом канат распределяется в полиспастах, что приводит к некоторому увеличению расстояния между обоймами полиспластов 10. Удержание опоры в заданной плоскости в течение всего подъема возможно из-за наличия храповых устройств на обоймах 11, 12, 13 полиспастов 10, обеспечивающих изменение длин канатов 14 только в сторону уменьшения оттяжек.

Вертикальное положение опоры фиксируется ранее закрепленными на траверсе и анкерах стационарными оттяжками 4, 5, а также прикреплением к анкерам 3 оттяжек 6, 7, ранее прикрепленных к траверсе опоры. После раскрепления опоры производится демонтаж монтажных приспособлений. [1]

Сущность устройства состоит в том, что монтажная стрела из углепластика выполнена в виде А-образной трубчатой конструкции. А-образная падающая стрела имеет две стойки, соединенные между собой внизу стяжкой, длина которой регулируется талрепо, вверху стойки скреплены осью и имеют проушины для крепления канатов. Стойки падающей стрелы опираются на

специальные комбинированные шарниры. Собранный в горизонтальном положении опору поднимают за тяговый канат с помощью тягового механизма. Стрела при этом опускается на землю. Дополнительный тяговый механизм используют для торможения опоры в конце подъема.

Использование устройства для установки опор линий электропередач, содержащее падающую стрелу, изготовленную из углепластика, позволяет значительно снизить трудозатраты на монтаж опоры, снизить массу монтажной стрелы и увеличить ее прочность.

Литература

1. Патент РФ №2960413/29-11, 08.08.1982. Устройство для установки опор линий электропередач // Патент России № 2860413. 1982. Бюл. № 29. / Ю. М. Балабаев, Г. П. Сивоклоков, Ф. М. Зексер. [и др.]..

УДК 621.315.172(088.8)

ПОДДЕРЖИВАЮЩИЙ ЗАЖИМ ДЛЯ ПРОВОДОВ ВОЗДУШНОЙ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Жуков К.А., Швырёв С.С.

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

Рассмотрим устройство для поддержания проводов воздушной линии электропередачи, на примере поддерживающего зажима, выполненного из углепластика.

На рисунке 1 изображен поддерживающий зажим для проводов воздушной линии электропередачи.

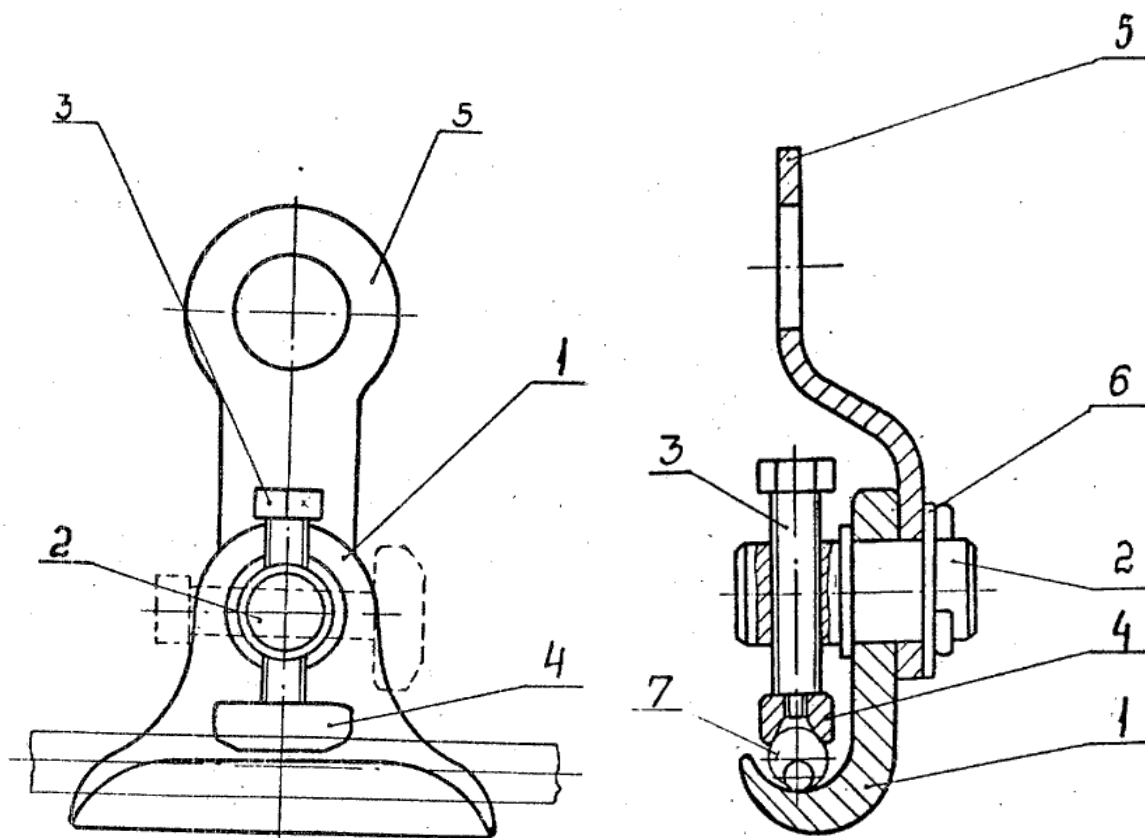


Рисунок 1. Поддерживающий зажим.

Целью устройства является повышение прочности, надежности и уменьшение массы поддерживающего зажима. Эта цель достигается тем, что корпус 1 и проушина 5 будут выполнены из углепластика.

Сущность устройства аналогична описанию изобретения [1].

Поддерживающий зажим состоит из корпуса 1, выполненного из углепластика, в виде вертикальной пластины с отогнутым концом, в отверстии которого устанавливается с возможностью поворота ось 2. В резьбовом отверстии оси 2, расположенном в вертикальной плоскости, установлен болт 3 со связанной с последним с помощью развальцовки болта плашкой 4. На цилиндрической образующей оси 2 смонтирована проушина 5 для крепления зажимов к опоре, перемещение которой вдоль оси 2 ограничено шайбой 6 и шплинтом.

Поддерживающий зажим работает следующим образом. В исходном положении ось 2 с болтом 3 и плашкой 4 находится в горизонтальном положении, а зажим шарнирно подвешен на опорном элементе чрез отверстие проушины 5.

В корпус 1 укладывают поддерживаемый провод 7, ось 2 с болтом 3 и плашкой 4 разворачивают в вертикальное положение, после чего заворачивают болт 3, плашкой 4 прижимает провод 7 к корпусу 1. В процессе работы поддерживаемый провод 7 может совместно с корпусом 1 совершать плоскопараллельные перемещения в вертикальном направлении за счет шарнирного соединения опорного элемента с проушиной 5 и последней - с корпусом 1.

Данное устройство позволяет повысить надежность и долговечность поддерживаемого зажима за счет использования корпуса 1 и проушины 5 из углепластика, повысить долговечность провода за счет прижима в вертикальном направлении и удобство обслуживания за счет шарнирной установки плашки.

Литература

- 1 Короткевич, М. А. Монтаж электрических сетей: учеб. пособие/М. А. Короткевич. – Минск: Выш. шк., 2012. – 512с.: ил.
- 2 Изобретение №1675991, МПК: H02G 7/05, опубликовано: 07.09.1991.

УДК 621.315.29

ГИБКИЙ ПОВОРОТНЫЙ РОЛИК ДЛЯ ПРОТЯЖКИ КАБЕЛЕЙ

Рачкевич В.И.

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

Устройство относится к электроэнергетике, а именно служит для прокладки силовых кабельных линий.

К недостаткам существующих роликов относится: смещение ролика во время протяжки кабеля.

Гибкий поворотный ролик для протяжки кабеля устанавливается на дно траншеи в месте поворота кабельной линии. Боковые рамы раскидываются на необходимый угол, после чего, при необходимости, фиксируются арматурой через отверстия. Направляющий канат укладывается на горизонтальные ролики, создается усилие тяговым механизмом и канат протягивает за собой кабель по роликам. От тяжения на повороте траншеи кабель прижимается к вертикальным роликам, которые препятствуют трению кабеля о грунт.

Гибкий поворотный ролик может быть выполнен на двух или трех рамах, с двумя или четырьмя отверстиями для закрепления в грунте, с тремя или двумя горизонтальными роликами, с поддерживающим основанием в виде трапеции или прямоугольника и трапеции.

Технический результат заключается в том, что обеспечивается протяжка кабеля по траншее с минимальным усилием тягового механизма за счет снижения трения между кабелем и стенкой траншеи на повороте трассы, при жесткой фиксации ролика в грунте.

Поворотный ролик отличается тем, что имеет гибкую связь между рамами, позволяющую при любых углах поворота устанавливать ролик вдоль борта по форме траншеи.

Данное устройство представлено рисунках 1,2,3, где 1 – рама, 2 – ролик, 3 – поддерживающее основание, 4 – отверстие для закрепления в грунте, 5 – шарнирное соединение.

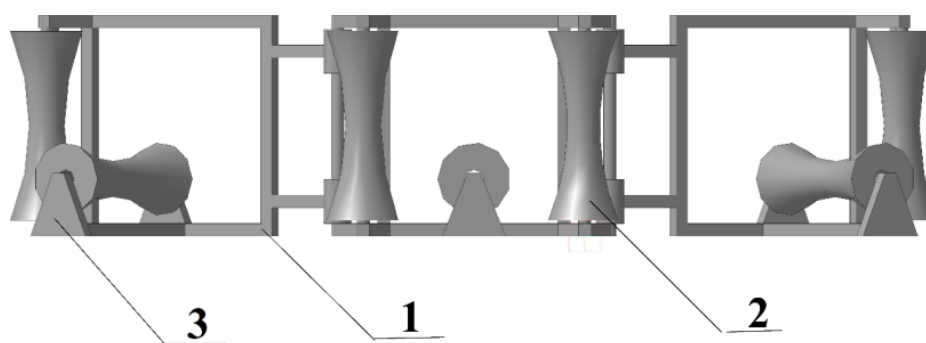


Рисунок 1. Основной вид

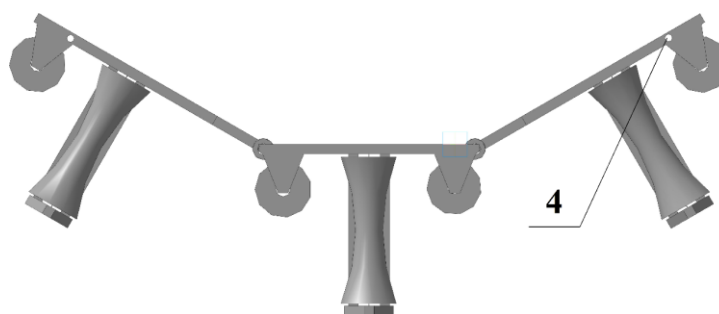


Рисунок 2. Вид сверху

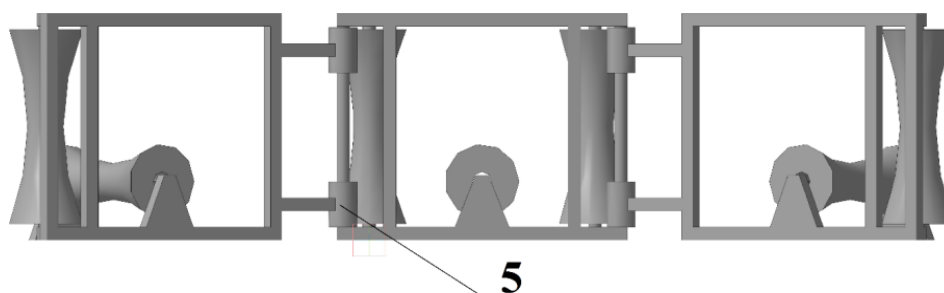


Рисунок 3. Вид сзади

Использование гибкого поворотного ролика позволяет упростить строительство кабельной линии, по сравнению с известными устройствами, снизить значение тягового усилия при протяжке кабеля по траншее.

Литература

Патент №2008755 Н02G9/00 “Устройство для прокладки и позиционирования кабелей и пучков проводов” – Л.Е. Федоров, А.Л. Федоров.

УДК 621.3

РЕАКТОРЫ НА БЫСТРЫХ НЕЙТРОНАХ

Андреев В.А., Лугачев В.М.

Научный руководитель Новиков С.О.

В данной работе собран аналитический обзор материалов по принципу действия, устройству, видам, строению и использованию реакторов на быстрых нейтронах, а также виды топлива их актуальность на данный момент и в ближайшем будущем.

Мы обратили внимание и выбрали именно эту тему, так как данная тема набирает популярность среди ученых и специалистов и становится все более актуальна в связи с рядом факторов, таких, как активное использование невозобновляемых ресурсов, которых в природе небольшое количество, а также хранение отходов ядерного производства. Цель работы – информирование обучающихся.

В статье «Реакторы на быстрых нейтронах» был рассмотрен принцип работы и строение на примере энергетического реактора на быстрых нейтронах БН-600. В ней были упомянуты и многие другие реакторы разных типов.

Атомная энергетика - важнейшая подотрасль глобальной энергетики, начавшая несколько десятков лет назад вносить заметный вклад в глобальное производство электроэнергии. Она является наиболее перспективной, ведь имеет ряд экологических и экономических преимуществ, сочетание которых нельзя встретить в других областях энергетики. Себестоимость электроэнергии, вырабатываемой АЭС сегодня, позволяет говорить о серьезной конкуренции с их стороны другим типам электростанций. (в РБ предполагается 4 цента) Около 17% производства электроэнергии в мире принадлежит АЭС. В целом же на сегодняшний день мировая атомная энергетика включает в себя 440 атомных реакторов, которые расположены в 31 стране мира и суммарно производят около 370 ГВт электроэнергии. Явное преимущество АЭС - отсутствие выбросов аэрозолей и парниковых газов в атмосферу. Более того, атомная энергетика не стоит на месте, она совершенствует свои технологии, направленные на достижение более эффективного использования природных ресурсов, увеличение КПД установок, усовершенствование систем контроля и безопасности, снижение стоимости монтажа, эксплуатации оборудования, решение вопроса с отработанным топливом. В этой связи наиболее перспективным направлением видится развитие ядерной энергетики с активным внедрением реакторов на быстрых нейтронах, как установок, отвечающих современным экономическим и природным условиям.

Принципы работы реактора на быстрых нейтронах высказал в 1942 году итальянский физик-ядерщик Энрико Ферми. Первые реакторы на быстрых нейтронах были построены в США, ими стали: стенд «Клементина», построенный в 1946 в Лос-Аламосе, и экспериментальный реактор EBR-1, запущенный в 1951 в Айдахо. А уже в 1963 году возле Детройта была введена в эксплуатацию АЭС, где использовался реактор на быстрых нейтронах, который выдавал мощность 100 МВт. Исследования и разработки реактора на быстрых

нейтронах проводились и в СССР. Первый реактор, выдававший энергию и тепло был построен в 1970 году в Димитровграде, а первая советская АЭС с реактором на быстрых нейтронах была введена в эксплуатацию в 1972 году в казахстанском городе Шевченко (Акту). Она вырабатывала электроэнергию и опресняла воду. В 1973 Франция запустила АЭС с быстрым реактором Phenix, в 1974 построен британский быстрый реактор PFR. Все реакторы имели мощность 250 МВт. Позже промышленные реакторы на быстрых нейтронах активно строились во Франции, Германии, Японии и СССР. В России на сегодняшний день работает единственная в мире АЭС с быстрыми нейтронами – Белоярская, где применены реакторы БН-600 (запущен в 1980) и БН-800 (запущен в 2015). Сейчас в Японии, России и Китае ведутся исследования по созданию проектов реакторов на быстрых нейтронах. Индия, Китай, Япония и Россия активно развивают проекты по строительству как экспериментальных, так и коммерческих реакторов на быстрых нейтронах (Индия внедряет реактор PFBR-500). Все это позволяет говорить о перспективности данного направления и необходимости его всестороннего изучения, эти цели мы и преследуем при написании нашей работы.

Первоначально реакторы на быстрых нейтронах использовались для производства оружейного плутония. Это, с одной стороны дало огромное финансирование разработок в этой области на начальном этапе, однако в эпоху холодной войны из-за ограничений по количеству ядерного оружия, наоборот, были свёрнуты многие проекты.

Атомные электростанции классифицируются в соответствии с типом используемых реакторов на АЭС с реакторами на тепловых нейтронах и с реакторами на быстрых нейтронах. Первый тип реакторов на данный момент активно используется по всему миру. Современные реакторы на тепловых или медленных нейтронах работают на обогащенном уране-235, доля которого в природном уране составляет 0,7%. Уран-238 составляет в свою очередь остальные 99,3% природного урана. Но для реакторов на тепловых нейтронах уран-238 является отвальным. Так как природный уран является невозобновляемым ресурсом, то несложно догадаться, что получение электроэнергии таким способом, а именно при помощи реакторов на тепловых нейтронах, не будет длиться бесконечно. На сегодняшний момент специалисты прогнозируют, что данный ресурс закончится в мире по оценкам МАГАТЭ приблизительно через 85 лет. Однако отвальный уран-238 активно размещают на специальных складах и отвалах в большом количестве.

Здесь мы можем заметить одно из главных преимуществ реакторов на быстрых нейтронах: в качестве топлива используется уран-238, который находится на складах в большом количестве. Во-первых, мы избавляемся от радиоактивных отходов. Во-вторых, у нас есть много топлива, которое не нужно добывать, но нужно перерабатывать. Еще одним преимуществом данного типа реакторов является замкнутый топливный цикл.

Разберемся с принципом действия реактора на быстрых нейтронах. В активной зоне происходит деление U-235 или Pu-239 (далее U-235, U-238, Pu-239 – обозначение уран-235, уран-238, плутоний-239 соответственно) с

испусканием нейтронов и выделением энергии, происходит нагрев теплоносителя (получение энергии), ничем не замедленные нейтроны летят к бланкетам – специальным устройствам, где находится отработанное ядерное топливо, в основном U-238. В бланкетах происходит столкновение нейтронов и ядер U-238, происходят 2 бета-распада и образуется Pu-239.

Причём образуется атомов в 1,5 раза больше чем распалось (при распаде 1 кг Pu-239 или U-235 в бланкете образуется 1,5 кг Pu-239). Из отработанного топлива — плутоний можно выделить химическим путем, и сделать МОХ-топливо (смесь оксидов плутония и урана) которое можно сжечь как в быстрых реакторах, так и в обычных, тепловых. В этом и заключается замкнутый топливный цикл. Процесс химической переработки отработанного топлива может быть весьма трудным из-за его высокой радиоактивности и пока решен не полностью.

Для природного тория — аналогичный процесс, торий захватывает нейтрон, и после спонтанного деления становится ураном-233, который делится примерно также, как и уран-235 и выделяется из отработанного топлива химическим путем:

Устройство реактора на быстрых нейтронах рассмотрим на примере промышленного энергетического реактора на быстрых нейтронах — БН-600 (рис.1).

Быстрый реактор БН-600 состоит из двух частей – активной зоны, куда помещают диоксид урана (UO_2), обогащенного по урану-235 до 17-26 процентов. Такое обогащение по урану-235 необходимо для запуска реактора. В активной зоне происходит в основном деление урана-235 и плутония-239.

Активная зона окружена зоной воспроизведения (бланкетом). В бланкете расположены сборки из обедненного диоксида урана. Содержание урана-235 в нем меньше, чем в природном уране. В основном это уран-238. В бланкете не нужно поддерживать цепную реакцию. Он служит для получения ядер делящихся с помощью тепловых нейтронов. Под действием нейтронов, вылетающих из активной зоны, уран-238 в бланкете превращается в плутоний-239. После того, как из урана-238 будет наработано достаточное количество плутония-239 из него изготавливают МОХ-топливо ($PuO_2 + UO_2$), которое будет использоваться в дальнейшем. Переработка использованного топлива, особенно в бланкете, типична для циклов в быстрых реакторах. Обычно, выделенный с помощью переработки, плутоний вводится в активную зону как МОХ-топливо. Причем, такая переработка топлива бланкета может осуществляться до трех раз.

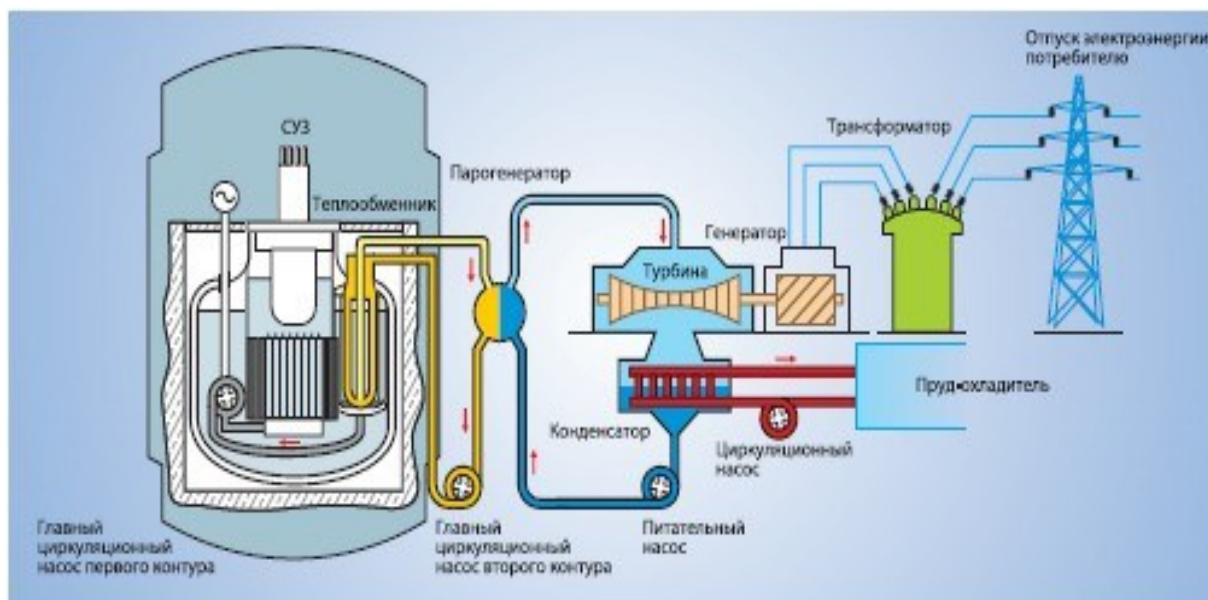


Рисунок 1. – Структурная схема устройства реактора на быстрых нейтронах

Теплоносителем в первых контурах реактора служит жидкий натрий. Одним из следствий применения натрия в БР стало то, что процессы получения энергии деления и производства плутония в этих реакторах пространственно разделены. Новые делящиеся изотопы образуются в боковой и торцевых зонах воспроизводства, окутывающих активную зону наподобие одеяла – отсюда и пошло их английское название blanket.

Давление в реакторе держится чуть выше атмосферного даже если температура натрия около 600 °С. Таким образом, реактор работает под небольшим давлением, что достаточно безопасно. Натрий практически не вызывает коррозию конструкционных материалов. Кроме того, натрий обладает прекрасными теплофизическими свойствами: он хорошо принимает, проводит и отдает тепло. Натрий практически не снижает энергию нейтронов и не является замедлителем, что существенно для быстрых реакторов.

Активная зона и зона воспроизводства расположены в баке реактора. Через активную зону циркулирует натрий первого контура, который разогревается с 347 до 550 °С. В теплообменнике он передает тепло натрию второго контура. Второй контур служит для того, чтобы радиоактивный натрий из первого контура не мог проникнуть во второй, а затем и в третий контур. Теплоносителем третьего контура служит вода. Вода закипает, и пар поступает на турбину.

Теплоносители. В отличие от реакторов на тепловых нейтронах, например, водо-водяных, воду в качестве теплоносителя в реакторах на быстрых нейтронах использовать нельзя по причине того, что она чрезвычайно эффективно замедляет нейтроны. Воду можно заменить натрием или калием, которые широко используются в быстрых реакторах по всему миру. Плюсы: низкая температура плавления и работа при около-атмосферном давлении, но эти металлы очень хорошо горят и реагируют с водой. Энергетический реактор БН-600 — работает именно на натриевом теплоносителе. Свинец, висмут используются в разрабатываемых сейчас в России реакторов БРЕСТ и СВБР.

Минусы: если реактор охладился ниже температуры замерзания свинца или висмута, разогревать его очень сложно и долго.

Действующие реакторы и проекты.

БОР-60 - многоцелевой научно-исследовательский реактор на быстрых нейтронах, действующий с 1969 года. Используется для изучения новых видов ядерного топлива, создания новых конструкционных материалов и теплоносителей ядерных реакторов, производства и изучения изотопов, испытаний оборудования для атомных электростанций.

БН-600 – энергетический реактор на быстрых нейтронах, пущенный в эксплуатацию с 1980 года в 3-м энергоблоке на Белоярской АЭС. Электрическая мощность – 600 МВт.

БН-800 – энергетический реактор на быстрых нейтронах, действующий с 2016 года. Электрическая мощность – 880 МВт. В качестве топлива используется уран-плутониевое мокс-топливо. Функционирует в 4-м энергоблоке на Белоярской АЭС. Кроме своего основного (производственного) назначения, первый действующий реактор БН-800 имеет большое экспериментальное значение - на нем производится окончательная отработка технологии реакторов данного типа, которые предстоит применить в реакторе БН-1200.

Как говорилось ранее, реакторы на быстрых нейтронах имеют много плюсов и достоинств, однако такие типы реакторов не получили широкого распространения. В первую очередь это связано с особенностями их конструкции. «В реакторах на быстрых нейтронах термические и радиационные нагрузки гораздо выше, чем в тепловых реакторах, — объясняет главный инженер Белоярской АЭС Михаил Баканов. — Это приводит к необходимости использовать специальные конструкционные материалы для корпуса реактора и внутриреакторных систем. Корпуса ТВЭЛ и ТВС изготовлены не из циркониевых сплавов, как в тепловых реакторах, а из специальных легированных хромистых сталей, менее подверженных радиационному ‘распуханию’. С другой стороны, например, корпус реактора не подвержен нагрузкам, связанным с внутренним давлением, — оно лишь чуть выше атмосферного».

Заключение. Можно выделить плюсы и минусы реакторов на быстрых нейтронах. Плюсы: топлива для данного типа реакторов хватит на очень долгий период, при этом ранее “отвалыные” ресурсы будут использоваться, а не храниться на складах и отвалах; возможность использовать замкнутый топливный цикл. Минусы: высокая стоимость строительства в сравнении с реакторами на тепловых нейтронах; некоторые технические проблемы. В заключение можно сказать, что данный тип реакторов является недалеким будущим ядерной энергетики. Он сможет решить одну из основных проблем отрасли - нехватку топливных ресурсов и складирование ядерных отходов.

Литература

1. Реакторы на быстрых нейтронах // [Электронный ресурс] - Режим доступа: <http://energetika.in.ua/ru/books/book-4/part-1/section-2/2-4/2-4-2>. - Дата доступа: 25.03.2019

2. Реактор на быстрых нейтронах // [Электронный ресурс] - Режим доступа: <http://nuclphys.sinp.msu.ru/ne/ne5.htm>. - Дата доступа: 20.03.2019
3. Реакторы на быстрых нейтронах – вот надежда человечества! // [Электронный ресурс] – 2013.- Режим доступа: <https://habr.com/ru/post/180717>. - Дата доступа: 21.03.2019
4. Баллада о быстрых нейтронах // [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://www.popmech.ru/science/9816-ballada-o-bystrykh-neytronakh-unikalnyu-reaktor-beloyarskoj-aes/#part0>. – Дата доступа: 24.03.2019
5. Левин В. Е. Ядерная физика и ядерные реакторы/ В.Е. Левин. - Москва: Атомиздат, 1979. – 4-е изд.
6. Петунин В. П. Теплоэнергетика ядерных установок / В.П. Петунин. - Москва: Атомиздат, 1960.

УДК 621.315.29

КАБЕЛЬНЫЙ КАНАЛ ДЛЯ УКЛАДКИ КАБЕЛЯ ПРИ ПОВОРОТЕ

Шелест А.А.

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

Традиционна прокладка электропроводки в жилых и общественных помещениях выполняется открытым или спрятанным внутри строительных элементов способом. Использование специальных пластиковых коробов позволяет повысить электрическую безопасность и улучшить дизайн помещений с открытой проводкой.

Они изготавливаются всегда с плоским основанием, которое предназначено для крепления к ровной поверхности строительной конструкции.

В случае параллельной прокладки нескольких кабелей выбирается конструкция короба, соответствующего их размерам в поперечном сечении. При этом учитывают, что допускается прокладка электрических проводов и слаботочных цепей в одном кабель-канале, который разделен специальными перегородками.

К корпусу по всей длине крепится фланец для крепления кабель канала на плоской поверхности, при этом кабель канал имеет дополнительные каналы снаружи для прокладки кабелей.

Кабельный канал, который имеет дополнительный канал, выполненный в виде первого наружного канала, проходящего вдоль корпуса, выполняется разъемным с возможностью схватывания еще одного дополнительного канала.

Дополнительный кабельный канал включает внутренний канал, проходящий по всей длине отдельно от основного канала и с возможностью размещения дополнительных кабелей.

Каждый последующий дополнительный канал выполняется разъемным с возможностью схватывания дополнительных каналов.

Кабель-каналы из ПВХ снабжаются дополнительными аксессуарами, обеспечивающими закрепление в них электропроводки определенными способами и крепление корпусов всевозможных розеток и выключателей.

Многие кабель-каналы имеют приспособления для встроенного монтажа розеток и выключателей наружной установки. Это не только облегчает работу, но и красиво смотрится.

Радиально устанавливаемые вставки защищают проводку от механических воздействий на стыках стен, придают конструкции большую прочность. Крепежные планки позволяют добиться плотного прилегания внутренней поверхности крышки к коробу.

Отдельные кабель-каналы выпускаются с подготовленными отверстиями, имеющими овальную форму для крепления к стене. Они позволяют немного сдвигать корпус в осевом направлении при монтаже после установки крепления до окончательной фиксации затяжных саморезов.

Способ крепления короба шурупами не является единственным. Можно воспользоваться:

- строительным пистолетом;
- клеевыми составами;
- клеящейся двухсторонней лентой.

Какой из них лучше подходит для конкретных условий следует определять индивидуально. Однако, при выполнении трасс кабель-каналов внутри дома быстрее всего монтаж производится строительным пистолетом. Использование дюбелей и саморезов связано со сверлением. А крепление клеевыми составами рекомендуется для небольших участков.

Корпус кабель-каналов выполнен из самозатухающей пластмассы ПВХ и не подвержен воздействию ультрафиолета, ударопрочный,

При сильных перегибах или деформировании кабель канала сохраняет свою форму благодаря специальным добавкам в состав пластмассы. Ребристая поверхность тыльной части короба, за счет большей контактной поверхности, обеспечивает повышенную надежность крепления при монтаже на двухсторонний скотчи или клей.

ПВХ материал обладает определенной прочностью и хорошей эксплуатационной стойкостью. В то же время он доступен для обработки обычными режущими инструментами: ножами и пилами с мелкими зубьями, сверлами, усиленными ножницами.

Литература

1. А.С.2011135913. «Кабель канал для обслуживания абонентской системы м горизонтальной укладкой кабеля в приложениях типа многоквартирный дом», - Бернлунд Сидни Дж.(US), Петерсен Курт Х.(US), Томпсон Зкари М.(US), Борер Виктор Дж.(US), Уилкс Линни М.(US).

УДК 621.315.172(088.8)

СИСТЕМА МОНИТОРИНГА ТЕМПЕРАТУРЫ И СТРЕЛЫ ПРОВЕСА ФАЗНЫХ ПРОВОДОВ И ГРОЗОЗАЩИТНЫХ ТРОСОВ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ 110-500КВ

Сугак В.С., Шматов Н.А., Панасюк А.С.

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

Система относится к электроэнергетике и предназначено для дистанционного определения сведений о текущем состоянии воздушных линий электропередачи.

Задача системы - исключить необходимость создания и эксплуатации специализированных технологических средств для измерения параметров положения провода и/или для связи с пунктом сбора измерительной информации и, тем самым, повысить надежность функционирования устройства как автономного элемента системы мониторинга состояния проводов ВЛ, а также ввести возможность передачи данных с помощью оптоволоконна.

Сущность заявленного метода состоит в том, что электрически пассивные датчики размещаются в натяжных креплениях анкерных опор и посредством беспроводных каналов связи передают информацию на ПС. Алгоритм интерпретации анализирует измерения и рассчитывает такие параметры как стрела провеса, стенка гололеда, а также определяет наличие повреждений.

Принцип действия алгоритма:

1. Измерения датчиков (тяжение, вибрация, температура).
2. Расчет стрел провеса и тяжения проводов и тросов в программе.
3. Расчеты величин и интерпретация событий.

Системы мониторинга воздушных электросетей ЛЭП обеспечивают дополнительные функции, позволяя повысить эффективность передачи электроэнергии и уменьшить потери. Мониторинг не только обеспечивает повышение надежности транспорта электроэнергии, но и способствует уменьшению расходов на обслуживание линий электропередачи за счет более оперативных и точных данных при локализации аварийных сегментов, а также прогнозирования проблемных ситуаций на трассе.

Датчики контролируют и передают информацию по следующим данным:

1. Температура
2. Угол наклона провода

Устанавливаемые инфракрасные термометры обеспечивают передачу данных по этой контролируемой величине с помощью оптоволоконной связи для дальнейшей ее обработки и сравнения со стандартами.

Угол наклона провода и выявление отклонения стрелы провеса от максимального значения (определенный в систематических расчетах проводов и тросов). Датчики устанавливаются по концам контролируемого участка,

направляются к центру пролета (предполагаемое места наименьшего расстояния провода до земли) и подают сигнал ниже максимального значения стрелы на 10 см. Когда прибор ‘чувствует’ провод, то соответствующая информация передается на П/С.

Система мониторинга состоит из сети измерительных блоков, связанных через канал связи с оборудованием на диспетчерском пункте. Измерительные блоки распределены вдоль трассы ЛЭП и монтируются непосредственно на высоковольтных проводах.

Диспетчерские пункты расположены в узловых точках сетей перераспределения энергии. В них используются системы, обеспечивающие обработку и интерпретацию полученных от измерительных блоков данных.

В зависимости от функционального назначения в системах мониторинга могут использоваться различные типы датчиков:

- температуры провода в пролете;
- механического напряжения провода в точках подвеса (тензодатчики);
- для измерения критических стрел провеса;
- вибрационных характеристик проводов (акселерометры).

Литература

1. M. Corti, S.Marazzini, F.Tavano. Misura a distanza delle vibrazioni dei conduttori delle linee elettriche aeree mediante l'impiego di laser, 85a Riunione Annuale dell'AEI, ottobre 1984.
2. А. с. 2526784 Н02J 13/00 “Устройство для дистанционного контроля состояния провода воздушной линии электропередач”, - Механошин Б.И., Шкапцов В.А.

УДК 621.315.29

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ КАБЕЛЬ

Денисевич Т.А.

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

Известен электрический кабель [1], содержащий образованную смолой на основе полифениленсульфидной смолы оболочку, в которой расположен, как минимум, один провод, покрытый слоем изоляции, состоящим из смолы, содержащей этилен, тетрафторэтилен, гексафторпропилен.

Недостатком такого кабеля является его повышенная материалоемкость и сложность изготовления из-за многокомпонентности оболочки и слоя изоляции провода.

Прототип [2] содержит образованную на основе сплошного полиэтилена оболочку (3), в которой расположен, как минимум, один провод (1), покрытый изоляционным слоем (2), состоящим из пористого материала, выполненного в виде вспененного сетчатого полиэтилена, имеющего по меньшей мере 35-процентную степень вспенивания и 40-процентную степень желатинизации.

Однако такой кабель обладает низкой универсальностью своего применения - только для систем кабельного телевидения и видеонаблюдения.

Для силовых и некоторых других видов кабелей и проводов применение полиэтилена, как правило, в том числе пористого (вспененного), в качестве изоляции и(или) оболочки недопустимо вследствие его горючести.

Поэтому основным видом пластмассовой изоляции и(или) оболочки в силовых и некоторых других видах кабелей и проводов, работающих при напряжении до 1 кВ включительно, является кабельный поливинилхлоридный пластикат, имеющий плотность в 1,23 - 1,8 г/см³ (в зависимости от марки).

Рассматриваемый кабель эксплуатируется под напряжением до 1 кВ включительно, обладает пониженной материалоемкостью, которая достигается применением в качестве изоляции и(или) оболочки, и(или) других элементов кабеля или провода вспененного (пористого) кабельного поливинилхлоридного пластиката, имеющего плотность в 0,88 - 1,2 г/см³ (в зависимости от степени вспенивания и применяемых марок такого пластиката).

При этом возможно применение кабеля со вспененной изоляцией и вспененной оболочкой.

Для получения упомянутых вспененной оболочки или вспененной изоляции возможно применение концентрата вспенивателя поливинилхлоридного пластиката (ПВХ) марки "Пенокон-ПВХ-К" [3] или аналогичных.

Вспенивание позволит снизить плотность изоляции и оболочки кабеля или провода без существенного изменения их физико-механических свойств и уменьшить материалоемкость таких изделий на 20-40 %.

Поливинилхлоридный пластикат вспенен химически (при переработке вводится концентрат вспенивателя в количестве 1,5-4,5 %).

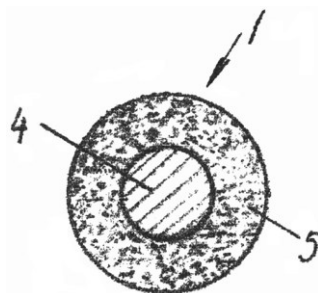


Рисунок 1 – Общий вид электрического провода.
1 – электрический провод, 4 – токопроводящая жила, 5 – изоляция

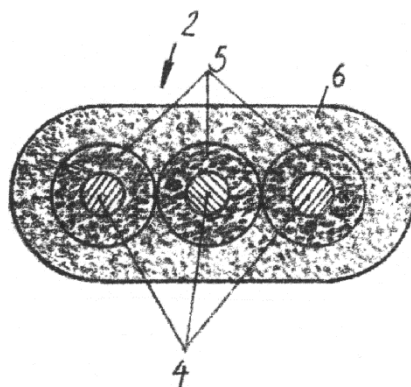


Рисунок 2 – Общий вид электрического кабеля 2.
1 – электрический провод, 4 – токопроводящая жила, 5 – изоляция

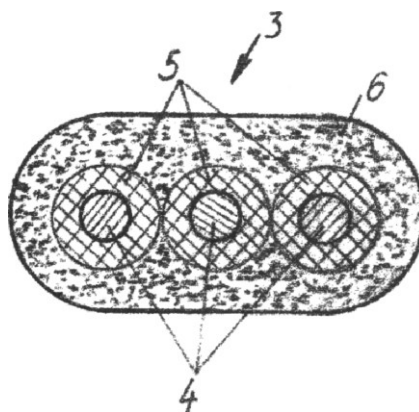


Рисунок 3 – Общий вид электрического кабеля 3.
1 – электрический провод, 4 – токопроводящая жила, 5 – изоляция

Электрический провод 1 (рис. 1) содержит токопроводящую жилу 4, а электрические кабели 2, 3 (рис. 2,3) - несколько таких проводов с токопроводящими жилами 4. Все показанные токопроводящие жилы 4 заключены в изоляцию 5, при этом изоляция 5 плоских электрических кабелей 2 и 3 покрыта оболочкой 6 непосредственно.

Изоляция 5 электрического провода 1 (рис. 1) может быть выполнена из вспененного материала (как показано) и применяться в электрическом кабеле 3 (рис. 3).

Оболочка 6 кабеля 3 (рис. 3) выполнена из вспененного материала, а оболочка 6 кабеля 2 может быть выполнена как из вспененного материала (рис. 2), так и из сплошного материала.

В качестве вспененного материала может применяться поливинилхлоридный пластикат, полученный добавкой концентрата вспенивателя поливинилхлоридного пластиката (ПВХ) марки "Пенокон-ПВХ-К" [3] в количестве 1,5-4,5 %.

Применение описанного вспененного материала позволяет сделать электрические провода и кабели более дешевыми и легкими. Например, если плотность сплошных поливинилхлоридных пластикатов находится в пределах 1,2-1,8 г/см³ (в зависимости от марки), то при степени вспенивания 30 % их плотность будет 0,84-1,26 г/см³.

Такие изделия обеспечат передачу электрической энергии по своим токопроводящим жилам при напряжениях до 1 кВ включительно. При этом достигается надежная герметизация токопроводящих жил от внешней среды, и друг от друг.

Литература

1. Заявка Японии 3175194 В2 04345703А, МПК Н 01В 7/02, 2001.
2. Заявка Японии 3239684 В2 08306250А, МПК Н 01В 7/02, 2001 (прототип).
3. Концентрат поливинилхлоридный вспенивающийся марки "Пенокон-ПВХ-К". Технические условия ТУ 6-55-221-1421-97. Разработчик ООО "ЭТИОЛ".- Владимир, 1997.

УДК 621.311

УРАВНЕНИЯ УЗЛОВЫХ НАПРЯЖЕНИЙ В ПОЛЯРНОЙ СИСТЕМЕ КООРДИНАТ В ФОРМЕ БАЛАНСА МОЩНОСТЕЙ

Смертьева И.В.

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

Математическая модель установившихся режимов ЭС представляется совокупностью уравнений, которое формируется на основе схем замещения и физических законов и позволяют описать установившийся режим. Наиболее распространенной формой уравнений установившегося режима (УУР), применяемых при расчетах на ЭВМ, является система уравнений узловых напряжений (УУН).

Для того, чтобы представить УУН в форме баланса мощностей в полярных координатах, необходимо выразить комплекс напряжения U_k через модуль V_k и фазовый угол сдвига δ_k комплекса напряжения относительно напряжения базисного узла [1, с. 39]:

$$U_k = V_k * e^{j\delta_k} = V_k * (\cos \delta_k + j * \sin \delta_k) \quad (1.1)$$

УУР в форме баланса токов [1, с. 36]:

$$\Delta I_k(U, P_k, Q_k) = \frac{P_k - j * Q_k}{U_k^*} - \sum_{m=1}^{n+1} Y_{km} * U_m = 0, \quad k \in P * V + P * (\quad (1.2)$$

где ΔI – небаланс тока в узле k , А;

U – комплексная величина напряжения в электрической сети;

P, Q – активная и реактивная мощности, отдаваемые генератором в сеть;

Y_{km} – взаимная проводимость ветви.

$$(V_k, U_k) = V_k^2 - U_k^* * U_k = 0, \quad k \in P * 1 \quad (1.3)$$

где ΔE – небаланс квадрата модуля напряжения.

Если каждое k -е уравнение системы УУР в форме баланса токов умножить на соответствующий сопряженный комплекс напряжения U_k^* , то можно получить следующую систему уравнений:

$$\Delta S^* = S_k^* - Y_{kk} * U_k * U_k^* - U_k^* * \sum_{k \neq m} Y_{km} * U_m, \quad k = \overline{1, n} \quad (1.4)$$

где ΔS – небаланс полной мощности;

Y_{kk} – собственная проводимость ветви

Используя (1.1), УУР в форме баланса мощностей (1.4) и сделав некоторые простые преобразования, получаем УУН в форме баланса мощностей в полярной системе координат [1, с. 40]:

$$\Delta P_k(P_k, V, \delta) = P_k - V_k^2 * G_{kk} - V_k * \sum_{m \in k} V_m * (G_{km} * \cos \delta_{km} + B_{km} * \sin \delta_{km}) =$$

$$k \in P * V + P * l$$

где ΔP – небаланс активной мощности; (1.5)

G – активная проводимость;

B – реактивная проводимость;

$$\Delta Q_k(Q_k, V, \delta) = Q_k + V_k^2 * B_{kk} + V_k * \sum_{m \in k} V_m * (B_{km} * \cos \delta_{km} - G_{km} * \sin \delta_{km}) =$$

$$k \in P * l$$

где ΔQ – небаланс реактивной мощности;

Проведем расчет режима следующей электрической сети, схема которой показана на рисунке 1.

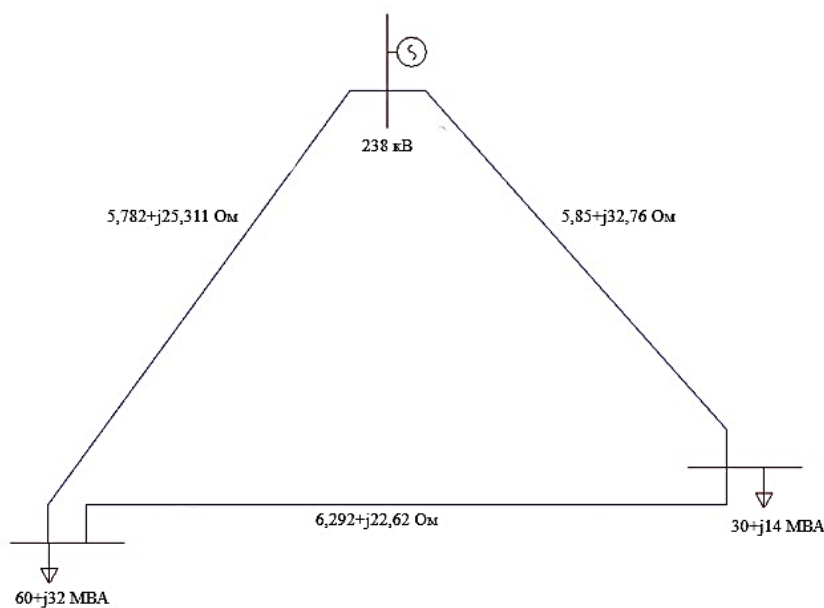


Рисунок 1 - Заданная схема сети с исходными данными

Составим систему УУН в форме баланса мощностей в полярных координатах.

Рассчитаем активную и реактивную проводимости, G и B:

$$G_{ww} := \operatorname{Re}(Yy) = \begin{pmatrix} 0.014 & -8.578 \times 10^{-3} & -5.282 \times 10^{-3} \\ -8.578 \times 10^{-3} & 0.02 & -0.011 \\ -5.282 \times 10^{-3} & -0.011 & 0.017 \end{pmatrix}$$

$$B := \operatorname{Im}(Yy) = \begin{pmatrix} -0.067 & 0.038 & 0.03 \\ 0.038 & -0.079 & 0.041 \\ 0.03 & 0.041 & -0.071 \end{pmatrix}$$

Зададим напряжение в балансирующем узле и начальные приближения:

$$\begin{aligned} d1 &:= 0 \cdot \text{deg} & V1 &:= U1 = 238 \\ d2 &:= 0 \cdot \text{deg} & V2 &:= 220 \\ d3 &:= 0 \cdot \text{deg} & V3 &:= 220 \end{aligned}$$

Блок решения УУН в программе Mathcad:

Given

$$\begin{aligned} \operatorname{Re}(-S2) - V2^2 \cdot G_{2,2} - V2 \cdot [V1 \cdot (G_{2,1} \cdot \cos(d2 - d1) + B_{2,1} \cdot \sin(d2 - d1)) + V3 \cdot (G_{2,3} \cdot \cos(d2 - d3) + B_{2,3} \cdot \sin(d2 - d3))] &= 0 \\ \operatorname{Re}(-S3) - V3^2 \cdot G_{3,3} - V3 \cdot [V1 \cdot (G_{3,1} \cdot \cos(d3 - d1) + B_{3,1} \cdot \sin(d3 - d1)) + V2 \cdot (G_{3,2} \cdot \cos(d3 - d2) + B_{3,2} \cdot \sin(d3 - d2))] &= 0 \\ \operatorname{Im}(-S2) + V2^2 \cdot B_{2,2} + V2 \cdot [V1 \cdot (B_{2,1} \cdot \cos(d2 - d1) - G_{2,1} \cdot \sin(d2 - d1)) + V3 \cdot (B_{2,3} \cdot \cos(d2 - d3) - G_{2,3} \cdot \sin(d2 - d3))] &= 0 \\ \operatorname{Im}(-S3) + V3^2 \cdot B_{3,3} + V3 \cdot [V1 \cdot (B_{3,1} \cdot \cos(d3 - d1) - G_{3,1} \cdot \sin(d3 - d1)) + V2 \cdot (B_{3,2} \cdot \cos(d3 - d2) - G_{3,2} \cdot \sin(d3 - d2))] &= 0 \end{aligned}$$

$$\begin{pmatrix} V2 \\ V3 \\ d2 \\ d3 \end{pmatrix} := \operatorname{Find}(V2, V3, d2, d3) = \begin{pmatrix} 233.706 \\ 234.373 \\ -0.022 \\ -0.019 \end{pmatrix}$$

Переведем углы в градусы:

$$\frac{d2}{\text{deg}} = -1.234 \quad \frac{d3}{\text{deg}} = -1.114$$

Проверим выполненные расчеты с помощью программы RastrWin. На рисунках 2, 3 и 4 представлены результаты расчета по программе.

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	Кт/р	N_амч	БД...	P_нач	Q_нач	Na	I_max
1	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	1	2			.	5,78	25,31					-54	-29		148
2	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	1	3			.	5,85	32,76					-37	-20		102
3	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	2	3			.	6,29	22,62					7	5		20

Рисунок 2 - Исходные данные и результаты расчетов по ветвям

	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
1	<input type="checkbox"/>		База	1		220					90,6	48,7	238,0				238,00	
2	<input type="checkbox"/>		Нагр	2		220			60,0	32,0							233,71	-1,23
3	<input type="checkbox"/>		Нагр	3		220			30,0	14,0							234,37	-1,11

Рисунок 3 - Исходные данные и результаты расчетов по узлам

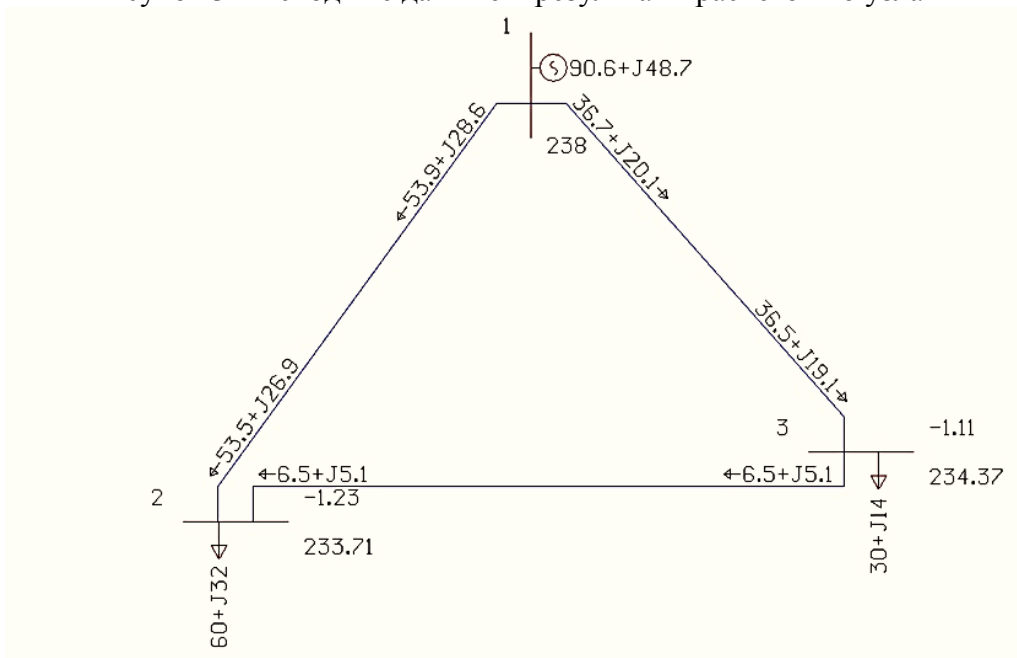


Рисунок 4 - Схема электрической сети с режимными параметрами

По результатам проведенных расчетов видно, что рассчитанные значения модуля напряжения и фазового угла получились практически одинаковыми. Расчет системы уравнений узловых напряжений в форме баланса мощностей в полярных координатах применим для схем, не содержащих в своем составе генерирующих источников, кроме балансирующего узла по активной и реактивной мощности (станция, ведущая по частоте, узел типа U, δ).

Литература

1. Вычислительные модели потокораспределения в электрических системах: монография/Б.И. Аюев, В.В Давыдов, П.М. Ерохин, В.Г. Неуймин; под ред. П.И. Бартоломея. – М. : Флинта : Наука, 2008. – 256 с.
2. Герасименко А.А. Передача и распределение электрической энергии / Герасименко А.А., Федин В.Т. – Изд. 2-е. – Ростов н/Д : Феникс, 2008. – 715 с.

УДК 621.311

ПРИМЕНЕНИЕ КАНОНИЧЕСКИХ НОРМ МАТРИЦ ДЛЯ АНАЛИЗА СХОДИМОСТИ ИТЕРАЦИОННЫХ ПРОЦЕССОВ

Бруцкий-Стемпковский Н.А.

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

Итерационные методы - это численные и приближенные методы решения систем уравнений. Суть метода заключается в нахождении по приближенному значению величины следующего значения, которое является более точным. Метод позволяет получить решение в виде предела:

$$X_* = \lim_{k \rightarrow \infty} X^{(k)},$$

где $X^{(k)}$ - вектор значений величины, полученный на k -той итерации.

Для того, чтобы решить систему уравнений итерационным методом, необходимо построить рекуррентное соотношение вида

$$X = \varphi(X)$$

и организовать циклические вычисления

$$X^{(k+1)} = \varphi(X^{(k)}).$$

В общем виде система уравнений имеет вид

$$X = \beta + \alpha \cdot X.$$

Для сходимости итерационного процесса решения системы, подготовленной к итерациям и приведенной к виду $X = \beta + \alpha \cdot X$, необходимо и достаточно, чтобы наибольшее по модулю собственное значение матрицы α , подготовленной к итерационному процессу, было меньше 1

$$|\lambda_{\alpha \max}| < 1.$$

Однако нахождение собственных значений - трудоемкий процесс. Для этого необходимо от каждого элемента, находящегося на главной диагонали, отнять некоторые λ_i и найти их, приравняв определитель данной матрицы к нулю.

Вместо собственных значений матрицы можно использовать более доступные величины - канонические нормы, а именно l , m или k -норму. Доказано, что любая из этих канонических норм больше любого из собственных значений λ_i [1].

l -норма - наибольшая из сумм элементов всех строк матрицы.

m -норма - наибольшая из сумм элементов всех столбцов матрицы.

k -норма - корень из суммы квадратов всех элементов матрицы (Евклидова норма).

Отыскание норм матрицы можно применить для решения системы уравнений режима электрической сети методом Ньютона [2]. В этом методе нелинейная система уравнений заменяется линейной. Коэффициенты в системе так же, как и значения напряжений в узлах, уточняются на каждой итерации. В этом и заключается вся сложность. Даже у заведомо расходящегося

итерационного процесса в начале и собственные значения матрицы коэффициентов, и её нормы могут быть по модулю меньше единицы.

В программе Mathcad отыскание собственных значений и норм матрицы реализовано с помощью встроенных функций:

$eigenvals(M)$ - возвращает вектор собственных значений матрицы M .

$norml(M)$ - возвращает наибольшую из m и l -норм матрицы M .

$norme(M)$ - возвращает Евклидову норму матрицы M .

Аргументом всех функций является квадратная матрица M .

Пример реализации алгоритма решения системы уравнений методом Ньютона:

```

B := k ← 0
      M ← 0
      while 1
          W ← Yy + diag  $\left[ \frac{\bar{S}}{(U^{(k+1)})^2} \right]$ 
          for i ∈ 1..rows(S)
              Fi ←  $\sum_{j=1}^{rows(S)} [Y_{y_{i,j}} \cdot (U^{(k+1)})_j] - \sum_{j=1}^{rows(S)} (Y_{y_{i,j}}) \cdot U_{bu} - \frac{\bar{S}_i}{[(\bar{U})^{(k+1)}]_i}$ 
              U(k+2) ← U(k+1) - W-1 · F
              λ(k+1) ← eigenvals(W)
              for i ∈ 1..rows(λ)
                  for j ∈ 1..cols(λ)
                      λi,j ← |λi,j|
              B(4.k+1) ← U(k+2)
              B(4.k+2) ← λ(k+1)
              B1,4.k+3 ← norml(W)
              B1,4.k+4 ← norme(W)
              break if  $||U^{(k+2)} - U^{(k+1)}|| < \varepsilon$ 
              for i ∈ 1..rows(B)
                  M ← Bi,4.k+2 if Bi,4.k+2 > M
              if M > 1
                  for i ∈ 1..rows(B)
                      Bi,4.k+1 ← 0
                  B
              break if M > 1
          k ← k + 1
    
```

В результате мы получаем матрицу B , у которой количество строк равно количеству узлов без балансирующего, а количество столбцов равно

количеству итераций, умноженное на 4. За одну итерацию алгоритм заполняет сразу 4 столбца. В первый записываются напряжения в узлах в алгебраической форме, во второй - собственные значения матрицы Якоби, третий - наибольшая из m и l-норм матрицы, четвертый - Евклидова норма матрицы.

Далее эти значения можно разложить по отдельным матрицам:

$$\begin{array}{l}
 \underline{U} := \left| \begin{array}{l} a \leftarrow 1 \\ \text{for } k \in 1.. \text{cols}(B) \\ \text{if } \text{mod}(k,4) = 1 \\ \left| \begin{array}{l} U^{(a)} \leftarrow B^{(k)} \\ a \leftarrow a + 1 \end{array} \right. \\ U \end{array} \right. \\
 \lambda := \left| \begin{array}{l} a \leftarrow 1 \\ \text{for } k \in 1.. \text{cols}(B) \\ \text{if } \text{mod}(k,4) = 2 \\ \left| \begin{array}{l} \lambda^{(a)} \leftarrow B^{(k)} \\ a \leftarrow a + 1 \end{array} \right. \\ \lambda \end{array} \right. \\
 \underline{\text{norm1}} := \left| \begin{array}{l} a \leftarrow 1 \\ \text{for } k \in 1.. \text{cols}(B) \\ \text{if } \text{mod}(k,4) = 3 \\ \left| \begin{array}{l} \text{norm1}^{(a)} \leftarrow B_{1,k} \\ a \leftarrow a + 1 \end{array} \right. \\ \text{norm1} \end{array} \right. \\
 \underline{\text{norme}} := \left| \begin{array}{l} a \leftarrow 1 \\ \text{for } k \in 1.. \text{cols}(B) \\ \text{if } \text{mod}(k,4) = 0 \\ \left| \begin{array}{l} \text{norme}^{(a)} \leftarrow B_{1,k} \\ a \leftarrow a + 1 \end{array} \right. \\ \text{norme} \end{array} \right.
 \end{array}$$

Рассчитаем режим электрической сети с различными коэффициентами утяжеления по нагрузке.

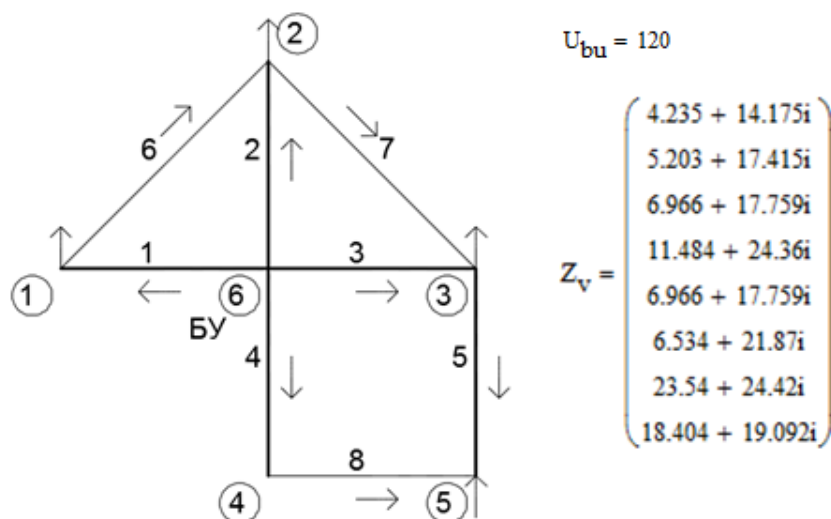


Рисунок 1 - Схема электрической сети с нумерацией узлов и ветвей, сопротивления ветвей

Расчет выполним в программах MathCad и RASTR.

Режим при номинальной нагрузке:

$$S = \begin{pmatrix} -57 - 20.688i \\ -26 - 13.32i \\ -21 - 11.335i \\ 0 \\ 45 + 23.054i \end{pmatrix} \quad Y_y = \begin{pmatrix} 0.032 - 0.107i & -0.013 + 0.042i & 0 & 0 & 0 \\ -0.013 + 0.042i & 0.049 - 0.116i & -0.02 + 0.021i & 0 & 0 \\ 0 & -0.02 + 0.021i & 0.059 - 0.119i & 0 & -0.019 + 0.049i \\ 0 & 0 & 0 & 0.042 - 0.061i & -0.026 + 0.027i \\ 0 & 0 & -0.019 + 0.049i & -0.026 + 0.027i & 0.045 - 0.076i \end{pmatrix}$$

При номинальной нагрузке итерационный процесс сошелся за 4 итерации. В узлах были получены следующие напряжения:

$$U_{last} = \begin{pmatrix} 115.839 - 4.769i \\ 116.923 - 2.841i \\ 120.212 - 0.558i \\ 122.025 + 1.993i \\ 124.543 + 3.212i \end{pmatrix} \quad U_{mod} := \begin{cases} \text{for } i \in 1..rows(U_{last}) \\ U_{mod_i} \leftarrow |U_{last_i}| \\ U_{mod} \end{cases} = \begin{pmatrix} 115.94 \\ 116.96 \\ 120.21 \\ 122.04 \\ 124.58 \end{pmatrix}$$

Также видно, что на каждой итерации собственные значения матрицы и канонические нормы не превышали по модулю единицу:

$$\lambda = \begin{pmatrix} 0.183 & 0.183 & 0.183 & 0.183 \\ 0.15 & 0.15 & 0.15 & 0.15 \\ 0.097 & 0.097 & 0.097 & 0.097 \\ 0.069 & 0.069 & 0.069 & 0.069 \\ 0.031 & 0.031 & 0.031 & 0.031 \end{pmatrix} \quad \text{norm1} = (0.213 \ 0.213 \ 0.213 \ 0.213) \\ \text{norme} = (0.269 \ 0.269 \ 0.269 \ 0.269)$$

По данным напряжениям и сопротивлениям были получены следующие токи в ветвях, кА:

$$I_v := \frac{dY_v \cdot M^T \cdot (U_{last} - U_{bu})}{\sqrt{3}} = \begin{pmatrix} 0.225 - 0.102i \\ 0.114 - 0.068i \\ 0.013 + 0.012i \\ -0.057 + 0.021i \\ -0.154 + 0.08i \\ -0.055 + 0.012i \\ -0.067 + 0.013i \\ -0.057 + 0.021i \end{pmatrix} \quad I_{vmod} := \begin{cases} \text{for } i \in 1..rows(I_v) \\ I_{vmod_i} \leftarrow |I_{v_i}| \\ I_{vmod} \end{cases} = \begin{pmatrix} 0.247 \\ 0.133 \\ 0.018 \\ 0.061 \\ 0.174 \\ 0.056 \\ 0.068 \\ 0.061 \end{pmatrix}$$

А также мощности в ветвях, МВ·А:

$$S_n := \text{diag}(\overline{I_v}) \cdot U_n \cdot \sqrt{3} = \begin{pmatrix} 46.724 + 21.264i \\ 23.787 + 14.096i \\ 2.779 - 2.522i \\ -11.879 - 4.376i \\ -32.157 - 16.586i \\ -11.051 - 2.018i \\ -13.601 - 2.372i \\ -12.007 - 4.647i \end{pmatrix} \quad S_k := \text{diag}(\overline{I_v}) \cdot U_k \cdot \sqrt{3} = \begin{pmatrix} 45.949 + 18.67i \\ 23.511 + 13.172i \\ 2.772 - 2.54i \\ -12.007 - 4.647i \\ -32.788 - 18.195i \\ -11.112 - 2.223i \\ -13.929 - 2.712i \\ -12.212 - 4.859i \end{pmatrix}$$

Результаты расчета режима электрической сети в программе RASTR представлены на рисунке 2.

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
База	6		120		1			61,4	28,5					120,00	
Нагр	5		110		1			45,0	23,0					124,58	1,48
Нагр	4		110		1									122,04	0,94
Нагр	3		110		1	21,0	11,3							120,21	-0,27
Нагр	2		110		1	26,0	13,3							116,96	-1,39
Нагр	1		110		1	57,0	20,7							115,94	-2,36

Рисунок 2 - Результаты расчета в RASTR при номинальной нагрузке

При увеличении нагрузки в узлах 6 раз итерационный процесс сходится за 37 итераций.

$$a := 6$$

$$S := \begin{cases} \text{for } i \in 1..rows(S) \\ S_i \leftarrow S_i \cdot a \text{ if } Re(S_i) < 0 \\ S \end{cases}$$

$$S = \begin{pmatrix} -342 - 124.129i \\ -156 - 79.921i \\ -126 - 68.008i \\ 0 \\ 45 + 23.054i \end{pmatrix}$$

На каждой итерации собственные значения матрицы и ее канонические нормы не превышают единицу по модулю:

	29	30	31	32	33	34	35	36	37
$\lambda =$	1	0.157	0.157	0.157	0.157	0.157	0.157	0.157	0.157
	2	0.172	0.172	0.172	0.172	0.172	0.172	0.172	0.172
	3	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09
	4	0.097	0.097	0.097	0.097	0.097	0.097	0.097	0.097
	5	0.031	0.031	0.031	0.031	0.031	0.031	0.031	...

norm1 =	29	30	31	32	33	34	35	36	37
1	0.206	0.206	0.206	0.206	0.206	0.206	0.206	0.206	...

norme =	29	30	31	32	33	34	35	36	37
1	0.281	0.281	0.281	0.281	0.281	0.281	0.281	0.281	...

Напряжения в узлах:

$$U_{last} = \begin{pmatrix} 64.158 - 29.937i \\ 81.177 - 20.327i \\ 99.209 - 13.675i \\ 115.096 - 3.597i \\ 109.385 - 5.403i \end{pmatrix}$$

$$U_{mod} := \begin{cases} \text{for } i \in 1..rows(U_{last}) \\ U_{mod_i} \leftarrow |U_{last_i}| \\ U_{mod} \end{cases} = \begin{pmatrix} 70.8 \\ 83.68 \\ 100.15 \\ 115.15 \\ 109.52 \end{pmatrix}$$

Результаты расчета режима электрической сети в программе RASTR представлены на рисунке 3.

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
База	6		120		1			716,0	675,0					120,00	
Нагр	5		110		1			45,0	23,0					109,51	-2,83
Нагр	4		110		1									115,15	-1,79
Нагр	3		110		1	126,0	68,0							100,14	-7,85
Нагр	2		110		1	156,0	79,9							83,68	-14,06
Нагр	1		110		1	342,0	124,1							70,80	-25,02

Рисунок 3 - Результаты расчета в RASTR утяжеленного режима

Увеличив нагрузку в 6,1 раза, мы получили, что на 66 итерации и собственные значения матрицы, и канонические нормы превысили единицу по модулю. Итерационный процесс расходится.

$$S = \begin{pmatrix} -347.7 - 126.198i & & & & \\ -158.6 - 81.253i & & & & \\ -128.1 - 69.141i & & & & \\ 0 & & & & \\ 45 + 23.054i & & & & \end{pmatrix} \quad \lambda^{(66)} = \begin{pmatrix} 1.283 \\ 0.169 \\ 0.119 \\ 0.097 \\ 0.031 \end{pmatrix}$$

$$\text{norm1}^{(66)} = (1.326)$$

$$\text{norme}^{(66)} = (1.305)$$

При расчете режима с такими нагрузками программа RASTR выдает сообщение о критическом снижении напряжения в одном из узлов и прекращает расчет режима (рисунок 4).

Ит	Мах.наб.	Узлы	>V	Узел	<V	Узел	Угол	Линия	Rk	Шаг		
0	326.4	55.0	1	1	1.00	6	1.00	6	0.0	4-5	0.00	1.000
1	3.7	4.4	2	1	1.05	4	0.64	1	25.4	6-1	52.57	1.000
2	2.0	1.0	1	1	1.04	4	0.60	1	27.2	6-1	3.26	1.000
3	2.6	1.0	1	1	1.04	4	0.55	1	29.5	6-1	0.78	1.000
4	2.0	0.8	1	1	1.04	4	0.59	1	27.5	6-1	1.30	1.000
5	4.1	1.6	1	1	1.04	4	0.54	1	30.3	6-1	0.50	1.000
6	1.8	0.7	1	1	1.04	4	0.58	1	28.4	6-1	2.25	1.000
7	32.7	13.3	1	1	1.05	4	0.73	1	20.6	6-1	0.05	1.000
8	8.7	3.8	1	1	1.05	4	0.65	1	24.5	6-1	3.72	1.000
9	2.8	1.2	1	1	1.04	4	0.61	1	26.7	6-1	3.16	1.000
10	1.9	0.7	1	1	1.04	4	0.57	1	28.6	6-1	1.49	1.000
11	8.0	3.2	1	1	1.05	4	0.65	1	24.7	6-1	0.23	1.000
12	2.6	1.1	1	1	1.04	4	0.61	1	26.9	6-1	3.11	1.000
13	2.0	0.8	1	1	1.04	4	0.57	1	28.9	6-1	1.29	1.000
14	4.2	1.7	1	1	1.04	4	0.62	1	26.0	6-1	0.48	1.000
15	1.8	0.7	1	1	1.04	4	0.59	1	27.8	6-1	2.32	1.000
16	10.0	3.8	1	1	1.04	4	0.50	1	32.2	6-1	0.18	1.000

*** Недопустимое снижение напряжения в узле 1 **

Рисунок 4 - Результаты расчета в RASTR режима с нагрузкой выше предельной

По результатам проведенных расчётов можно отметить:

- метод Ньютона очень удобен при расчетах стационарных режимов сети. Дает быструю и устойчивую сходимость, что дает возможность точно и надежно определять параметры номинальных, а также тяжелых и близких к предельным режимов;

- для ускорения расчетов расходящихся итерационных процессов вместо определения собственных значений можно определять канонические нормы матриц, которые рассчитываются быстрее и задействуют меньше вычислительной мощности.

Литература

1. Применение матричных методов для расчета и анализа режимов электрических сетей: методическое пособие по выполнению курсовой работы и изучению дисциплины «Математические модели в энергетике» для студентов специальности 1-43 01 02 «Электроэнергетические системы и сети»/ Т.А. Шиманская-Семенова. - Минск: БНТУ, 2010. - 158 с.
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.
3. 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

РАСЧЕТ РЕЖИМА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ МЕТОДОМ УРАВНЕНИЙ УЗЛОВЫХ НАПРЯЖЕНИЙ В ПРЯМОУГОЛЬНЫХ КООРДИНАТАХ

Рогацевич В.Р.

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

Расчет установившихся режимов ЭС в классическом виде заключается в определении напряжений в узлах сети, используя которые, находят потокораспределение и потери мощности. Математически эта задача формулируется как решение системы нелинейных алгебраических или тригонометрических уравнений, описывающих режим. В основе такого описания состояния ЭС лежат законы Кирхгофа и Ома, устанавливающие связи между токами, напряжениями и параметрами сети. Непосредственно применение уравнений Кирхгофа неэффективно и в алгоритмах для ЭВМ не используется. Для построения соответствующих алгоритмов электрического расчета наиболее эффективными и удобными для реализации на ЭВМ являются уравнения узловых напряжений (потенциалов), связывающие напряжения в узлах ЭС и мощности (токи), подводимые к этим узлам, через параметры схемы.

Уравнения узловых напряжений (УУН) следуют из первого закона Кирхгофа в результате представления по закону Ома токов во всех ветвях через узловые напряжения и проводимости ветвей.

Существуют 2 способа записи УУН:

- в прямоугольных координатах;
- в полярных координатах/

УУН в прямоугольной системе координат бывают в форме баланса мощностей и токов [2, 321].

При расчетах электрических режимов ЭЭС на ЭВМ целесообразно использовать наиболее точные модели электрических нагрузок. Узловые нагрузки генераторов и потребителей задаются их нелинейной зависимостью от узловых напряжений в виде узлового тока (нелинейного источника тока) [2, 321], т. е.

$$I_i = \frac{S_i^*}{3 \cdot U_{\phi i}} = \frac{S_i^*}{\sqrt{3} \cdot U_i} \quad (1)$$

Отмеченная нелинейность проявляется при представлении в узлах нагрузки потребителей или генераторов неизменной мощностью:

$$S_i = \sqrt{3} \cdot U_i \cdot I_i = P_i + j \cdot Q_i = const, \quad (2)$$

Если во всех n узлах (кроме балансирующего, имеющего номер $n + 1$) заданы нагрузки указанными моделями, то для ЭС трехфазного переменного тока имеем систему n нелинейных УУН с комплексными коэффициентами. Различают две формы таких уравнений:

уравнение баланса токов:

$$w_{li} = Y_{ii} \cdot \dot{U}_i - \sum_{j=1, j \neq i}^n Y_{ij} \cdot \dot{U}_j - Y_{i\delta} \cdot \dot{U}_\delta + \frac{S_i^*}{U_i} = 0, \quad i = \overline{1, n} \quad (3)$$

уравнение баланса мощностей:

$$w_{Si} = Y_{ii} \cdot U_i^2 - U_i \sum_{j=1, j \neq i}^n Y_{ij} \cdot \dot{U}_j - U_i \cdot Y_{i\delta} \cdot \dot{U}_\delta + S_i = 0, \quad i = \overline{1, n}; \quad (4)$$

В данных уравнениях функции w_{li}, w_{Si} комплексных переменных напряжений узлов соответствуют небалансу полного тока или полной мощности в i -м узле.

В системе нелинейных уравнений (1.3) наряду с комплексами напряжений в число неизвестных входит реактивная мощность PV узлов. Недостаток этого способа является увеличение размерности системы нелинейных уравнений на число PV узлов, которое в ЭС может быть довольно большим.

В системе (4) w_{Si} есть небаланс квадрата модуля напряжения. Порядок системы равен $2n$. По сравнению с (3) число решаемых уравнений меньше на число PV узлов

Регулируемые узлы типа PV – узлы с заданным модулем напряжения, в которых имеется регулятор или любое другое средство поддержания модуля напряжения.

УУН в прямоугольной системе координат. Примем комплексные величины в виде:

$$Y_{ij} = g_{ij} + j \cdot b_{ij}, \quad U_i = U_i' + j \cdot U_i'', \quad S_i = P_i + j \cdot Q_i; \quad (5)$$

В результате замены комплексов через их составляющие и выполнения несложных алгебраических преобразований в уравнениях (1.3) и (1.4), выделив в них отдельно действительные и мнимые составляющие небалансов токов:

$$w_{li} = w_{lai}(\overline{U}', \overline{U}'') + j \cdot w_{lri}(\overline{U}', \overline{U}''), \quad i = \overline{1, n}, \quad (6)$$

и небаланса мощностей:

$$w_{Si} = w_{Pi}(\overline{U}', \overline{U}'') + j \cdot w_{Qi}(\overline{U}', \overline{U}''), \quad i = \overline{1, n}. \quad (7)$$

Получим следующие системы нелинейных уравнений двойного порядка с вещественными коэффициентами:

в форме баланса активных и реактивных составляющих токов:

$$w_{lai} = g_{ii} \cdot U_i' - b_{ii} \cdot U_i'' - \sum_{j=1, j \neq i}^n (g_{ij} \cdot U_j' - b_{ij} \cdot U_j'') - \operatorname{Re}\left(\frac{S_i^*}{U_i}\right) = 0, \quad (8a)$$

$$w_{lri} = b_{ii} \cdot U_i' + g_{ii} \cdot U_i'' - \sum_{j=1, j \neq i}^{n+1} (b_{ij} \cdot U_j' + g_{ij} \cdot U_j'') - \operatorname{Im}\left(\frac{S_i^*}{U_i}\right) = 0, \quad (8б)$$

$$i = 1, 2, \dots, n$$

и в форме баланса активных и реактивных мощностей:

$$w_{P_i}(\overline{U}', \overline{U}'') = g_{ii} \cdot (U_i'^2 + U_i''^2) - \sum_{j=1, j \neq i}^n g_{ij} \cdot (U_i' \cdot U_j' + U_i'' \cdot U_j'') -$$

$$- \sum_{j=1, j \neq i}^n b_{ij} \cdot (U_i' \cdot U_j'' - U_i'' \cdot U_j') - P_i = 0 \quad (9a)$$

$$w_{Q_i}(\overline{U}', \overline{U}'') = b_{ii} \cdot (U_i'^2 + U_i''^2) - \sum_{j=1, j \neq i}^n b_{ij} \cdot (U_i' \cdot U_j' + U_i'' \cdot U_j'') -$$

$$- \sum_{j=1, j \neq i}^n g_{ij} \cdot (U_i' \cdot U_j'' - U_i'' \cdot U_j') + Q_i = 0 \quad (9b)$$

$$i = 1, 2, \dots, n$$

где $\overline{U}' = \{U_1' U_2' \dots U_n'\}$, $\overline{U}'' = \{U_1'' U_2'' \dots U_n''\}$ - векторы действительных и мнимых составляющих напряжений, относительно которых решаются данные системы нелинейных уравнений.

Выполним расчет электрической сети [3], представленной на рисунке 1, с помощью УУН в прямоугольной системе координат [1].

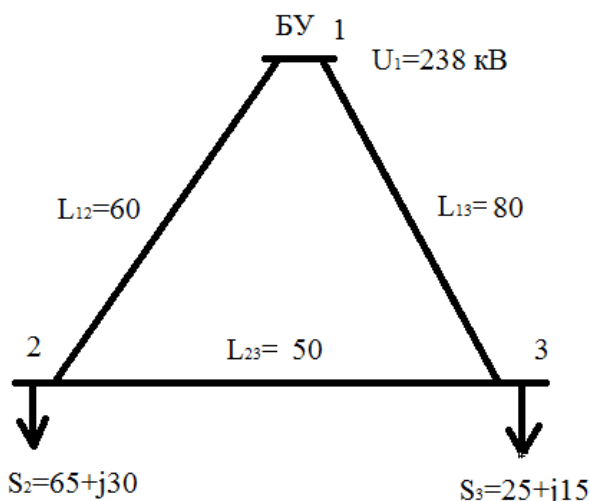


Рисунок 1 – Расчетная схема электрической сети

Номинальное напряжение электрической сети равно 220 кВ, а напряжение в балансирующем узле принимаем равным 238 кВ.

Первая матрица соединений «узлы-ветви»:

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

Первая матрица инцидентности без БУ:

$$M := \text{submatrix}(M_s, 2, 3, 1, 3) = \begin{pmatrix} -1 & 0 & 1 \\ 0 & -1 & -1 \end{pmatrix}$$

Диагональная матрица сопротивлений ветвей, Ом:

$$dZ_v := \text{diag}(Z_v) = \begin{pmatrix} 5.88 + 25.74i & 0 & 0 \\ 0 & 6 + 33.6i & 0 \\ 0 & 0 & 6.05 + 21.75j \end{pmatrix}$$

Найдем матрицу узловых проводимостей, См:

$$Y_y := M_s \cdot dZ_v^{-1} \cdot M_s^T = \begin{pmatrix} 0.014 - 0.066i & -8.435 \times 10^{-3} + 0.037i & -5.15 \times 10^{-3} + 0.029i \\ -8.435 \times 10^{-3} + 0.037i & 0.02 - 0.08i & -0.012 + 0.043i \\ -5.15 \times 10^{-3} + 0.029i & -0.012 + 0.043i & 0.017 - 0.072i \end{pmatrix}$$

Матрица действительных и мнимых составляющих проводимостей:

$$G := \text{Re}(Y_y) = \begin{pmatrix} 0.014 & -8.435 \times 10^{-3} & -5.15 \times 10^{-3} \\ -8.435 \times 10^{-3} & 0.02 & -0.012 \\ -5.15 \times 10^{-3} & -0.012 & 0.017 \end{pmatrix}$$

$$B := \text{Im}(Y_y) = \begin{pmatrix} -0.066 & 0.037 & 0.029 \\ 0.037 & -0.08 & 0.043 \\ 0.029 & 0.043 & -0.072 \end{pmatrix}$$

Принимаем V – действительная часть напряжения и W – мнимая часть напряжения.

Зададим начальные приближения:

$$V1 := U1 = 238 \quad V2 := 220 \quad V3 := 220$$

$$W1 := 0 \quad W2 := 10 \quad W3 := 10$$

Блок решения в программе Mathcad:

Given

$$\begin{aligned} \text{Re}(-S2) - G_{2,2} \cdot (V2^2 + W2^2) - [G_{2,1} \cdot (V2 \cdot V1 + W2 \cdot W1) + G_{2,3} \cdot (V2 \cdot V3 + W2 \cdot W3)] + [B_{2,1} \cdot (V2 \cdot W1 - W2 \cdot V1) + B_{2,3} \cdot (V2 \cdot W3 - W2 \cdot V3)] &= 0 \\ \text{Re}(-S3) - G_{3,3} \cdot (V3^2 + W3^2) - [G_{3,1} \cdot (V3 \cdot V1 + W3 \cdot W1) + G_{3,2} \cdot (V3 \cdot V2 + W3 \cdot W2)] + [B_{3,1} \cdot (V3 \cdot W1 - W3 \cdot V1) + B_{3,2} \cdot (V3 \cdot W2 - W3 \cdot V2)] &= 0 \\ \text{Im}(-S2) + B_{2,2} \cdot (V2^2 + W2^2) + [B_{2,1} \cdot (V2 \cdot V1 + W2 \cdot W1) + B_{2,3} \cdot (V2 \cdot V3 + W2 \cdot W3)] + [G_{2,1} \cdot (V2 \cdot W1 - W2 \cdot V1) + G_{2,3} \cdot (V2 \cdot W3 - W2 \cdot V3)] &= 0 \\ \text{Im}(-S3) + B_{3,3} \cdot (V3^2 + W3^2) + [B_{3,1} \cdot (V3 \cdot V1 + W3 \cdot W1) + B_{3,2} \cdot (V3 \cdot V2 + W3 \cdot W2)] + [G_{3,1} \cdot (V3 \cdot W1 - W3 \cdot V1) + G_{3,2} \cdot (V3 \cdot W2 - W3 \cdot V2)] &= 0 \end{aligned}$$

$$\begin{pmatrix} V2 \\ W2 \\ V3 \\ W3 \end{pmatrix} := \text{Find}(V2, W2, V3, W3) = \begin{pmatrix} 233.633 \\ -5.296 \\ 234.285 \\ -4.475 \end{pmatrix}$$

Модули напряжений, кВ

$$U2 := \sqrt{V2^2 + W2^2} = 233.693$$

$$U3 := \sqrt{V3^2 + W3^2} = 234.327$$

Углы напряжений, градусы

$$d2 := \frac{\text{atan}\left(\frac{W2}{V2}\right)}{\text{deg}} = -1.299$$

$$d3 := \frac{\text{atan}\left(\frac{W3}{V3}\right)}{\text{deg}} = -1.094$$

Проверим правильность решения с помощью программы RastrWin.

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	В_ш	V	Delta	Тер...
1			База	1		238					90,6	47,8					238,00		
2			Нагр	2		220			65,0	30,0							233,69	-1,30	
3			Нагр	3		220			25,0	15,0							234,33	-1,09	

Рисунок 2 – Исходные данные и результат расчетов по узлам

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	В_ш	V	Delta	Тер...
1			База	1		238					90,6	47,8					238,00		
2			Нагр	2		220			65,0	30,0							233,69	-1,30	
3			Нагр	3		220			25,0	15,0							234,33	-1,09	

Рисунок 3 - Исходные данные и результат расчетов по ветвям

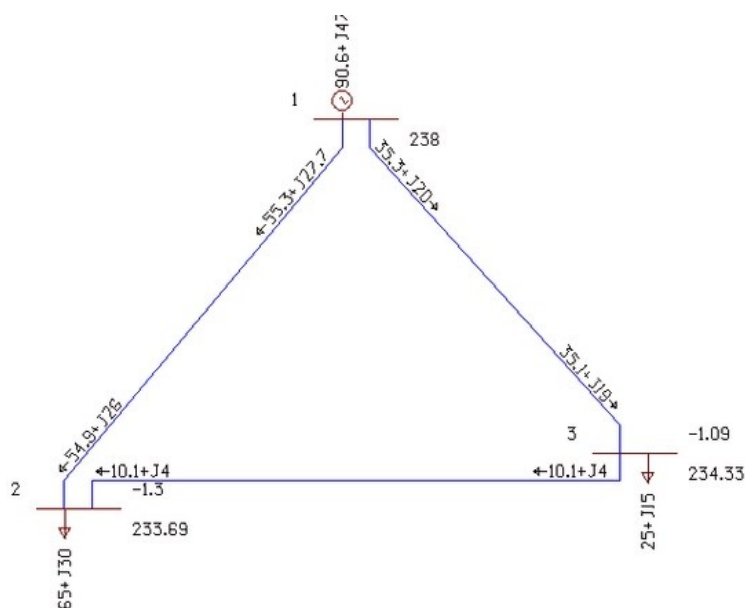


Рисунок 4 – Схема электрической сети с режимными параметрами

Вывод

При нахождении напряжения в узлах сети при помощи УУН в прямоугольной системе координат мы получили $U_2 = 233.693$ кВ и $U_3 = 234.327$ кВ. Этот результат так же подтверждается расчетом в программе RastrWin. Основным плюсом, при расчете режима электрической сети по УУН в прямоугольной системе координат, является исключение необходимости работы с комплексными числами.

Литература

1. Вычислительные модели потокораспределения в электрических системах: Учебное пособие/ Б.И. Аюев, В.В. Дамыдов. – Москва: Флинта: Издательские проекты, 2008.- 255 с.
2. Передача и распределение электрической энергии: Учебное пособие/ А. А. Герасименко, В. Т. Федин. - Ростов-н/Д.: Феникс; Красноярск: Издательские проекты, 2006. - 720 с.
3. Электрические системы и сети: Методическое пособие/ В. Т. Федин, А.М. Зорич.- Минск: БНТУ, 2000. – 54 с.

УДК 621.311

РАСЧЕТ РЕЖИМА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ МЕТОДОМ НЬЮТОНА С УЧЕТОМ СТАТИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Мензлеев А. С.

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

Характеристики нагрузки оказывают большое влияние на режимы работы энергосистем. В особенности влияние проявляется в аварийных режимах, при отклонении напряжения до величин близких к предельно допустимым. Учет характеристик повышает точность расчета установившихся режимов и определение устойчивости энергосистем. Статические характеристики нагрузки узлов энергосистем отражают зависимость совокупной нагрузки потребителей электроэнергии от напряжения. С течением времени подключаются новые потребители, претерпевает изменения нагрузка из-за ввода в эксплуатацию нового оборудования. Вследствие описанных процессов требуется периодическое уточнение статических характеристик нагрузки.

Характеристикой каждого электроприемника и потребителей в целом является потребляемая ими активная и реактивная мощность. Величина мощности потребителей зависит как от режима (порядка) их работы во времени, так и от параметров режима - напряжения на зажимах электропотребителя и частоты в электрической сети.

Зависимости, показывающие изменение активной и реактивной мощности [1]

$$P = \varphi(f, U) \text{ и } Q = \psi(f, U) \quad (1)$$

от частоты f и подведенного напряжения U при медленных изменениях этих параметров, называют статическими характеристиками нагрузки (СХН).

Для расчета данной характеристики используем метод Ньютона первого порядка. Основное достоинство метода, при сравнительно несложной вычислительной схеме, заключается в быстрой и устойчивой сходимости, что позволяет надежно определить параметры нормальных эксплуатационных, а также тяжелых и близких к предельным электрических режимов.

Статические характеристики нагрузок можно выразить аналитически в виде полиномов n -й степени. Тогда, например, СХН по напряжению можно записать в виде [1]:

$$P(U) = P_{\text{ном}} \left[\alpha_0 + \alpha_1 \frac{U}{U_{\text{ном}}} + \alpha_2 \left(\frac{U}{U_{\text{ном}}} \right)^2 + \dots + \alpha_n \left(\frac{U}{U_{\text{ном}}} \right)^n \right] \quad (2)$$

$$Q(U) = Q_{\text{ном}} \left[\beta_0 + \beta_1 \frac{U}{U_{\text{ном}}} + \beta_2 \left(\frac{U}{U_{\text{ном}}} \right)^2 + \dots + \beta_n \left(\frac{U}{U_{\text{ном}}} \right)^n \right],$$

где $P_{\text{ном}}$, $Q_{\text{ном}}$ — активная и реактивная мощности нагрузки, соответствующие номинальному напряжению или данным контрольного

замера, соответствующего номинальному режиму узла нагрузки; U - текущее значение напряжения; α, β - коэффициенты аппроксимирующих полиномов.

С достаточной для практических расчетов точностью СХН отражаются полиномами второй степени [1]:

$$P(U) \approx P_{\text{ном}}(\alpha_0 + \alpha_1 U + \alpha_2 U^2) \quad (3)$$

$$Q(U) \approx Q_{\text{ном}}(\beta_0 + \beta_1 U + \beta_2 U^2)$$

где $U = U/U_{\text{ном}}$ — текущее относительное значение напряжения.

Значения коэффициентов для любых СХН удовлетворяют условию [1]:

$$\alpha_0 + \alpha_1 + \alpha_2 = 1 \text{ и } \beta_0 + \beta_1 + \beta_2 = 1 \quad (4)$$

При отсутствии достоверной информации об СХН узла ЭС, используются обобщенные типовые коэффициенты, различающиеся в зависимости от класса напряжения и характера моделируемой нагрузки.

Выполним расчет режима электрической сети, представленной на рисунке 1. Напряжение в балансирующем узле 120 кВ.

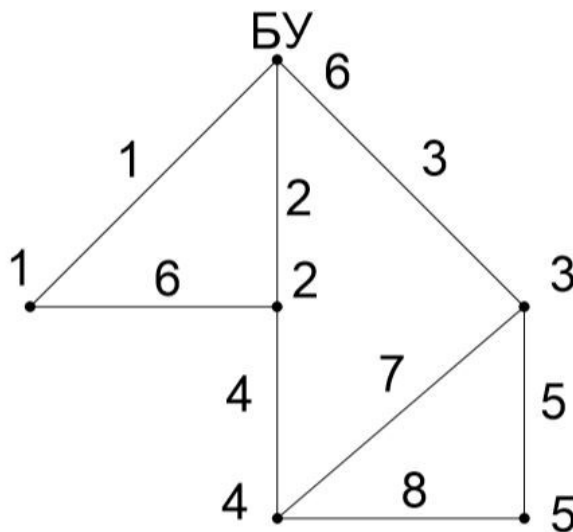


Рисунок 3 - Схема электрической сети

Реализация метода Ньютона в программе Mathcad представлена ниже. Полную мощность S нагрузочных узлов заменяем статическими характеристиками.

При записи метода Ньютона приняты следующие обозначения: P_n, Q_n - активная и реактивная мощности, соответствующие номинальному напряжению, U_0 - матрица напряжений, $U_{\text{ном}}$ - номинальное напряжение сети, U_{bu} - напряжение на балансирующем узле, Y_u - матрица узловых проводимостей без балансирующего узла, Y_{bu} - матрица узловой проводимости балансирующего узла.


```

Un := while 1
    for i ∈ 1..5
        Sti ← [ Pni · [ 0.83 - 0.3 ·  $\frac{|U_{0,i,k+1}|}{U_{nom}}$  + 0.47 ·  $\left(\frac{|U_{0,i,k+1}|}{U_{nom}}\right)^2$  ] + j · Qni · [ 3.7 - 7 ·  $\frac{|U_{0,i,k+1}|}{U_{nom}}$  + 4.3 ·  $\left(\frac{|U_{0,i,k+1}|}{U_{nom}}\right)^2$  ] ] if Pni < 0
        Sti ← Sni otherwise
        Wi,k+1 ←  $\sum_{j=1}^5 (Y_{y_{i,j}} \cdot U_{0,j,k+1}) - \frac{\overline{St}_i}{U_{0,i,k+1}} - U_{bu} \cdot Y_{bu_{1,i}}$ 
        V ← Yy + diag [  $\frac{\overline{St}}{(U_{0}^{<k+1>})^2}$  ]
        U0<k+2> ← U0<k+1> - (V-1) · W<k+1>
        break if |U0<k+2> - U0<k+1>| < 0.001
        k ← k + 1
    U0
    
```

На одиннадцатой итерации получили следующие значения напряжений в узлах.

$$U_n^{<11>} = \begin{pmatrix} 114.806 - 3.923i \\ 116.751 - 2.464i \\ 114.013 - 2.445i \\ 110.273 - 5.836i \\ 106.346 - 7.888i \end{pmatrix} \quad \left| U_n^{<11>} \right| = \begin{pmatrix} 114.873 \\ 116.777 \\ 114.04 \\ 110.427 \\ 106.639 \end{pmatrix}$$

Как видно расчет напряжения MathCad и RASTR различается на 0,02кВ, причиной этого является то, что мы использовали в методе Ньютона в качестве критерия окончания итерационного процесса разность модулей напряжений на соседних итерациях. Программа RASTR в качестве критерия окончания итерационного процесса использует небаланс мощностей в узлах, что является более правильным.

Сравним расчет режима электрической сети без учета СХН (рисунок 2) и с учетом СХН (рисунок 3) с помощью программы RASTR.

	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	<input type="checkbox"/>		Нагр	1		110			34,0	12,3							115,06	-1,93	
2	<input type="checkbox"/>		Нагр	2		110											116,80	-1,20	
3	<input type="checkbox"/>		Нагр	3		110					34,0	22,8					113,88	-1,22	
4	<input type="checkbox"/>		Нагр	4		110			29,0	14,0							110,27	-3,04	
5	<input type="checkbox"/>		Нагр	5		110			59,0	28,6							106,26	-4,27	
6	<input type="checkbox"/>		База	6		120					94,0	42,7					120,00		

Рисунок 2 - Расчет режима электрической сети без учета СХН

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N_схн	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	B_ш	V	Delta	Pн_расч	Pг_расч	Qн_расч	Qг
1	<input type="checkbox"/>		Нагр	1		110	1		34,0	12,3				114,89	-1,96	35		13	
2	<input type="checkbox"/>		Нагр	2		110								116,79	-1,21				
3	<input type="checkbox"/>		Нагр	3		110					34,0	22,8		114,06	-1,23		34		23
4	<input type="checkbox"/>		Нагр	4		110	1		29,0	14,0				110,45	-3,03	29		14	
5	<input type="checkbox"/>		Нагр	5		110	1		59,0	28,6				106,66	-4,24	58		27	
6	<input type="checkbox"/>		База	6		120					94,0	42,5		120,00			94		43

Рисунок 3 - Расчет режима электрической сети с учетом СХН

В MathCad с помощью метода Ньютона итерационный процесс сошелся на одиннадцатой итерации, без использования СХН – на девятой итерации.

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.
2. Оценка точности статических характеристик нагрузки, полученных экспериментальным путём: Магистерская диссертация/ Копылов И.Е – Томск; Национальный Исследовательский Томский Политехнический Институт, 2016.

УДК 620.92

РАСПРЕДЕЛЕННАЯ ГЕНЕРАЦИЯ – ВИРТУАЛЬНЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Батура Е.А.

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

Распределенной генерацией можно считать использование энергоисточников до 25 МВт, которые находятся вблизи конечного потребления, вне зависимости от того, кто является их владельцем [1, с.1].

На сегодняшний день можно выделить три категории генерирующих мощностей, которые попадают под широкое определение распределенной генерации [2]:

- Блок-станции, источник электрической (иногда тепловой) энергии, расположенный на территории или в непосредственной близости от промышленного предприятия и принадлежащий владельцам этого предприятия на правах собственности или ином законном основании, например, праве аренды.

- Теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) малой и средней мощности.
- Объекты малой и средней генерации, в числе которых газотурбинные и газопоршневые станции, электростанции на возобновляемых источниках электроэнергии (ВИЭ).

Состав технологий распределенной генерации энергии [1, с. 2]:

- Прямое сжигание твердого топлива (включая биомассу, уголь, твердые бытовые отходы (ТБО) для получения электрической и тепловой энергии, в том числе в теплофикационных паротурбинных установках (ПТУ).

- Технологии на природном газе, представленные множеством энергоустановок, в том числе ГПД, ГТУ, ПГУ, ТЭ. Наибольшее применение они получили для производства электрической и тепловой энергии.

- Ветроустановки (ВЭУ) и малые гидроэлектростанции (МГЭС), получившие наиболее широкое применение в малых распределенных системах электроснабжения потребителей.

- Солнечная энергия, преобразуемая в электрическую в фотоэлектрических установках (ФЭУ) и солнечных электростанциях (СЭС), а в тепловую на станциях солнечного теплоснабжения (ССТ).

- Низкопотенциальное тепло, которое с помощью теплонасосных установок (ТНУ) может использоваться как для теплоснабжения, так и для холодоснабжения.

- Атомные станции малой мощности (АСММ) могут быть полезны для отдаленных территорий как автономные источники электрической и тепловой энергии.

Кроме перечисленных технологий и установок перспективными представляются микротурбины, газопоршневые агрегаты.

Главными факторами, стимулирующими развитие распределенной генерации, являются [3]:

- Адаптация потребителей к рыночной неопределенности в развитии электроэнергетики и в ценах на электроэнергию; это способствует снижению рисков дефицита мощности и повышению энергетической безопасности;

- Повышение адаптационных возможностей самих ЭЭС к неопределенности рыночных условий развития экономики и снижение тем самым инвестиционных рисков;

- Появление новых высокоэффективных энергетических технологий (ГТУ и ПГУ);

- Рост доли газа в топливоснабжении электростанций;

- Ужесточение экологических требований, стимулирующее использование ВИЭ (гидроэнергии, ветра, биомассы и др.) при протекционистской политике государств.

Главными достоинствами распределенной генерации являются [2]:

- Снимается необходимость реконструкции и строительства новой сетевой инфраструктуры.

- Наличие источников напряжения в непосредственной близости от нагрузки увеличивает надежность энергоснабжения, способствует поддержанию должных уровней напряжения в сети и снижает риск потери устойчивости.

- Снижаются потери в сетях и перетоки реактивной мощности.

- Финансовые риски, связанные с объектами малой и средней генерации, намного ниже, чем для объектов с большой установленной мощностью.

- Повышение надежности энергоснабжения для владельца собственного источника электроэнергии, ведь большинство перерывов в энергоснабжении связано с нештатными ситуациями в сетевом хозяйстве.

- Возможность расширения производства на предприятии, т.к. нет необходимости ждать развития инфраструктуры поставщиками электроэнергии.

Препятствия для развития распределенной генерации [2]:

- Высокие таможенные пошлины на ввозимое из-за рубежа оборудование.

- Сложности технического регулирования и лицензирования при строительстве объектов распределенной генерации. Тепловые электростанции, в том числе объекты распределенной генерации, относятся к опасным производственным объектам. Требуется не только подтверждение соответствия требованиям технического регламента о безопасности машин и оборудования, но и подтверждение соответствия требованиям по энергоэффективности.

- Трудности при присоединении к электрическим сетям и оказании услуг по оперативно-диспетчерскому управлению.

- Отрицательное отношение сетевых и генерирующих компаний. Распределенная генерация на территории промышленных объектов оказывает сдерживающее влияние на рост инвестиционных расходов сетевых компаний, а также снижает объем продаж электроэнергии и мощности генерирующими компаниями, владеющими региональными электростанциями.

- Отношение системного оператора к строительству объектов распределенной генерации двойственное. С одной стороны, число объектов,

которыми следует управлять или хотя бы наблюдать, множится, а это добавляет хлопот и затрат на персонал, программные средства и т.п. С другой стороны, распределенная генерация положительно влияет на надежность энергоснабжения, что приветствуется.

- Технические проблемы, сопряженные с распространением распределенной генерации. Распределенная генерация – это зачастую новое оборудование, импортированное из-за рубежа, с новыми динамическими характеристиками и возможностями управления. Неоднозначно и влияние распределенной генерации на качество электроэнергии по уровням напряжений, а также на генерацию высших гармоник в системе. Подключение источников распределенной генерации к распределительной сети увеличивает токи короткого замыкания, что может потребовать замены коммутационных аппаратов, изменения настроек защит и др. Появление распределенной генерации усложняет оперативно-диспетчерское управление, а также систему релейной защиты и автоматики, противоаварийного управления. Многие из этих функций переходят к распределительным сетям, где может не быть персонала, способного с этим справиться.

Экономика распределенной генерации:

Рассмотрим пример расчета экономических последствий строительства собственной электростанции для гипотетического газоперерабатывающего предприятия, которое производит сухой отбензиненный газ (СОГ) [2]. Продукция предприятия поставляется ОАО «Газпром». Предприятие может использовать часть производимого СОГ в качестве топлива для своей электростанции. При этом поставки СОГ снизятся. В настоящий момент предприятие получает электроэнергию на напряжении 10 кВ от сетевой подстанции 220/10 кВ, потребляемая электрическая мощность – 100 МВт.

Предприятие намерено построить электростанцию, на которой будет установлено четыре ГТУ, мощностью 27,5 МВт каждая. Оценка надежности энергоснабжения предприятия основывается на вероятности одновременного нахождения одной ГТУ в плановом ремонте и аварийного останова еще одной ГТУ. На основе этой оценки при вводе в эксплуатацию всех четырех ГТУ для бесперебойной работы предприятия максимальное потребление мощности из сети должно составлять 27,5 МВт. Таким образом, предприятие будет декларировать заявленную мощность, по которой следует платить за содержание электрических сетей, в 27,5 МВт.

Предприятие намерено вложить в строительство электростанции 30% собственных и 70% заемных средств. Строительство должно начаться в 2012 году и завершиться в 2015 году.

Предпосылки расчета (используем гипотетические, но приближенные к реальности значения) [2]:

- Потребляемая мощность – 100 МВт.
- Потребляемая электроэнергия – 70000 МВт•ч в месяц.
- Минимальная необходимая мощность аварийного питания предприятия – 82,5 МВт.

• Регулируемый котловой тариф на услуги по передаче электрической энергии в данном регионе для данного уровня напряжения:

1. Ставка на содержание сетей – 883521 руб./МВт;
2. Ставка на оплату технологического расхода потерь – 132 руб./МВт•ч.

• Инфраструктурные платежи – 2,388 руб./МВт•ч.

• Сбытовая надбавка гарантирующего поставщика – 64,52 руб./МВт•ч.

• Средневзвешенная одноставочная цена оптового рынка электроэнергии (мощности) – 1123 руб./МВт•ч.

• Предприятие отпускает СОГ для ОАО «Газпром» по цене 1800 руб./1000 м³.

• Удельный расход СОГ на электростанции – 360 м³ на 1 МВт•ч (соответствует фактическому удельному расходу 414 гу.т./кВт•ч электроэнергии согласно данным Минэнерго России для ГТУ).

• Стоимость оборудования и строительства электростанции – 3,85 млрд руб.

• Процент по займу сроком на 10 лет – 10 % в год.

• Долгосрочный темп роста цен на электроэнергию и мощность – 7 % в год.

• Долгосрочный темп роста цен на газ – 10 % в год.

• Коэффициент дисконтирования (равный WACC для предприятия) – 12,5 % в год.

Расчет экономической выгоды от строительства электростанции ведется по величине разницы между чистым дисконтированным доходом (NPV) при наличии электростанции и без нее. В расчете учитываются только статьи доходов и затрат, имеющие непосредственное отношение к рассматриваемому вопросу, а именно доход от продажи объема СОГ, потребного для производства электроэнергии в объеме потребления предприятия, и затраты на электроснабжение.

При отсутствии электростанции доходы предприятия V_1 представляют собой выручку от продажи СОГ, необходимого для работы электростанции. Потребление электростанции составляет 252 млн м³ СОГ в год, при продажной цене 1800 руб./1000 м³ $V_1 = 453,6$ млн руб. Затраты – это плата за энерго-снабжение, которая состоит из платы за электроэнергию и мощность, включающую в себя оплату потерь, сбытовую надбавку и инфраструктурные платежи \mathcal{E}_1 , а также плату за содержание электрических сетей C_1 . Сальдо денежных потоков предприятия D_1 в этом случае равно [2]:

$$D_1 = V_1 - \mathcal{E}_1 - C_1. \quad (1)$$

В затраты, связанные с электростанцией, войдут следующие компоненты [2]:

• Возврат вложенного капитала и возврат на капитал с учетом амортизации оборудования и налога на прибыль, которые вместе носят название - «разрешенных платежей за мощность» M .

• Величина капитальных затрат для расчета определяется на основе нормативных значений удельных капитальных расходов в соответствии с ПП РФ № 238 с учетом равномерного распределения инвестиционных затрат по годам (предполагается, что срок строительства газовых станций равен 4 годам).

• Условно-постоянные затраты владельца электростанции (УПЗ), в соответствии с ПП РФ №238 равные в 2010 году 80 тыс. руб./МВт в мес. для объекта газовой генерации (повышаются в соответствии с индексом инфляции).

• Затраты на производство электроэнергии \mathcal{E}_2 , практически равные себестоимости СОГ для предприятия. Для оценки затрат на производство электроэнергии (в отсутствие точных данных по теплотворной способности СОГ и КПД генерирующего оборудования) примем средний расход газа на производство 1 кВт•ч электрической энергии на ГТУ за 0,36 м³ или 360 м³ на 1 МВт•ч. Это значение соответствует средним фактическим данным по расходу топлива на ГТУ, приводимым Минэнерго России. Себестоимость СОГ принимается равной цене продажи газа ОАО «Газпром» как альтернативного способа использования газа. Таким образом, себестоимость СОГ на производство 1 МВт•ч = 360/1000×1800 руб. = 648 руб.

Сопоставление затрат предприятия на приобретение электроэнергии (без строительства электростанции) и затрат на выработку электроэнергии после ввода электростанции в эксплуатацию приведено на диаграмме (Рисунок - 1) [2].

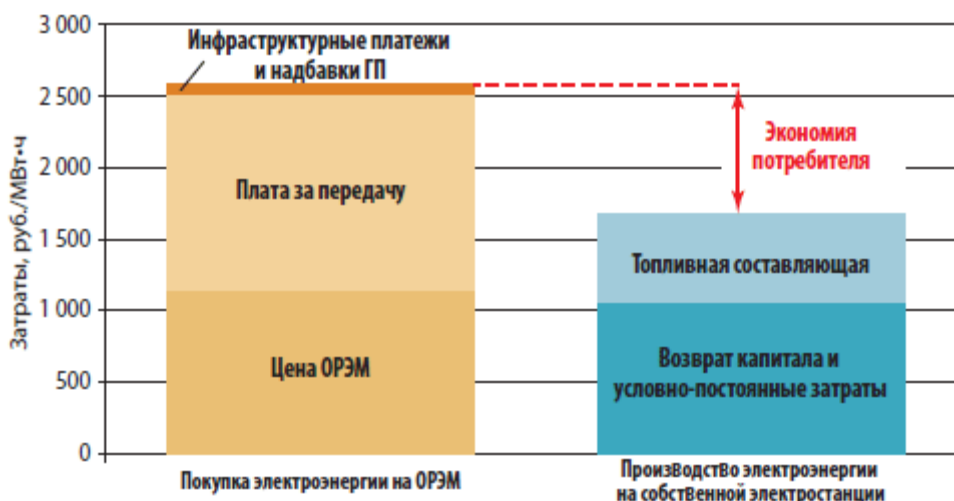


Рисунок 1 - Затраты на электроэнергию: покупка на рынке и доставка потребителю vs собственное производство

При наличии электростанции сальдо денежных потоков для предприятия (с учетом сниженной платы за содержание электрических сетей C_2 в результате снижения до 27,5 МВт заявленной мощности) будет равно [2]:

$$D_2 = V_2 - (M + \text{УПЗ} + \mathcal{E}_2 + C_2). \quad (2)$$

Разница между денежными потоками предприятия при отсутствии электростанции и при ее наличии равна [2]:

$$D_2 - D_1 \quad (3)$$

Расчет этой разницы и нахождение суммы ее дисконтированных по годам величин дает ответ на вопрос об экономической целесообразности для этого предприятия строительства запланированной электростанции.

Для данного конкретного случая расчет показывает, что NPV становится положительным после семи лет со дня ввода электростанции в эксплуатацию

(Рисунок - 2) [2], а внутренняя норма доходности (IRR) проекта на протяжении срока эксплуатации электростанции составляет 21%. После выплаты кредитов в 2024 году предприятие владеет электростанцией, расходы на которую, кроме налогов и амортизации, только операционные.



Рисунок 2 - Денежные потоки и NPV проекта строительства электростанции

В таком расчете одним из основных факторов является прогноз цен на топливо. Проблема неизбежных ошибок такого прогноза нивелируется ввиду того, что в первом приближении рыночные цены на электроэнергию будут зависеть от цен на топливо в той же степени, что и стоимость производства электроэнергии на собственной электростанции. Дополнительным аспектом расчета, доказывающего целесообразность инвестиций в собственную распределенную генерацию, является вопрос выбора наиболее оптимального оборудования, что будет диктоваться в первую очередь планируемыми режимами его работы.

Виртуальные электростанции на базе РГЭ:

В связи с широким распространением источников распределенной генерации и их интеграцией в централизованную систему электроснабжения возникло понятие виртуальной электростанции (Virtual Power Plant) [1, с. 13]. Концепция виртуальной электростанции предполагает объединение группы установок распределенной генерации энергии посредством общей системы управления их режимами. Необходимость в таком объединении возникает в связи с проблемами диспетчерского управления из-за «невидимости» для диспетчера установок РГЭ, необходимостью повышения эффективности энергоснабжения, учета накопителей энергии для компенсации неравномерности режимов работы распределенных возобновляемых источников энергии, а также активных потребителей, имеющих возможности управления собственным энергопотреблением.

Виртуальная электростанция – это структура, объединяющая в себе распределенные генераторы (ветроустановки, фотоэлектрические станции, мини- и микроТЭЦ и др.), активных потребителей (бытовых, промышленных) и системы аккумулирования энергии (тепловые, электрические, механические и химические). Обычно виртуальные электростанции присоединяются к сети

среднего или низкого напряжения. Элементы виртуальной электростанции могут располагаться на значительных расстояниях друг от друга. Связывающие их сети (электрическую и коммуникационную) объединяют под термином интеллектуальная «микросеть» (Microgrid). Характерной особенностью микросетей является возможность их работы в автономном режиме. Управление виртуальными электростанциями осуществляется дистанционно через управляющую систему, которая принимает информацию о текущем состоянии каждой энергоустановки и передает на них управляющие сигналы.

Виртуальная электростанция фактически интегрирует в себе технические и технологические решения по управлению спросом и предложением распределённой генерацией энергии с помощью программно-аппаратного комплекса, который функционально также включает управление интеллектуальной сетью, средствами релейной защиты и автоматики, потокораспределением в сети, качеством электроэнергии, гибким ценообразованием и т.п. Она обеспечивает эффективное управление спросом на электроэнергию и позволяет адекватно совмещать и оптимизировать графики нагрузок потребителей. Такое объединение генерирующих мощностей и потребителей способствует сглаживанию пиковых нагрузок и снижению цены на электроэнергию. Виртуальная электростанция может иметь коммерческое назначение (продажа электроэнергии на оптовый рынок), техническое назначение (системные услуги – такие как регулирование частоты и активной мощности, поддержание качества электроэнергии и т.п.) или же объединять обе эти функции. Она может решать сразу несколько задач в энергетике, среди них такие, как оптимизация нормальных и аварийных режимов, стабилизация работы энергосистемы с детерминированными и стохастическими генераторами, гибкость в управлении производством энергии и способность согласования его с текущим уровнем потребления, интеграция различных типов, генерирующих энергоисточников.

Принципиальная схема включения активного потребителя и виртуальной электростанции в электроэнергетическую систему страны приведена на (Рисунке - 3) [1, с. 14]:

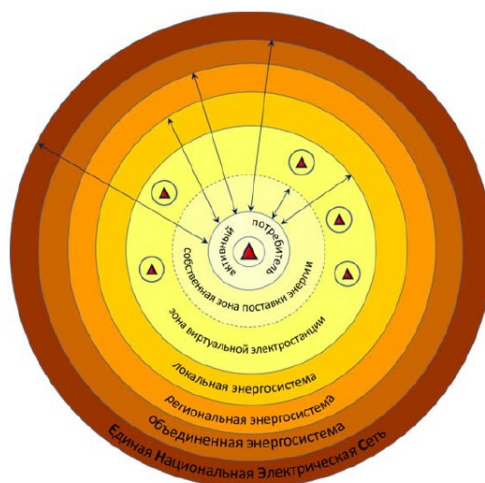


Рисунок 3 - Принципиальная схема включения активного потребителя и виртуальной электростанции в электроэнергетическую систему страны

Вывод:

1. Тенденции развития электроэнергетики в мире связаны не только с ростом масштабов производства электроэнергии на традиционных крупных электростанциях, но и с увеличением доли распределенной генерации. Эти тенденции определяются необходимостью адаптации потребителей и развития ЭЭС к рыночной неопределенности, появлением новых высокоэффективных энергетических технологий, ростом доли высококачественных видов топлива, ужесточением экологических требований, стимулирующем использованием ВИЭ при протекционистской политике государств.

2. Рост доли распределенной генерации в ЭЭС не только имеет положительные стороны, но и создает определенные технические проблемы, которые связаны с изменением свойств систем, возможностей управления ими в нормальных и аварийных условиях. Эти проблемы решаемы, однако при этом усложняется диспетчерское и автоматическое управление ЭЭС, требуется разработка новых математических моделей по обоснованию развития ЭЭС и систем электроснабжения, анализу их режимов и управлению ими.

3. Интеграция модели виртуальной электростанции в централизованную систему обеспечивает сетевым компаниям возможность подключения новых потребителей, а системный оператор получает дополнительные маневренные электрические мощности.

Литература:

1. Воропай Н.И., Стенников В.А., Централизованная и распределенная генерация - не альтернатива, а интеграция [Электронный ресурс, режим доступа]: http://energystrategy.ru/projects/Energy_21/4-2.pdf, свободный.

2. Журнал “Энергосбережение” [Электронный ресурс] / Ньюшлосс Дж., Ряпин И.Ю., Тенденции развития распределенной генерации - 2012 - №7 - [Режим доступа]: https://www.abok.ru/for_spec/articles.php?nid=5371, свободный.

3. Воропай Н.И., Распределенная генерация в электроэнергетических системах [Электронный ресурс, режим доступа]: <http://www.combienergy.ru/stat/983-Raspredelennaya-generaciya-v-elektroenergeticheskikh-sistemah>, свободный.

УДК 621.311.13

ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ ПУТЕМ НАХОЖДЕНИЯ ОПТИМАЛЬНЫХ ТОЧЕК РАЗМЫКАНИЯ КАБЕЛЬНОЙ ЛИНИИ 10 КВ

Гославский П.С

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

Величина потерь в электрических сетях (ЭС) позволяет оценить эффективность работы сети, проанализировать структуру потерь, выявить причины и разработать организационно-технические мероприятия по их снижению. В данной статье под потерями в ЭС следует понимать технологический расход электроэнергии на ее транспортировку (ТРЭТ) по электрическим сетям. Понятие и определение потерь приведены в ТКП [4] и инструкциях по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям. Условно ТРЭТ можно разделить на:

1) Отчетные потери – это разность между количеством поступившей эклектической энергии (ЭЭ) в сеть и количеством отпущенной из сети, определяемая по данным приборов учета электрической энергии [5 с. 63].

2) Технологические потери включают в себя:

а) технические потери ЭЭ, обусловленные физическими процессами в проводниках и электрооборудовании при передаче ЭЭ;

б) потери, образуемые допустимыми погрешностями систем учета ЭЭ;

в) расход ЭЭ на собственные нужды подстанций.

3) Коммерческие потери, обусловленные хищениями электроэнергии, несоответствием показаний счетчиков оплате за электроэнергию бытовыми потребителями и другими причинами в сфере организации контроля за потреблением энергии. Их значение определяют, как разницу между отчетными потерями и суммой технологических потерь:

Далее будем рассматривать лишь технологические потери ЭЭ и способы их снижения для повышения энергоэффективности ЭЭС. Их можно представить следующими структурными составляющими:

1) Нагрузочные потери в оборудовании подстанций. К ним относятся потери в линиях и силовых трансформаторах, а также потери в измерительных трансформаторах тока, высокочастотных заградителях ВЧ-связи и токоограничивающих реакторах. Все эти элементы включаются в "рассечку" линии, т.е. последовательно, поэтому потери в них зависят от протекающей через них мощности.

2) Потери холостого хода, включающие потери в электроэнергии в силовых трансформаторах, компенсирующих устройствах (КУ), трансформаторах напряжения, счетчиках и устройствах присоединения ВЧ-связи, а также потери в изоляции кабельных линий.

3) Климатические потери, включающие в себя два вида потерь: потери на корону и потери из-за токов утечки по изоляторам ВЛ и подстанций. Оба вида зависят от погодных условий.

Процесс снижения потерь – это оптимизация режима электрической сети. Их оптимизируют при эксплуатации и при проектировании сети. В условиях эксплуатации мероприятия по снижению потерь называются организационными (они не связаны с дополнительными капитальными вложениями), а при проектировании - в основном технические мероприятия, которые требуют дополнительных капитальных вложений.

Организационные мероприятия по снижению потерь в электрических сетях

Для снижения технологических потерь используются следующие методы:

1. Выравнивание суточного графика нагрузки. Проводится путем стимулирования потребителя снижать использование ЭЭ в часы пиков нагрузки и использовать энергию в периоды минимумов нагрузки.

2. Повышение уровня рабочего напряжения. Ведет к снижению потерь активной мощности, но ограничивается допустимым уровнем напряжения изоляции. В сетях 220 кВ и выше также рассматривается целесообразность повышения напряжения, так как при повышении напряжения возрастают потери на корону.

3. Оптимизация режимов трансформаторов на подстанциях. При различных сезонных нагрузках трансформаторы на ПС могут быть отключены, тем самым снижаются потери на холостой ход трансформаторов ΔP_{xx} , а нагрузочные потери возрастают незначительно.

4. Разработка обоснованных норм потребления на выработку единицы продукции. Основная задача нормирования потребления ЭЭ – обеспечение применения в производстве и при планировании технически- и экономически обоснованных прогрессивных норм расхода ЭЭ для рационального распределения энергоресурсов и наиболее эффективного их использования.

5. Быстрый и надежный ремонт сети. Снижает время до наступления оптимального режима сети до аварии.

6. Определение оптимальных мест размыкания электрической сети. В сетях 220 кВ и выше оптимизируют режимы по напряжению U , реактивной мощности Q и коэффициенту трансформации n . Так как эти сети выполняются замкнутыми и работают в замкнутом режиме по ним протекают уравнивающие мощности $S_{ур}$, и путем выбора оптимального коэффициента трансформации в силовых трансформаторах с РПН достигается компенсация $S_{ур}$ в контуре.

Электрические сети 6 – 10 кВ (городские) и сети 35 – 110 кВ часто выполняются замкнутыми, но работают в нормально разомкнутом режиме. Они на своих участках имеют разное сечение проводов и являются неоднородными. В замкнутой неоднородной сети протекают уравнивающие мощности и естественное потокораспределение отклоняется от экономического, соответствующего минимуму потерь. В этих условиях, по критерию минимума потерь, часто отыскивают места размыкания сети [6].

Технические мероприятия по снижению потерь в электрических сетях

1. Компенсация реактивной мощности Q в линии путем установки компенсирующих устройств (КУ). Таким образом, при снижении передачи

реактивной мощности Q линия разгружается, увеличивается $\cos\varphi$ и снижается потеря мощности ΔP .

3. Настройка сети. Заключается в установке КУ для уменьшения неоднородности в замкнутых сетях.

2. Повышение номинального напряжения за счет глубоких вводов.

4. Замена проводов на головных участках сети. По мере повышения нагрузок на головных участках сети протекают токи, превышающие экономические токи для данных сечений.

5. Замена недогруженных/перегруженных трансформаторов.

6. Установка вольтодобавочных трансформаторов в замкнутых контурах электрической сети. Приводит к уменьшению $S_{ур}$

7. Замена трансформаторов без РПН на трансформаторы с РПН. Приводит к лучшей оптимизации по потерям мощности и напряжения в сети с изменяющимся графиком нагрузки в течение суток.

8. Применение провода СИП в сетях 0,38 кВ. Снижается процент воровства электроэнергии за счет несанкционированного подключения.

9. Применение фазосимметрирующих трансформаторов в сетях 10/0.38 кВ. За счет снижения несимметрии фазных напряжений, снижается ток, протекающий в нулевом проводе, что в свою очередь ведет к снижению потерь активной мощности [6].

Все технические мероприятия по снижению потерь должны быть технико-экономически обоснованы в соответствии с действующими ТКП [2].

Далее в научной работе рассмотрим замкнутую кабельную линию и на ее примере произведем внедрение некоторых мер по повышению энергоэффективности, описанных выше.

Распределительные линии напряжением 6, 10, 35 кВ строятся в основном замкнутыми, но работают в разомкнутом режиме из-за их неоднородности, отсутствия по концам каждого участка линии силовых выключателей и устройств релейной защиты от междуфазных повреждений. Это обстоятельство приводит к необходимости определения мест размыкания распределительной сети. На практике часто используется определения мест размыкания по условию минимума потерь электрической энергии. Однако недостаточная техническая оснащенность электрической сети и уровень ее информативности не позволяют в полной мере использовать отмеченный принцип [1, с. 14-15].

Если при установлении нормальных разрывов в сети не обеспечивается допустимый уровень емкостных токов замыкания на землю, то это может служить причиной аварии, сопровождающейся выходом из строя оборудования одной или нескольких ячеек, отходящих от шин центра питания (ЦП) линий. Это связано с появлением на неповрежденных фазах значительных перенапряжений, превышающих фазное напряжение в 3,6 раза и более, из-за возникновения перемежающейся дуги.

Как видно из изложенного, в условиях ограничения задачи не находит отражение значения емкостного тока замыкания на землю, протекающего через дугогасящий реактор при однофазных замыканиях на землю в сети 6-10 кВ и

определяемого протяженностью подключенных к данной секции шин кабельной линии [1, с. 24].

На рисунке 1 представлена замкнутая кабельная линия (КЛ) электропередачи напряжением 10 кВ:

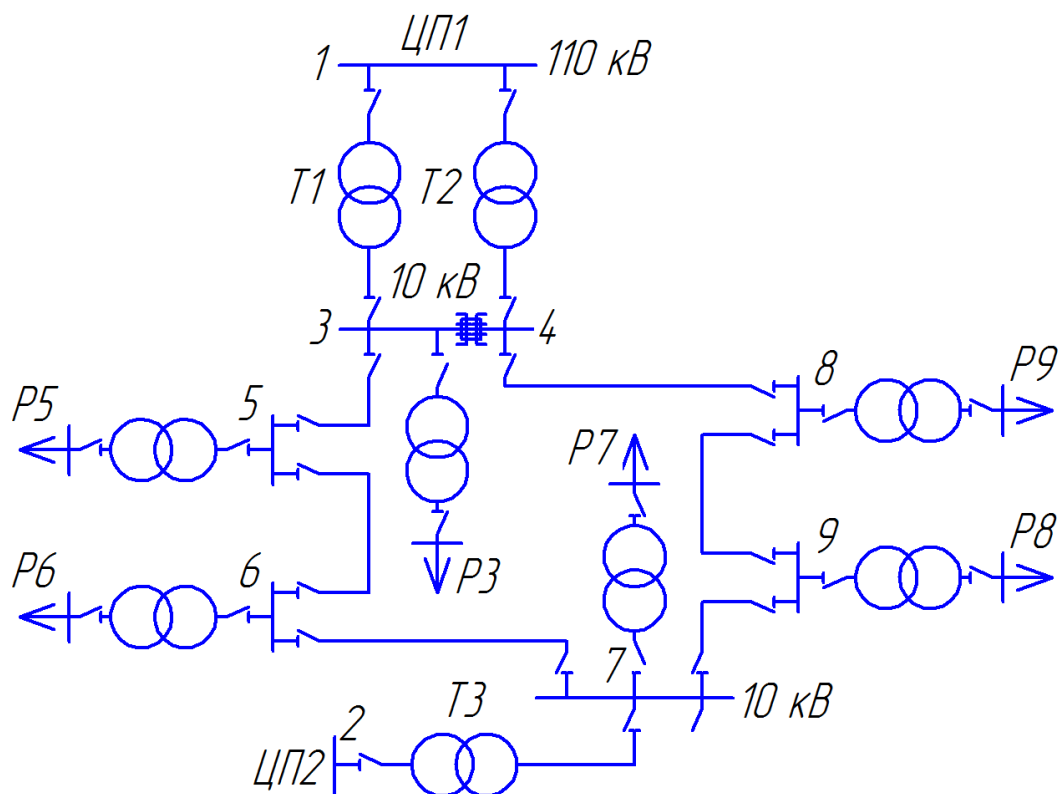


Рисунок 1 – Замкнутая городская КЛ напряжением 10 кВ

Следовательно, задача отыскания мест размыкания городской электрической сети может быть сформулирована следующим образом: необходимо определить места размыкания сети, обеспечивающие минимум потерь активной мощности, при недопущении перегрузки головных участков распределительных кабельных линий 6 – 10 кВ и силовых трансформаторов в ЦП и при соблюдении допустимого напряжения в узлах и уровня токов замыкания на землю на каждой секции шин центра питания [1, с. 25].

Примем $\cos\phi$ для всех узлов нагрузки равным 0,86 для режима наибольших нагрузок.

Данные по схеме представлены в таблицах 1 – 4:

Таблица 1 – Исходные данные по кабельным линиям с бумажной изоляцией

№ ветви	Марка	$U_{ном}$, кВ	l, км	r_0 , Ом / км	x_0 , Ом / км	I_{3y} , А / км	$I_{доп}$, А
3-5	ААБл3х120	10	0,25	0,258	0,081	1,1	218
4-8	ААБ 3х150		0,40	0,206	0,079	1,3	246
5-6	АСБ 3х95		0,25	0,326	0,083	1,0	192
6-7	АСБлх3х120		0,10	0,258	0,081	1,1	218
7-9	ААБ 3х150		0,40	0,206	0,079	1,3	246
8-9	АСБ 3х95		0,20	0,326	0,083	1,0	192

Таблица 2 – Расчетные данные по кабельным линиям с бумажной изоляцией

№ ветви	Марка	г, Ом	х, Ом	I _з , А	P _{доп} , кВт
3-5	ААБл3х120	0,0645	0,0203	0,275	3247,2
4-8	ААБ 3х150	0,0824	0,0316	0,52	3664,3
5-6	АСБ 3х95	0,0815	0,0208	0,25	2860,0
6-7	АСБлх3х120	0,0258	0,0081	0,11	3247,2
7-9	ААБ 3х150	0,0824	0,0316	0,52	3664,3
8-9	АСБ 3х95	0,0652	0,0166	0,2	2860,0

Таблица 3 – Исходные данные по узлам нагрузки

Узел	3	5	6	7	8	9
I, А	180	70	80	170	40	180

Таблица 4 – Исходные данные по трансформаторам на ЦП 110/10

№ ЦП	S _{НОМ} , кВ·А	г, Ом	х, Ом	I _{доп} , А
1	25	0,021	0,462	1374,6
2	16	0,036	0,793	839,8

Найдем точки размыкания с помощью алгоритма «циклов и штрафов». Этапы данного цикла приведены ниже:

Этап 1. Создается произвольное дерево схемы, соединяющее все узлы сети. Выполнение технических условий не проверяется. Это и есть вступительное приближение в процессе оптимизации (рисунок 2а). Из каждого контура удаляется произвольно один из отрезков так, чтобы дерево схемы имело бы разомкнутый вид (рисунок 2б). Отрезки, не вошедшие в дерево, составляют массив исключенных отрезков. Далее рассматривается каждый из разомкнутых контуров отдельно. Во всем контуре рассчитывается сумма потерь мощности. К перегруженным участкам применяется «штраф». Функция штрафа для разомкнутого контура:

$$K_y = \sum_{i=1}^K \Delta P_i + \sum_{j=1}^L \Delta P_j \cdot \psi_j \quad (1)$$

где K – число неперегруженных отрезков в контуре;

L – число перегруженных отрезков;

ψ_j – коэффициент функции штрафа.

Коэффициент функции штрафа находится экспериментальным путем [3].

Для данной схемы примем ψ_j = 2.

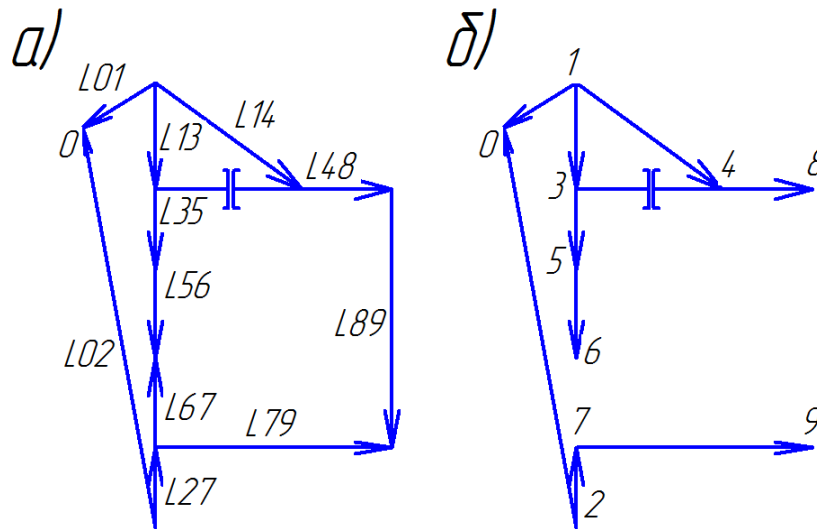


Рисунок 2 – а) Полное дерево схемы; б) Разомкнутый вид дерева схемы

Этап 2. Производятся расчеты методом очередных приближений. В каждом приближении рассматривается один из разомкнутых контуров. Для контура рассчитываются потери мощности на каждом участке по формуле:

$$\Delta P = 3I_i^2 r_i \quad (2)$$

где I – ток, протекающий по участку i , А
 r – сопротивление участка, Ом

Передвижение разрезов по отрезкам цикла закончится, если в процессе уменьшения величины целевой функции наступит ее рост. Окончательно из цикла исключается отрезок, при котором целевая функция $K_y = \min$. Этот отрезок переносится к массиву исключенных отрезков вместо выбранного изначально. Контурь схемы, подготовленные к оптимизации сети методом очередных приближений, показаны на рисунке 3:

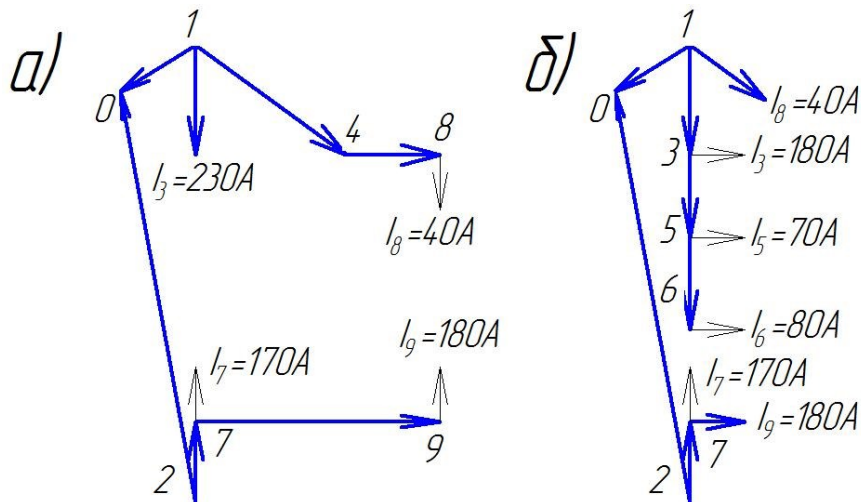


Рисунок 3 – Разомкнутые контура семы на начальном этапе оптимизации: а) первый контур; б) второй контур.

Все этапы оптимизации занесем в таблицы 5 и 6:

Таблица 5 – Оптимизация первого контура

Шаг	№ участка	r_i , Ом	I_i , А	$I_{доп}$, А	Штраф	ΔP , кВт	K_y
1	8-9	0,0652	-	-	-	-	26,2
	4-8	0,0824	40	246	-	0,4	
	7-9	0,0824	180	246	-	8	
	1-4	0,021	270	1374,6	-	4,6	
	2-7	0,036	350	839,8	-	13,2	
2	8-9	0,0652	180	192	-	6,3	31,4
	4-8	0,0824	220	246	-	11,9	
	7-9	0,0824	-	-	-	-	
	1-4	0,021	450	1374,6	-	12,8	
	2-7	0,036	170	839,8	-	3,1	
1	8-9	0,0652	40	192-	-	0,3	84
	4-8	0,0824	-	-	-	-	
	7-9	0,0824	360	246	+	32	
	1-4	0,021	230	1374,6	-	3,3	
	2-7	0,036	390	839,8	-	16,4	

Таблица 6 – Оптимизация второго контура

Шаг	№ участка	r_i , Ом	I_i , А	$I_{доп}$, А	Штраф	ΔP , кВт	K_y
1	6-7	0,0258	-	-	-	-	21,3
	5-6	0,0815	80	192	-	1,6	
	3-5	0,0645	150	218	-	4,3	
	1-3	0,021	370	1374,6	-	8,6	
	2-7	0,036	250	839,8	-	6,8	
2	6-7	0,0258	80	218	-	0,5	26,7
	5-6	0,0815	-	-	-	-	
	3-5	0,0645	70	218	-	0,9	
	1-3	0,021	290	1374,6	-	5,3	
	2-7	0,036	430	839,8	-	20	
3	6-7	0,0258	150	218	-	1,7	31,9
	5-6	0,0815	70	192	-	1,2	
	3-5	0,0645	-	-	-	-	
	1-3	0,021	220	1374,6	-	2	
	2-7	0,036	500	839,8	-	27	

После оптимизации схемы получили точки размыкания сети 8-9 со стороны 9 точки и 6-7. со стороны 6 точки. Так как намеченные до оптимизации оказались такими же, как и после первого шага, для данной схемы они и являются оптимальными.

Далее проверим схему по допустимым напряжениям в узлах и уровню токов замыкания на землю на каждой секции шин ЦП. Расчет падений напряжений на каждом из участков произведем по формуле:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot \sum_{i=1}^n I_i \cdot z_i \leq U_{\text{д}} \quad (3)$$

где I_i – ток по участку цепи i , А;

Z_i – полное сопротивление участка сети, Ом.

$U_{\text{д}}$ – допустимое значение падения напряжения. Для сети 10 кВ $U_{\text{д}}=1500$ В

[1].

Допустимый ток замыкания на землю определяется из условия:

$$I_3 \leq I_{\text{д}} \quad (4)$$

где $I_{\text{д}} = 20$ А – Допустимый ток замыкания на землю в сети 10 кВ [2].

Результаты расчетов для каждого ЦП представим в виде таблицы 7:

Таблица 7 – Падение напряжения в ветвях схемы и токи замыкания на землю

№ ЦП	Ветвь	Участки	z_i , Ом	I_i , А	ΔU , В	I_3 , А
1	4-9	4-8	0,088	40	6,1	1,245
		8-9	-	-	-	
	3-6	3-5	0,068	150	29,3	
		5-6	0,084	80		
2	7-9	7-9	0,088	180	27,4	0,63
	7-6	7-6	-	-	-	

Выводы:

Проблема нахождения оптимальных точек размыкания сети является составной частью оптимизации режима распределительной сети. Основной составляющей эффекта при проведении оптимизационных расчетов и реализации выбранных мероприятий является снижение потери активной мощности

Сложность метода «циклов и штрафов» заключается в трудности выбора функции штрафа Ψ_j [3]. Следовательно, если поиск начинается из точки, близкой к оптимуму, то минимум функции потерь будет достигаться быстрее, т.к. при первых итерациях вычислительного процесса текущая точка окажется близко к допустимой области, и поиск оптимума пройдет быстрее.

Проведение исследования разомкнутой городской кабельной сети 10 кВ показали:

1. Напряжения в узлах схемы лежат в допустимых пределах;
2. Токи замыкания на землю не превышают допустимых для данного класса напряжения;
3. Потери активной мощности в сети после оптимизации стали минимально возможными при заданных параметрах и конфигурации сети.

Литература

1. Короткевич, М.А, Основные направления совершенствования эксплуатации электрических сетей/ М.А. Короткевич, - Минск: ЗАО «Техноперспектива», 2003. – 373 с.
2. ТКП 339-2011 Электроустановки на напряжение до 750 кВ. Линии передачи воздушные и токопроводы, устройства распределительные и трансформаторные подстанции, установки электросиловые и аккумуляторные электроустановки жилых и общественных зданий. Правила устройства и защитные меры электробезопасности. Учет электроэнергии. Нормы приемосдаточных испытаний. «Минскэнерго», 2011 – 593 с.
3. Шмелев, В.В, Точные штрафные функции в линейном и целочисленном линейном программировании. «Автоматика и телемеханика», 1992 №5 с. 106-115.
4. ТКП 460-2017 «Порядок расчета величины технологического расхода электрической энергии на ее передачу по электрическим сетям, учитываемой при финансовых расчетах за электроэнергию между энергоснабжающей организацией и потребителем (абонентом)».
5. Федин В.Т. Основы проектирования энергосистем/ В.Т. Федин, М.И. Фурсанов. – Минск: БНТУ, 2010. Ч. 1. – 322с.
6. https://studbooks.net/2083430/matematika_himiya_fizika/struktura_poten_elektoenergi_elektricheskikh_setyah_tekhnicheskie_poteri_elektoenergi

УДК 621.3

ГИБРИДНЫЕ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ НА ОСНОВЕ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ

Воробьев Г.Г.

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

Введение

На сегодняшний день в мире более 60-70% всей потребляемой человеком энергии приходится на долю органического топлива. Однако этот ресурс рано или поздно закончится. Это говорит о необходимости принятия определенных мер для существенных структурных изменений в ресурсной основе всего мирового энергетического сектора. Эффективный способ перехода от традиционной энергосистемы к энергобалансу с высокой долей возобновляемых источников энергии (ВИЭ) – гибридные системы генерации, основанные на использовании преимуществ традиционных и альтернативных источников энергии.

Выработки энергии ВИЭ зависит от времени года и погодных условий, что обуславливает проблемы со стабильностью энергообеспечения. В последние годы предложено достаточное большое количество разработок, позволяющих обеспечивать устойчивое энергоснабжение объектов с помощью гибридных энергетических систем на основе ВИЭ. Гибридные энергосистемы объединяют несколько возобновляемых энергетических источников: солнечные батареи, ветряные электроустановки, мини-ГЭС, источники на органическом топливе (дизель-генераторы) и др [1, с.215]. Эти источники энергии дополняют друг друга с целью обеспечения бесперебойного электроснабжения потребителей вне зависимости от погодных условий и времени года. Эта концепция получила наиболее широкое распространение применительно к энергообеспечению удаленных объектов малой мощности, например, базовых станций сотовой связи, гидрометеорологических станций.

Базовая станция сотовой связи

Для примера рассмотрим базовую станцию сотовой связи в селе Молдавановка. В августе 2004 года для обеспечения покрытия сети «Билайн» на оживлённом участке федеральной трассы Краснодар–Сочи, проходящем через поселок Молдавановка, была выведена в эфир первая базовая станция, работающая на солнечной энергии, «ветряках» и дизеле. Новая базовая станция стала первым подобным проектом в России и в Европе. Горный перевал в районе Молдавановки — это достаточно сложный участок для обеспечения качественного покрытия. Первым этапом была аналитика по возможному месту установки станции. После расчётов одной из предложенных позиций под базовую станцию стала площадка на высоте 711 метров на горе Чубатая. Класть туда кабель питания было очень дорого, да и непонятно, как этот кабель потом обслуживать в условиях постоянных камнепадов, сложного доступа к нему и практической незащищённости от внешних воздействий. В итоге было решено заменить его альтернативной системой электропитания, в которой основным источником энергии выступает солнце. Станция с использованием

альтернативной солнечной энергии состоит из 6 основных элементов: ветрогенератора, дизель-генератора, аккумуляторных батарей, солнечных батарей, энергоблока и собственно базовой станции. Станция на Молдавановке наиболее технологична: здесь установлен специальный ветрогенератор. Он поставляет энергоблоку питание в ветреную погоду, затем энергоблок питает саму станцию. БС постоянно подпитывается энергией: в случае безветренной погоды энергию поставляют 7 солнечных батарей. Если нет ни солнца, ни ветра, станция питается от дизель-генератора или аккумуляторных батарей (заряда которых хватает на четверо суток непрерывной работы) [5, с.2].



Рисунок 1. Базовая станция сотовой связи в селе Молдавановка

Коэффициент использования установленной мощности (КИУМ) - важнейшая характеристика эффективности работы предприятий электроэнергетики. Она равна отношению среднеарифметической мощности к установленной мощности электроустановок за определённый интервал времени. В ядерной энергетике дают немного другое определение: КИУМ равен отношению фактической энерговыработки реакторной установки за определённый период эксплуатации к теоретической энерговыработке при работе без остановок на номинальной мощности. Нетрудно заметить, что значение КИУМа при обоих способах подсчёта будет одинаковым, однако последнее определение, во-первых соответствует международному понятию КИУМа (за исключением словосочетания реакторная установка, которое в общем-то можно заменить на электроустановка, определение при этом останется правильным и будет полностью соответствовать международному значению), а во-вторых предполагает более простой подсчёт его значения. Важность КИУМа заключается в том, что этот параметр характеризует эффективность электростанции в целом, включая не только её технологическое совершенство, но и квалифицированность персонала, организацию работы как

руководством самой станции, так и организацию всей отрасли на государственном уровне, а также учитывает многие другие факторы [2, с.1].

Пример простого расчета. Предположим, что абстрактная электростанция с электрической мощностью 1000 МВт выработала за 1 год 7 776 000 МВт-часов. В случае, если станция проработала бы этот год с полной установленной мощностью, она бы выработала за этот период времени: $1000 \text{ МВт} \times 365 \text{ дней} \times 24 \text{ часа} = 8\,760\,000 \text{ МВт-часов}$. Делим величину выработанной электроэнергии на значение потенциальной выработки с полной загрузкой установленной мощности за этот период и получаем 0,9. Следовательно, КИУМ в этом случае составит 90 %. Следует отметить, что КИУМ строго зависит от периода времени, за который он подсчитывается, поэтому сообщение о значении КИУМа в какую-то определенную дату не имеет смысла, этот параметр рассчитывается обычно за долгий период, чаще всего за год.

Фактические КИУМ. По данным US Energy Information Administration (EIA), на 2009 год средние КИУМ по США составляли:

- Атомная энергетика: 90,3 %
- Уголь: 63,8 %
- Тепловые электростанции на природном газе: 42,5 %
- Гидроэлектростанции: 39,8 %
- Другие возобновляемые источники: 33,9 %
- Тепловые электростанции на нефти: 7,8 %

Среди них:

- Ветрогенераторы: 20-40 %.
- Фотовольтаика (солнечная энергетика) в Массачусетс: 13-15 %.
- Фотовольтаика в Аризоне: 19 %.

Судя по этим данным технологии ВИЭ не находятся на должном уровне для конкуренции с традиционными источниками энергии в масштабе энергоснабжения страны. Однако существуют проекты по внедрению технологии ВИЭ для генерации сравнительно малых мощностей. Например, промышленная гибридная генерация.

Промышленная гибридная генерация - Это объекты традиционной генерации, которые помимо выполнения своей роли в настоящем времени интегрируются с ВИЭ, устанавливаемыми в непосредственной близости от них. Такой путь призван снизить сложности интеграции ВИЭ в энергосистемы и придать дополнительный импульс ее развитию путем снижения капитальных затрат на строительство (CAPEX) и операционных затрат на эксплуатацию (OPEX)[3, с.1]. Промышленная гибридная генерация основана на гармонизации преимуществ традиционной генерации и ВИЭ для получения синергетического эффекта. Яркий пример - гибридизация солнечной и гидрогенерации.



Рисунок 2. Пример подхода к внедрению солнечной генерации на ГЭС



Рисунок 3. Инсталляция солнечной генерации на плотине Котани

Почему именно эти два типа хорошо подходят для иллюстрации? Потому что солнечная генерация является модульной, благодаря чему подбор мест для установки ее элементов может быть весьма гибким (ветропотенциал обычно распределен более неравномерно). Солнечная энергетика развивается

достаточно динамично с устойчивой тенденцией снижения удельных вложений в создаваемые мощности. В России много районов, где среднегодовая удельная энергия солнечной радиации составляет 4-5 кВт*часов на кв. метр в сутки. Этот показатель соизмерим с показателем юга Германии и севера Испании, которые являются лидерами по внедрению солнца. Гидроэнергетика при этом способна сгладить неравномерность выработки солнечной генерации, что обеспечивает стабильное энергоснабжение для потребителей. Для инсталляции солнечных модулей на объекте гидроэнергетики необходимы свободные территории для размещения, в качестве которых отлично подходят низовые откосы гравитационных плотин. Традиционно плотины рассматриваются и используются только как гидротехнические сооружения, перегораживающие водоток для образования водохранилища, создания напора для выработки электроэнергии и иногда для создания транспортных коридоров водного, автомобильного и даже железнодорожного транспорта. Но на самом деле, данные сооружения можно использовать и для выработки электроэнергии станцией другого типа. Тем более что низовые откосы – это обычно открытые незатененные площадки, расположенные в непосредственной близости к уже построенной энергетической и транспортной инфраструктуре. Но в случае с ГЭС можно рассматривать не только плотины, но и свободные площади пристанционных участков, кровли административных зданий и береговых откосов. Все это также может быть использовано для инсталляции солнечных модулей. Кроме того, не следует исключать и возможности водохранилищ для инсталляции солнечной генерации наплавного типа.



Рисунок 4. Наплавные СЭС

При создании СЭС в «чистом поле» приходится решать целый ряд вопросов, влияющих в итоге на стоимость инвестиционного проекта [4, с.137]:

- поиск площадки для размещения станции, в том числе решение вопросов перевода участков в категорию промышленных земель, аренда или выкуп территории;

- возможность выдачи мощности, наличие линий электропередач и потребителей;
- квалифицированные кадры для эксплуатации СЭС;
- создание резервной мощности;
- транспортная инфраструктура, возможности подъезда к объекту;
- необходимость ограждения территории, установки систем охраны и видеонаблюдения;
- создание систем мониторинга, удаленного доступа, потребность в сети Интернет;
- строительно-монтажные работы;
- доставка материалов и т.п.

Гибридизация ВИЭ с традиционными источниками энергии позволяет снизить большинство этих затрат, а некоторые – вообще свести к нулю за счет использования существующей инфраструктуры. На ГЭС как правило уже решен ряд вопросов:

- на низовых откосах плотин и пристанционных площадках имеются свободные площади, расположенные благоприятно для солнечных лучей (в большинстве случаев требуется установка солнечных модулей с наклоном к уровню земли);
- есть инфраструктура для выдачи мощности: ЛЭП, распределительные устройства;
- создана транспортная инфраструктура, обеспечивающая возможность подъезда транспорта, строительной техники, доставки оборудования;
- работает квалифицированный персонал, обеспеченный социальной инфраструктурой;
- есть огражденная территория, оборудованная системами безопасности, видеонаблюдения, мониторинга, дистанционного доступа т.д.

Заключение

1) Применение гибридных систем на основе ВИЭ является перспективным решением для децентрализованного электроснабжения в сельской местности, автономного энергообеспечения удаленных объектов малой мощности, а также для обеспечения аккумуляции излишков электрической энергии. Однако солнечные батареи все-таки нуждаются в уходе. Фотоэлементам необходима периодическая чистка от пыли и атмосферного налета, ведь ни ветер, ни дождь не способны тщательно очистить солнечные батареи. А потери энергии из-за загрязнения фотогальванических батарей могут достигать 20%. Ветрогенераторные установки также обладают рядом недостатков, такими как условно низкий выход электроэнергии, непостоянность работы и шумовое загрязнение. Для республики Беларусь, которая обладает хорошим покрытием всей территории энергетическими сетями, гибридные решения будут не настолько эффективны, как, например, для России.

2) Обилие расходов при реализации проектов СЭС в «чистом поле» является большой проблемой, сдерживающей широкую реализацию проектов ВИЭ. Данные затраты могут составлять до 30% от стоимости объекта возобновляемой генерации. Решение каждого из перечисленных выше вопросов

– это время и деньги. Согласно открытой информации ГК «Хевел», лидера рынка солнечной энергетики в России, средняя величина вложений в один киловатт установленной мощности СЭС на новых площадках составляет около 120 тыс. рос. рублей. Неудивительно, что солнечные станции в зоне ОРЭМ (в изолированных районах – подходы другие) строятся только за счет массивной господдержки, осуществляемой при помощи механизма, схожего с ДПМ (обеспечение нормы доходности объектов ВИЭ в размере 14% и гарантированный срок окупаемости в 15 лет). Использование существующих возможностей гидроэнергетического объекта для размещения СЭС очевидно способствует снижению удельных вложений в 1 кВт установленной мощности и себестоимости выработки электроэнергии. Усредненная площадь низового откоса средней по размерам грунтовой плотины – 30 тыс. кв. метров. Минимальная полезная площадь, на которой можно устанавливать солнечные модули на таком откосе, будет примерно равна 18 тыс. кв. метров. При площади одного солнечного модуля в 2 кв. метра и его мощности в 300 Вт возможна установка около 9 тыс. панелей. Это равноценно примерно 2,5 МВт установленной мощности. Если же смотреть по максимуму, то на плотинах в России можно размещать по 5-10 МВт солнечной генерации. При этом стоимость вложений в 1 кВт установленной мощности для комплекта оборудования и с учетом имеющейся инфраструктуры ГЭС будет колебаться в диапазоне 83-85 тыс. рос. рублей, с перспективой снижения. Для сравнения: на ГЭС этот показатель близок к 100 тыс. рублей, а на объектах солнечной генерации, как уже было сказано, к 120 тыс.рос. рублей. Но помимо снижения CAPEX, напомним, также снижается и OPEX, так как на ГЭС уже работает оперативный персонал, который способен обслуживать и мощности солнечной генерации.

3) Переход от традиционных способов получения энергии к альтернативным предполагает существенные изменения в мировой экономике, пока что основанной на углеводородах, что может обернуться потерей большого числа рабочих мест, социальными взрывами и экономическими кризисами. Тем не менее, конец эпохи углеводородов становится все отчетливее. Об этом говорят хотя бы цифры мировых темпов роста ветровой энергетики в 6%, солнечной в 11%, а нефтяного сектора – всего в 0,5% в год.

Литература

1. Системные свойства гибридных энергокомплексов на основе возобновляемых источников энергии / Тягунов М.Г., Шестопалова Т.А., Юриков В.А., Дерюгина Г.В. // Энергобезопасность и энергосбережение, №2, 2012, -327 с.
2. Коэффициент использования установленной мощности - <https://ru.wikipedia.org>
3. Гибридная энергетика - http://kislodod.life/keysy/gibridnaya_energetika/
4. Развитие энергетике возобновляемых источников на основе типовых гибридных комплексов в распределенных энергосистемах/ Тягунов М.Г. // Инноватика и экспертиза, №2, 2011, - 210 с.
5. Альтернативные источники питания базовых станций - <http://www.mforum.ru/090241.htm>

УДК 338.001.36

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИНЯТИЯ УПРАВЛЕНЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ

Горновская Е.Н.

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

Управленческие решения принимаются практически во всех видах деятельности организации, потому можно говорить о различных видах управленческих решений.

1. Организационная эффективность;
2. Экономическая эффективность;
3. Социальная эффективность;
4. Технологическая эффективность;
5. Правовая эффективность;
6. Экологическая эффективность.

Оценка эффективности предполагает наличие базы для сравнения, которая принимается за нормативную. За базу может приниматься эталон (идеальное значение эффективности), либо значение, полученное в результате экспертной оценки, либо значение в базовом периоде. Под базовым периодом в данном случае следует понимать период времени, с данными которого сопоставляются данные другого периода.

В результате оценки эффективности управленческих решений необходимо выявить тенденции изменения показателей, а также выявить причины и факторы, повлиявшие на это изменение. Для этого необходимо использовать относительные показатели, которые, по сравнению с абсолютными, имеют следующее преимущество: они характеризуют интенсивность процессов. Относительные изменения показателей позволят выявить положительные или отрицательные тенденции изменения показателей эффективности.

Задача определения эффективности управленческих решений включает обоснование выбора основополагающего критерия эффективности в каждом конкретном случае при принятии решений и выбор методики расчета по этому критерию [2].

Из известных методов оценки экономической эффективности управленческих решений чаще используются следующие:

1. Оценка эффективности управленческого решения по экономии затрат на его разработку и внедрение.

Основными параметрами в этом случае служат нормативы (временные, ресурсные, финансовые и др.), предварительно разработанные в организации и определяющие затраты ресурсов для подготовки и реализации управленческого решения [1].

Оценка экономической эффективности(Э) осуществляется по каждому ресурсу, исходя из следующего соотношения:

$$\mathcal{E}_i = \frac{C_i}{P_i} \cdot 100\% \quad (1)$$

где C_i – норматив затрат i -го ресурса для подготовки и реализации

управленческого решения;

P_i – реальные затраты i -го ресурса для подготовки и реализации управленческого решения.

Обработка полученных данных может идти тремя путями:

1) Из всех ресурсов выбирается главный, он и определяет общую эффективность управленческого решения.

2) При равнозначности приоритетов всех m ресурсов экономическая эффективность рассчитывается по следующему соотношению:

$$\mathcal{E} = \sum_{i=1}^m \frac{\mathcal{E}_i}{m} \cdot 100\% \quad (2)$$

3) При неравнозначности приоритетов ресурсов (Π_i) экономическая эффективность рассчитывается по следующему соотношению:

$$\mathcal{E} = \sum_{i=1}^m \frac{(\mathcal{E}_i \cdot \Pi_i)}{m} \cdot 100\% \quad (3)$$

2. Оценка эффективности управленческого решения по конечным результатам.

Метод основан на расчете эффективности производства в целом и выделении из нее фиксированной (статистически обоснованной) части:

$$\mathcal{E} = \frac{П \cdot К}{З} \cdot 100\% \quad (4)$$

где $К$ –коэффициент, учитывающий долю эффективности, приходящуюся на управленческое решение ($К=0,2 - 0,3$);

Π –прибыль от реализации продукции;

$З$ – затраты на производство продукции.

Этот метод целесообразен для руководителей компании. Он позволяет обоснованно выделить средства для поощрения работников в связи с полученной прибылью.

3. Косвенное сопоставление различных вариантов управленческого решения.

Метод основан на сравнении экономических показателей конечной продукции, полученных от реализации разных управленческих решений при одинаковом характере производства продукции. Данный метод позволяет использовать рыночную стоимость произведенной продукции и затраты на ее производство.

Экономическая эффективность рассчитывается следующим образом:

$$\mathcal{E} = \left[К \cdot \left(\frac{\Pi_2}{\mathcal{Z}_2} - \frac{\Pi_1}{\mathcal{Z}_1} \right) \right] \cdot 100\% \quad (5)$$

где $К$ –коэффициент, учитывающий долю эффективности, приходящуюся на управленческое решение. Коэффициент $К$ должен быть статистически обоснован (можно принять $К = 0,2-0,3$);

Π_1 –прибыль от реализации продукции при первом варианте управленческого решения;

Π_2 –прибыль от реализации продукции при втором варианте управленческого решения;

З1–затраты на производство продукции при первом варианте управленческого решения;

З2–затраты на производство продукции при втором варианте управленческого решения [3].

Данным методом удобно воспользоваться при анализе эффективности различных мероприятий по снижению потерь электрической энергии, при сравнении альтернативных вариантов модернизации объектов энергетического хозяйства.

4. Оценка эффективности управленческого решения по результатам изменения экономических показателей работы организации.

Эффект коммерческих решений в общем виде количественно выражается в приросте объема товарооборота, в ускорении товарооборачиваемости и в уменьшении объема товарных запасов.

Использование этого метода рассмотрим на примере реализации управленческого решения, в результате которого увеличился товароборот:

$$\mathcal{E}_T = \frac{\Pi \cdot T}{З} \cdot 100\% = \frac{\Pi \cdot (T_{\Phi} - T_{\Pi})}{З} \cdot 100\% \quad (6)$$

где \mathcal{E}_T – экономическая эффективность от увеличения товарооборота;

Π – прибыль на 1 млн. руб. товарооборота;

T –прирост товарооборота в результате внедрения управленческого решения;

T_{Φ} –товароборот фактический (после внедрения управленческого решения);

T_{Π} –товароборот за сопоставимый период до внедрения управленческого решения;

$З$ –затраты на разработку, реализацию управленческого решения и хозяйственную деятельность организации.

Значения величин, входящих в формулу, можно определить на основании данных оперативного учета и бухгалтерских данных организации [3].

Для анализа эффективности принятия управленческих решений в сфере электроэнергетики могут также быть использованы дополнительные критерии оценки такие как изменение величины потерь электрической энергии вследствие реализации того или иного решения, изменение себестоимости выработки и передачи электроэнергии, уровень надежности электрической сети, ремонтпригодность того или иного эксплуатируемого оборудования.

Рассмотрим следующий пример.

Допустим предприятие электрических сетей работает не достаточно эффективно из-за недоотпуска электроэнергии в электрических сетях. Это обусловлено, во-первых, эксплуатацией физически и морально устаревшего электрооборудования, во-вторых низким уровнем автоматизации электрических сетей, в-третьих неэффективной работой обслуживающего персонала.

Конечная цель управленческого решения – уменьшение недоотпуска электроэнергии.

Разработка решения:

Уменьшение недоотпуска электроэнергии возможно путем:

- модернизации трансформаторных подстанций;
- автоматизации особо ответственных участков электрических сетей;
- повышения качества ремонтных мероприятий.

Рассмотрим эти альтернативы подробнее.

Модернизация трансформаторных подстанций:

Есть 2 варианта действий:

1) Полное обновление оборудования. Включает в себя замену всего оборудования на ТП. Условно примем, что на балансе электрических сетей числится 250 ТП. На модернизацию одной ТП потребуется 100000 у.е., тогда на модернизацию всех ТП необходимо потратить 25 млн.у.е. предприятие не в состоянии выделить эти средства для замены всего оборудования.

2) Частичное обновление оборудования.

По результатам диагностики, проведенной главным инженером, выяснилось, что некоторые виды оборудования можно модернизировать и получить высокий экономический эффект в результате проведения данного мероприятия и затратить при этом 7,5 млн.у.е.

Автоматизация электрических сетей:

Есть так же 2 варианта действий:

1) Полная автоматизация электрической сети - обойдется предприятию в 30 млн.у.е.

2) Частичная автоматизация электрической сети – 12 млн.у.е.

Повышение эффективности труда эксплуатирующего персонала:

Анализ эффективности труда персонала и его квалификационного уровня показал, что никаких принципиальных изменений не требуется. Единственное, что можно предложить – это оптимизировать график работы, что практически не требует финансовых вложений. Сравнивая две оставшиеся альтернативы с точки зрения экономических и временных факторов, становится очевидным, что для данного предприятия наиболее приемлемый вариант – частичное обновление оборудования.

В заключение необходимо отметить, что для успешной реализации принимаемых решений организация должна иметь механизм их осуществления, основными задачами которого являются: разработка программы реализации, руководство реализацией, контроль исполнения, оценка результатов. Разработка и реализация решений, обеспечивающих всегда высокую эффективность, очень трудная задача даже для опытных руководителей. Не всегда эффект от реализации управленческого решения соответствует ожидаемому, но, несмотря на это, должно быть постоянное стремление к максимизации этого эффекта. На результат принятия управленческого решения могут влиять внешние факторы, характеризующие влияние окружающей среды: законодательная и политическая среда; нормативно-правовое обеспечение управленческой деятельности; качество прогнозирования как социально-

экономических процессов в целом, так и развития производственной системы [3]. Сведение к минимуму воздействия внешних факторов обеспечит увеличение шансов на благоприятный исход принятия управленческого решения.

Литература

1. Афоничкин А. И., Михаленко Д. Г. Управленческие решения в экономических системах: Учебник для вузов. – СПб: Питер, 2009.–480 с.
2. Качуляк Г.Г. Критерии и показатели оценки эффективности управленческих решений в предпринимательских структурах // Российское предпринимательство. – 2007. – Том 8. – № 11. – С. 25-30.
3. Прохоров Ю.К., Фролов В. В. Управленческие решения: Учебное пособие. – 2-е изд., испр. и доп. –СПб:СПбГУ ИТМО, 2011. – 138 с.

УДК 621.311.13

СИСТЕМЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ ЭЭС

Дятко Ю. А.

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

Под автоматизацией ЭЭС понимают оснащение ЭЭС отдельными устройствами и системами для управления производством, передачей и распределением электрической энергии, в нормальном и аварийном режимах, без участия человека.

Важнейшими показателями ЭЭС является качество электрической энергии, под этим понимают стабильность величин напряжения и частоты. Отклонение этих параметров от номинальных значений приводит к ухудшению работы потребителей электроэнергии. Так, например, скачки напряжения сверх допустимых пределов и даже кратковременный перерыв подачи электроэнергии (0,01 с) приводят к сбою в работе электронного оборудования. Задачи поддержания требуемой стабильности величины напряжения и его частоты реализуются соответствующими автоматическими системами. [1]

Колебания напряжения в ЭЭС допускается в пределах $\pm 10\%$, а частоты $\pm 0.2\%$ в течении 95% времени интервала в одну неделю и $\pm 0.4\%$ в течении 100% времени интервала в одну неделю.

Автоматизация начинается с применения автоматических устройств для управления отдельными объектами. Их можно разделить на два класса:

1 Класс:

Автоматы и автоматические системы, выполняющие одноразовые и многократные операции определённого рода:

- автоматическая сигнализация
- автоматическое включение синхронных машин на параллельную работу
- противоаварийная автоматика
- автоматическая частотная разгрузка
- автоматическое повторное включение
- автоматическое включение резерва
- автоматические системы диспетчерского управления [3]

2 Класс:

Автоматические системы, которые в течении длительного времени изменяют или поддерживают постоянной какую-либо величину объекта управления, к ним относятся системы автоматического регулирования:

- напряжения генератора
- частоты вращения
- напряжения стабилизатора напряжения
- напряжения трансформатора

Автоматическое регулирование в ЭЭС используется в основном для регулирования напряжения и реактивной мощности, частоты и активной мощности. Основными задачами автоматического регулирования являются:

- обеспечение качества и заданных уровней напряжения в узлах ЭЭС и тем самым рационального распределения потоков реактивной мощности при передаче электроэнергии от источников к потребителям;

- обеспечение устойчивости и работы ЭЭС в нормальных и аварийных режимах. [3]

Принцип действия.

При проектировании САУ решают, как наиболее простым и технико-обоснованным способом получить и передать необходимый объем информации. Для этого исследуют принципы построения систем. Основными принципами построения систем являются:

1. принцип действия разомкнутого управления.
2. принцип управления по отклонению.
3. принцип компенсации.
4. принцип комбинированного управления.

1. Принцип разомкнутого управления.

Данный принцип заключается в том, что алгоритм управления строится только на основе алгоритма функционирования путем предварительного выбора законов, определяющее действие управляемого устройства или регулятора с учетом свойств управляемого объекта. Алгоритм функционирования может задаваться отдельным устройством (ЗАФ) или может быть заложен в конструкцию управляющего устройства или регулятора.

Примером данного принципа может служить пример разомкнутого цикла управления. [3]

2. Принцип управления по отклонению.

Этот принцип также именуется принципом Уатта-Ползунова. Рассматриваемый принцип управления основан на том, что управляющее воздействие в автоматическом устройстве управления или регуляторе вырабатывается с учетом информации об отклонении.

Управление величины от заданного значения. Чтобы реализовать этот принцип, в автоматическом устройстве управления или в автоматическом регуляторе должно происходить сравнение действительного значения $y(t)$ с заданным или предписанным $x(t)$, и в зависимости от результатов полученного сравнения, формируется управляющее воздействие. Примером реализации данного принципа может служить пример замкнутого цикла управления. [3]

3. Принцип управления по возмущению (принцип компенсации возмущения).

Рассматриваемый принцип основан на том, что управляющее воздействие в САУ выбираются в зависимости от результатов измерения возмущающего воздействия, оказывающего влияние на ОУ. Функциональная схема управления такой САУ имеет вид:

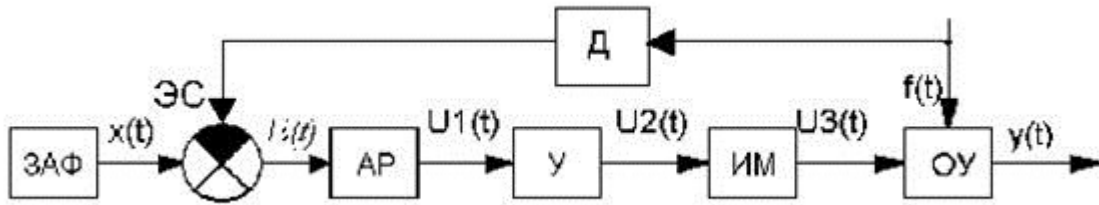


Рисунок 1 - Функциональная схема управления САУ.

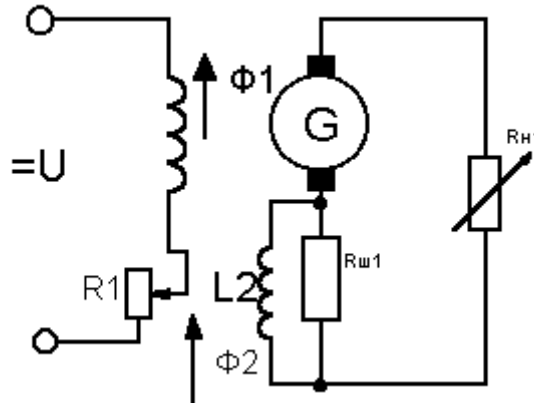


Рисунок 2 - Пример реализации принципа компенсации возмущения (управления по нагрузке)

Напряжение на выходе генератора U_G – пропорционально суммарному магнитному потоку. Увеличение или уменьшение тока нагрузки зависит от сопротивления нагрузки. Такое изменение тока нагрузки не окажет никакого влияния на выходное напряжение генератора, т.к. ток нагрузки пропорционален магнитному потоку Φ_2 и компенсирует изменение Φ_1 , т.е. значение суммарного потока постоянно при любых колебаниях нагрузки. Такой принцип носит название принципа управления по нагрузке.

4. Принцип комбинированного управления.

Данный принцип реализуется путем совмещения двух принципов:

1. Принцип управления по отклонению.
2. Принцип управления по возмущению.

Совмещение этих двух принципов дает возможность улучшить качество управления, т.е. предписанное значение регулируемой величины будет более точно с меньшей погрешностью воспроизводиться на выходе системы.

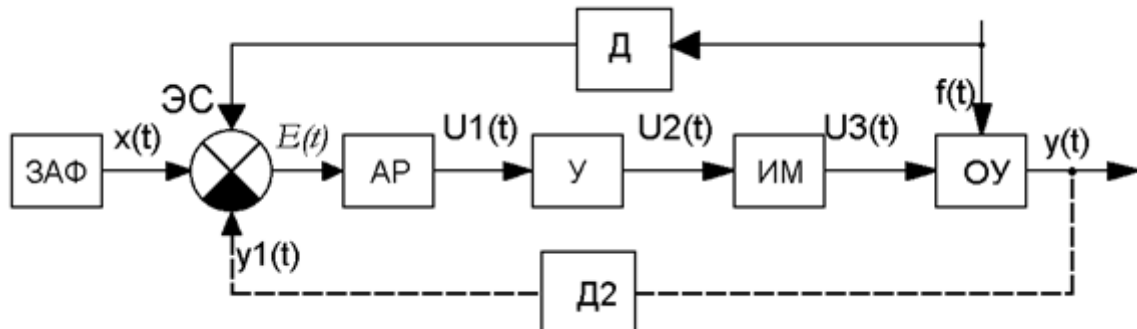


Рисунок 3 - Схема совмещения двух принципов управления.

Любая САУ состоит из отдельно связанных между собой элементов.

Элементом автоматики называют часть системы, в которой происходит качественные или количественные преобразования физической величины, а также передача преобразованного воздействия от предыдущего элемента к последующему. Каждый такой элемент выполняет определенные функции, которые для него определяют технологический процесс или функционирование самой системы. Таких элементов в автоматике достаточно много. Рассмотрим основную группу этих элементов.

1. Датчики автоматики – это устройства, которые измеряют управляемые или регулируемые величины объектов управления и преобразовывают измеренные величины одной физической природы в другую (термосопротивления, термопары, переменные конденсаторы, фотоэлемент, тензодатчик и т.д.)

2. Элементы сравнения – они сопоставляют задающее воздействие $x(t)$ и управляемую величину $y(t)$. Получаемая на выходе таких элементов разность $e(t)=x(t)-y(t)$ передается по цепи воздействия, либо непосредственно на исполнительный механизм. Элементы сравнения, как самостоятельная часть системы не применяется, а является составной частью других устройств, например, автоматических регуляторов (эл. мостовые схемы сравнения, потенциометры, пружинные элементы и др.)

3. Усилители – они в системах автоматики обычно используются для усиления задающего воздействия $x(t)$ или разности $e(t)$, когда мощности самих сигналов недостаточно для работы регуляторов (электронные, ионные, магнитные, электромагнитные усилители, редуктор, гидравлические усилители).

4. Исполнительные механизмы – они предназначены для измерения управляемых величин, или поддержания их в заданных пределах. Они предназначены для выработки более мощного воздействия на ОУ, нежели выходной сигнал регулятора (эл. двигатели – серводвигатели; соленоиды; гидро- и пневмодвигатели и т.д.).

5. Задающие элементы (элементы настройки). Они представляют собой устройства, при помощи которых в САУ подается задающее воздействие $x(t)$ (потенциометры, вращающиеся трансформаторы и т.д.).

6. Корректирующие элементы – они предназначаются для улучшения регулировочных свойств системы в целом, или отдельных ее частей (дифференцирующие и интегрирующие цепи, нелинейные элементы и т.д.).

7. Командоаппараты – они предназначены для подачи в систему различных воздействий и команд (кнопки, выключатели, конечные выключатели и т.д.).

8. Элементы защиты – они предназначены для выполнения защитных функций, при недопустимых режимах работы (токовые реле, электротепловые реле, автоматические выключатели, предохранители и т.д.).

9. Контрольно-измерительные приборы – устройства для измерения и контроля различных величин и параметров (показывающие, самопишущие и т.д.). [2]

Итоги работы САУ на различных уровнях управления:

На уровне РЭС:

- 1) Повышение оперативности
- 2) Своевременность
- 3) Селективность
- 4) Увеличение устойчивости и надёжности
- 5) Снижение недоотпуска
- 6) Уменьшение ущерба
- 7) Наглядность
- 8) Увеличение качества электрической энергии

На уровне ЦДС:

- 1) Увеличение показателей экономической работы
- 2) Поставка электроэнергии в другие страны
- 3) Оптимизация численности персонала

На уровне потребителя:

- 1) Увеличилась качество электроэнергии
- 2) Перебоев в предоставлении электрической энергии практически

нет, либо они не значительны

Вывод: Системы автоматического управления являются неотъемлемой частью энергосистемы. Она не только улучшает качество электроэнергии, но и делает энергосистему более наглядной, упрощает управление. Сейчас невозможно представить энергосистему без САУ т.к. невозможно уследить за всеми частями энергосистемы, именно благодаря САУ отдельные части ЭЭС либо не требуют пристального наблюдения, либо это наблюдение простое и понятное.

Литература

1. Бесекерский В. А., Попов Е. П. Теория систем автоматического регулирования. Издание третье, исправленное. Москва, издательство «Наука», Главная редакция физико-математической литературы, 19752. Рылов В.П. Разработка управленческого решения : учебное пособие. – Омск : Изд-во ОмГТУ, 2005. – 392 с.
2. <http://elektronchic.ru/relejnaya-zashhita/arnt-avtomaticheskoe-regulirovanie-napryazheniya-transformatorov-raschet-ustavok.html>
3. <http://www.news.elteh.ru/arh/2005/32/09.php>

УДК 620.09

БАЛАНСЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЛИНИЙ ПРЕДПРИЯТИЯ

Зайцев П.А.

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

Энергетический баланс промышленного предприятия является наиболее важной характеристикой энергетического хозяйства предприятия. Он составляется с целью выявления всех резервов экономии энергоресурсов.

Энергобаланс – баланс добычи, переработки, транспортировки, преобразования, распределения и потребления всех видов энергетических ресурсов и энергии в производстве. Он является отражением закона сохранения энергии в условиях конкретного производства и состоит из приходной и расходной частей.

Приходная часть содержит количественный перечень энергии, поступающей посредством различных энергоносителей (ископаемое топливо и ядерное горючее, газ, пар, вода, воздух, электрическая энергия). **Расходная часть** определяет расход энергии всех видов во всевозможных ее проявлениях, потери при преобразовании энергии одного вида в другой при ее транспортировке, накопление энергии в специальных устройствах (например, гидроаккумулирующих установках) [2].

Энергетический баланс показывает соответствие, с одной стороны, суммарной подведенной энергией и, с другой стороны, суммарной полезно используемой энергией и ее потерями. При составлении баланса рассматриваются все виды потребляемой на предприятии энергии: электроэнергия, газ, мазут, вода, пар и т. п.

Также энергетические балансы различаются по:

- по видам ресурсов (газ, уголь, моторное топливо),
- по стадиям энергетического потока (добыча, переработка, преобразование, транспортирование, хранение, использование),
- по энергетическим объектам (электростанции, котельные), отдельным предприятиям, цехам, участкам, энергоустановкам, агрегатам и т.д.,
- по назначению (силовые процессы, тепловые, электрохимические, освещение, кондиционирование, средства связи и управления и т.д.),
- по уровню использования (с выделением полезной энергии и потерь).

Технологическая (производственная) линия представляет собой комплекс дополняющего друг друга оборудования, для выполнения уже заложенной технологической идеи (измельчение, дробление, переработка, транспортирование материала, очистка газов либо приготовление смеси и пр.). Оборудование, действующее в линии согласованно, т.е. каждое из них в определенной последовательности отдает сырье на следующую операцию.

Рассмотрим технологическую линию приготовления пастеризованного молока: Технологический процесс производства пастеризованного молока состоит из следующих операций: приемки, очистки, нормализации,

гомогенизации, пастеризации, охлаждения, фасования, упаковывания и хранения[3].



Рисунок 1 - Схема изготовления пастеризованного молока.

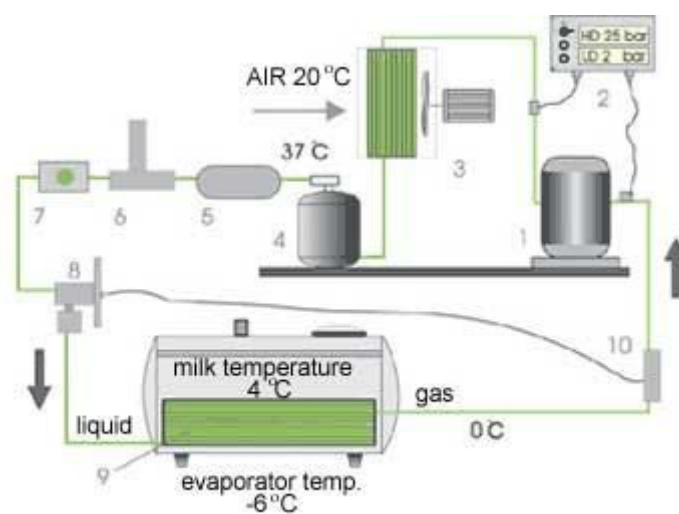


Рисунок 2 - Процесс изготовления пастеризованного молока

Таблица 1-Название и назначение элементов, участвующих в процессе изготовления пастеризованного молока

1. Компрессор	Газовый насос, создающий низкое давление в испарителе (низкая температура) и высокое давление в конденсаторе (высокая температура)
2. Прессостат	В основном используется для защиты конденсирующего узла установки. Если давление становится слишком высоким, прессостат останавливает компрессор. Также используется как защита от низкого давления, вызванного утечкой охлаждающего агента, и как выключатель для остановки компрессора в конце цикла закачки.
3. Конденсатор	Узел, в котором конденсируется охлаждающий агент. Теплота в газе выделяется в воздух, и газ превращается в жидкость.

4. Ресивер жидкости	Место хранения охлаждающего агента. Во время работы установки ресивер бывает практически пустым. Если агрегат останавливается и устанавливается система закачки, охлаждающий агент будет храниться в ресивере.
5. Фильтр/Сушитель	Фильтр используется для улавливания всех твердых частиц из жидкости. Сушитель используется для удаления влаги, которая присутствует в охлаждающем агенте в очень небольшом количестве.
6. Соленоидный клапан	В установках с системой закачки этот клапан перекрывает поступление жидкости в испаритель.
7. Смотровое окошко	Дает возможность проверить, достаточное ли количество охлаждающего агента находится в установке.
8. Термостатический расширительный клапан	Подает то же количество охлаждающего агента в жидкой форме обратно в испаритель, а компрессор забирает его в газообразной форме.
9. Испаритель	Узел, в котором охлаждающий агент испаряется и, соответственно, охлаждает молоко.
10. Термостат	Контролирует температуру охлажденного молока, включая или выключая компрессор в зависимости от температуры

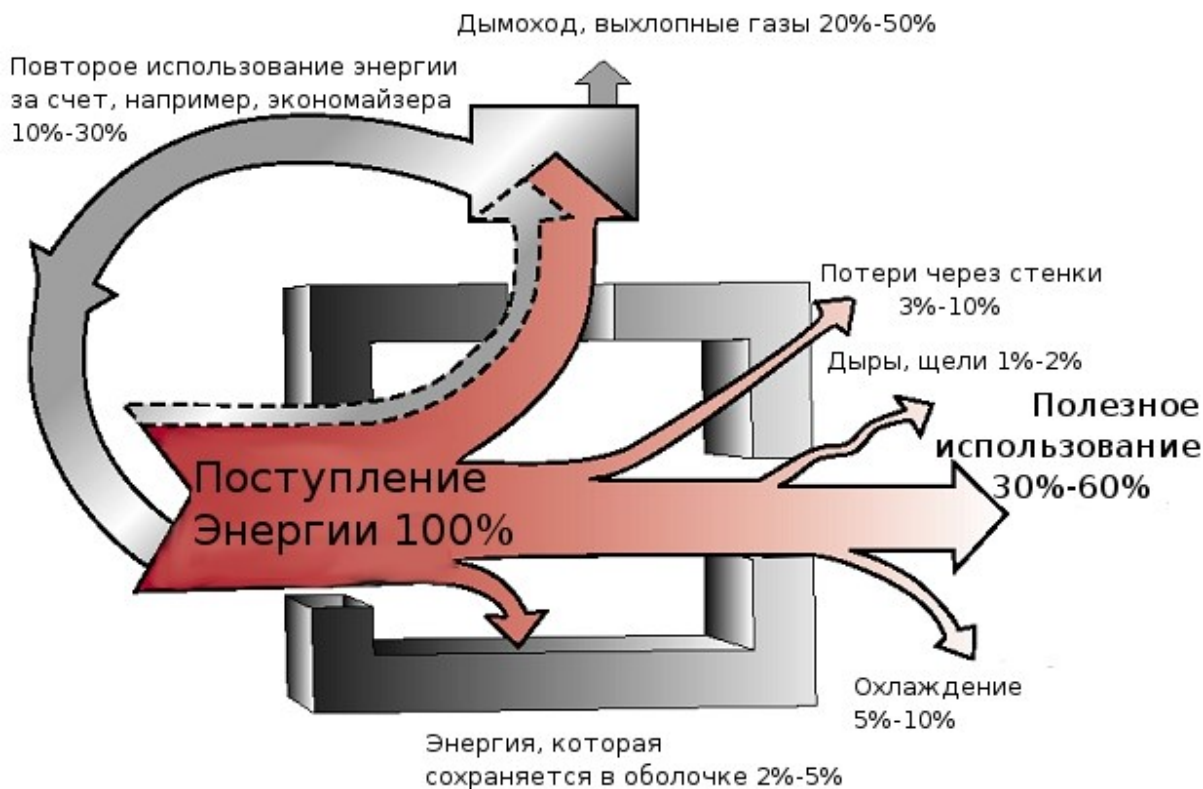


Рисунок 3 - Схема ТЭР предприятия

На технологический процесс расходуется определённое количество топлива, электрической и тепловой энергии. Кроме того, сами технологические процессы протекают с выделением различных энергетических ресурсов – теплоносителей, горючих продуктов, газов и жидкостей с избыточным давлением. Количество образующихся энергетических ресурсов достаточно велико. Поэтому полезное их использование – одно из важнейших направлений экономии энергетических ресурсов. Утилизация этих ресурсов связана с определёнными затратами, в том числе и капитальными, поэтому возникает необходимость экономической оценки целесообразности такой утилизации[1].

Под энергоресурсами понимают энергетический потенциал продукции, отходов, побочных и промежуточных продуктов, образующихся при технологических процессах, в агрегатах и установках, который не используется в самом агрегате, но может быть частично или полностью использоваться для энергосбережения других агрегатов (процессов). Термин “энергетический потенциал” здесь следует понимать в широком смысле, он означает наличие определённого запаса энергии – химически связанного тепла, физического тепла, потенциальной энергии избыточного давления и напора, кинетической энергии и др.

Роль топливо энергетических ресурсов состоит в том,

1. Что они необходимы для производственного цикла и выпуска продукции предприятия.
2. Энергоресурсы напрямую влияют на себестоимость и конкурентоспособность выпускаемой и реализованной продукции[4].

Что касается ТЭР в целом, то они разделяются на потенциальные и реальные.

Совокупный объем запасов всех видов топлива и энергии, имеющийся в распоряжении того или иного экономического предприятия в целом - это потенциальные ТЭР. А реальные ТЭР - это объем всех видов энергии, которые непосредственно используются в экономической деятельности предприятия.

Помимо этой классификации энергоресурсы делят на первичные и вторичные. Первичные энергоресурсы существуют в исходной форме в природе и не нуждаются в преобразовании для их дальнейшего использования. Их классифицируют по нескольким признакам. Например, по способу использования различают топливные и нетопливные, по признаку сохранения энергии - восполняемые и невосполняемые.

В настоящее время большую часть энергии получают, используя невосполняемые энергоресурсы (газ, нефть, водород и пр.). Использование же восполняемых ресурсов требует больших экономических затрат в связи с тем, что они имеют низкий энергетический потенциал и нуждаются в преобразовании.

Основным параметром, характеризующим ТЭР, является число лет, в течение которых данного ресурса будет достаточно для производства энергии нужного качества и количества.

В зависимости от вида и количества энергоносителей баланс может быть **частным**, составленным только для одного энергоносителя, либо **сводным**,

составленным по суммарному потреблению всех используемых на предприятии энергетических ресурсов. В первом случае количественное измерение энергоносителей производится в джоулях (Дж, МДж.), киловатт-часах (кВт.ч), тоннах условного топлива (т.у.т) во втором — в тоннах условного топлива. Основными видами энергии, потребляемой в промышленности, городском и сельском хозяйстве, являются тепловая и электрическая. Соответственно здесь составляются частные энергобалансы - тепловые и электрические.

Анализ энергетического баланса заключается в качественной и количественной оценке состояния энергетического хозяйства предприятия. Анализ использования энергоносителей может быть произведен путем сравнения фактических показателей с нормативными, фактическими за предыдущий период, перспективными, аналогичными на других предприятиях. При этом сравнение должно проводиться с учетом условий сопоставимости (при одинаковых объемах производства, составе и качестве продукции и т.д.).

Рассмотрим пример разработки отчетного энергетического баланса предприятия:

В энергетическом балансе на начало года (строка 1) и конец года (строка 24) показываются остатки всех видов топлива у потребителей и поставщиков, находящиеся на складах, в резервуарах и других местах хранения (своих и арендованных), включая цеховые склады, бункера, приемные и расходные емкости. Сюда же относят остатки топлива на строительных площадках, на коммунальных, культурно-бытовых и других объектах, состоящих на балансе предприятия (организации). Предприятия —потребители энергетических ресурсов, являющиеся одновременно производителями топлива, а также сбытовые организации — поставщики топлива записывают все остатки топлива — потребительские, т. е. остатки, предназначенные для собственных нужд предприятий или сбытовых организаций, и товарные (остатки, подлежащие сдаче сбытовым организациям или непосредственной поставке потребителям по выделенным им фондам, но по каким-либо причинам не принятые сбытовой организацией или ;не отгруженные потребителям на начало или конец отчетного года)[6].

Таблица 1

№ а/ п	Статьи баланса		Электроэнергия, тыс. кВт-ч	Тепло вая энергия, 10 ⁶ ГДж	Сжатый воздух, тыс. ма	Природный газ, тыс. м ³	Древесные отходы, т
			Калорийный эквивалент, МДж/ед.				
			3.5	1.0	0,37	32,8	10.5
1	Остаток на начало года						
2	Добыто топлива						
3	Произведено топлива и энергии	в процессе переработки топлива					
4		электростанциями	44 431	2,20			
5		промышленно- производственными котельными		0,24			
6		отопительными и котельными					
7		утилизационными установками					1550
8		прочими генерирующими установками			52 000		
9	Поступило со стороны		37 095			106026	
10	Всего ресурсов		81 526	2,44	52 000	106 026	1550
11	Израсходовано всего		80 691	2,08	52 000	106 026	1430

Продолжение таблицы 1

№ п/п	Статьи баланса	Электроэнергия, тыс. кВт ч	Тепловая энергия, 10е ГДж	Сжатый воздух, тыс. м3	Природный газ, тыс. м®	Древесные отходы, т
		Калорийный эквивалент, МДж/ед.				
		3,5	1,0	0,37	32,8	10,5
12	при добыче топлива					
13	в процессе переработки топлива					
14	электростанциями	16 500	0,39		94 470	
15	промышленно-производственными котельными	561	0,03		8236	1430
16	отопительными котельными					
17	утилизационными установками					
18	прочими генерирующими установками	7186				
19	на производство неэнергетической продукции и оказание услуг	52 404	1,63	39 000	3320	
20	на коммунальные нужды	2300				
21	потери при транспортировке и хранении внутри предприятия, организации	1740	0,03	13 000		
22	потери при обогащении, обезвоживании и обессоливании					
23	Отпущено на сторону	835	0,36			
24	Остаток на конец года					120

Выводы:

1) Энергетический баланс - это важнейшая характеристика энергетического хозяйства предприятия, которая составляется для с целью выявления всех резервов экономии ТЭР. ТЭР играют основную роль в производстве продукции предприятия. Они являются источником энергии предприятия. Ключевым элементом производства на предприятии являются технологические линии, которые состоят из оборудования, которое предназначено для обработки, транспортировки, очистки и др., продуктов производства.

2) Был рассмотрен энергетический баланс промышленного предприятия, который отображает полную характеристику данного предприятия, а именно выработку и потребление разных видов ТЭР.

3) Энергетический баланс показывает соответствие, с одной стороны, суммарной подведенной энергии и, с другой стороны, суммарной полезно используемой энергии и ее потерь. В нем рассматриваются все виды потребляемой на предприятии энергии (электрическая, газ, мазут, вода, пар и др.). Потребление энергии на все цели на каждом участке предприятия измеряется количественно, кроме того, оцениваются и ее потери. Составление баланса производится на основе данных о фактическом потреблении энергии на конкретных участках предприятия (двигатели, электрооборудование, освещение и т.д.).

4) Составление и анализ энергетических балансов - важнейший элемент энергетического менеджмента предприятия. Анализ энергобалансов дает возможность установить фактическое состояние использования энергоресурсов в отдельных элементах предприятия и на предприятии в целом. Объектом подобного анализа является система энергоснабжения промышленного предприятия.

5) Энергетический баланс – это «количественная характеристика производства, потребления и потерь энергии или мощности за установленный интервал времени для определенной отрасли хозяйства, зоны энергоснабжения, предприятия, установки. Корректно составленный энергетический баланс позволяет решать широкий спектр различных производственных задач, среди которых анализ и оценка использования топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) на предприятии, выявление и локализация их потерь, оптимизация энергопотребления и улучшение контроля и учета расхода ТЭ. При этом под ТЭР могут пониматься такие различные по своей природе агенты, как водяной пар, топливо, сжатый воздух, азот, электроэнергия, горячая или обратная вода, конденсат и др.

Литература

1. Методическое пособие “Правила проведения энергетических обследований организаций”: М, 1996 г.
2. Закиров. Д. Г. Энергосбережение. Учебное пособие. –Пермь. Издательство “Книга”, 2000.
3. Интернет ресурс "Составление энергетического баланса потребителя энергоресурсов" <https://helpiks.org/6-28818.html>

4. Интернет ресурс "Топливо энергетические ресурсы на предприятии "
<https://works.doklad.ru/view/yXubtUGdrCU.html>
5. Интернет ресурс "Технологическая линия предприятия"
<https://studfiles.net/preview/5719230/>
6. Интернет ресурс "Разработка энергетического баланса предприятия -
Управление энергетикой предприятия " <http://forca.ru/knigi/arhiv/ upravlenie-energetikoy-predpriyatiya-14.html>

УДК 659.134.18

УПРАВЛЕНИЕ НАГРУЗКОЙ ЭЭС ПЕРЕВОДОМ ГОРОДСКОГО ТРАНСПОРТА НА ЭЛЕКТРОТЯГУ

Княжевич Н. А.

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

Электротранспорт – вид транспорта, использующий в качестве источника энергии электричество, а в приводе используется тяговый электродвигатель.

В развитых странах электротранспорт является основным перевозчиком пассажиров внутри города, на его долю приходится более 50 % перевозок. В развивающихся странах процент перевозок электротранспортом в городах составляет от 15 %. Основными средствами городского электротранспорта являются трамваи, троллейбусы, метрополитен, электропоезда, электробусы. [3]

Рассмотрим три основные причины перевода городского транспорта на электротягу:

1) Объясняется интересами энергосистемы. При введении АЭС с установленной мощностью 2.4 ГВт в белорусскую энергосистему будут возникать проблемы обеспечения покрытия переменной части суточного графика электрической нагрузки и особенно ночного спада нагрузки. Предполагая, что аккумуляторы электротранспорта, отчасти, будут заряжаться в ночное время суток, можно достичь повышения электрической нагрузки и снизить дисбаланс между спросом и потреблением электрической энергии.

2) Объясняется экономическими соображениями. При переводе транспорта с жидкого топлива на электроэнергию, обеспечивается заметная экономия. [2]

3) Экологическая. Автотранспорт выбрасывает огромное количество загрязняющих веществ. Большая насыщенность городов автомобильным транспортом вызывает резкое повышение уровня загрязнения окружающей среды отработавшими газами ДВС. Получается, что электротранспорт наглядно превосходит транспорт с ДВС по критерию экологичности. Но с другой стороны, утилизация аккумуляторных батарей, используемых в электротранспорте, является не самым экологическим мероприятием. [1]

Рассмотрим основные плюсы и минусы электротранспорта.

Плюсы:

1.Отсутствие вредных выхлопов, которые являются одним из главных элементов загрязнения окружающей среды;

2.Сравнительная надежность и долговечность двигателя при длительной эксплуатации;

3.Возможность зарядки аккумуляторов от стандартной электрической сети, что позволяет значительно экономить на расходах. Кроме того, есть возможность экономить на дешевой ночной электроэнергии, которая вырабатывается электростанциями в ночное время суток. Так же, при такой же тенденции развития электротранспорта, выгоднее будет пользоваться электротранспортом, так как через десяток лет электротранспорт будет уравниваться по цене с транспортом, имеющим ДВС. На данный момент это не

совсем целесообразно, так как электротранспорт в несколько раз дороже обычного транспорта с ДВС;

4. Высокий КПД, по сравнению с двигателями обычных автомобилей;

5. Вырабатывается меньшее количество шума;

6. Наличие возможности экстренного торможения электродвигателем, находящимся в режиме электромагнитного тормоза. [4]

Недостатки:

1) Затрудненный процесс утилизации отработавших аккумуляторных батарей.

2) Ограниченность запаса хода.

3) Развитие инфраструктуры установки пунктов зарядки.

4) Стоимость электротранспорта.

5) Особенности эксплуатации в зимнее время года.

6) Необходимость некоторого количества времени для зарядки аккумулятора. [4]

Определим самые эффективные, на наш взгляд, мероприятия, обеспечивающие развитие электротранспорта:

1. Замена автобусов на электробусы.

2. Перевод межрегиональных маршрутных такси на электротягу.

3. Внедрение аккумуляторных батарей в троллейбусы для возможности изменения заданного маршрута.

4. Заряд аккумуляторных батарей в ночное время суток.

5. Перевод старых грузовых дизельных автомобилей на электрические. На данный момент этим вопросом занимается компания Volvo.

В больших городах практически весь городской транспорт электрифицирован, за исключением автобусов и маршруток. Поэтому далее будем рассматривать перевод автобусов на электротягу, так как считаем, что это наиболее эффективное мероприятие развития электротранспорта в городах.

Рассмотрим отдельные аспекты развития электробусов в мире и в городе Минске – как нового вида городского общественного транспорта (эксплуатация которого началась в 2017 г.).

Современные дизельные автобусы – самый доступный с точки зрения производства, инфраструктуры и эксплуатации способ организации общественного транспорта. Благодаря относительно невысокой стоимости (например, один автобус МАЗ стоит около 180 тыс. у.е. за машину) они являются самым массовым городским общественным транспортом в мире. Однако уровень шума и выбросов не позволяет рассматривать дизельные автобусы в качестве устойчивого транспорта будущего.

До недавнего времени технологии не позволяли создать конкурентоспособный электробус: его стоимость (по разным оценкам, в 2-4 раза большая, чем у автобусов и троллейбусов) повышалась в связи с дороговизной и малой емкостью аккумуляторов. Однако ситуация на рынке меняется, и удешевление необходимых комплектующих способно стимулировать их распространение в городах мира. Теперь обсуждают не только стоимость, но и экологичность электроэнергии, используемой для

подзарядки. Сравнительная характеристика автобусов, троллейбусов и электробусов приведена в таблице 1.[5]

Таблица 1- сравнительные характеристики городского транспорта

	Дизельные автобусы	Троллейбусы	Электробусы с системой зарядки во время движения	Электробусы с системой ночной зарядки
Диапазон, км	600-900	Ограничен контактной сетью	Менее 100	100-200
Дозаправка/ подзарядка	Каждые 2 дня, 5-10 минут	Нет	Многokrратно в течение дня	Каждый день, 3-8 часов
Доступность заправочных/ зарядных станций (в г. Минске)	Высокая	Ограничена контактной сетью	Невысокая, ограничена тремя диспетчерскими станциями и депо	
Примерная стоимость, тыс. евро	+/- 180	+/- 300	+/- 400	350-500
Общая стоимость эксплуатации в ценах 2012 г., евро/км	2,1	3,1	3,2	5,5
Общая стоимость эксплуатации в ценах 2030 г., евро/км	2,5	3,4	2,9	3,8

В Минске в тестовом режиме эксплуатируют белорусские электробусы ОАО Управляющая компания холдинга «Белкоммунмаш», выпускаемые под брендом «Vitovt». БКМ сконструировала электробус на базе троллейбусов 42003 и 43303. В настоящее время существует две модели – E420 и E433, отличающиеся размерами. Обе модификации имеют двигатель мощностью 160 кВт, сделаны из композитных материалов, оборудованы калориферной системой отопления и климат-контролем в кабине водителя. Полностью низкопольный салон оборудован электрическими розетками и USB-портами. Запас хода электробусов – около 12-16 км, меньше многих зарубежных аналогов. Согласно комментарию ОАО «Белкоммунмаш», запас можно довести до 100 км, но это ощутимо увеличит вес машины, уменьшит энергоэффективность и поднимет стоимость. Дело в том, что в электробусе

применяются суперконденсаторы китайского производства. Их ресурс с учетом износа – около 10 лет или порядка 100 тыс. циклов заряда-разряда. Применение этой технологии обуславливает специфику движения машины: для зарядки в 12 км при полной загрузке достаточно 5-7 минут. Электробус заряжается на конечной станции и весь маршрут идет на собственном заряде. Основная проблема в настоящее время – высокая стоимость батарей, составляющая значительную часть стоимости электробуса. И даже при этом емкость батарей минского электробуса уступает зарубежным аналогам. Суточный пробег электробуса при этом составил около 280 км. Стоимость машины не разглашается, но по данным производителя и с учетом конъюнктуры белорусского рынка окупаемость составляет более 15 лет, и в денежном эквиваленте электробус стоит в 1,5-1,7 раза больше, чем троллейбус со сравнимыми характеристиками. При стоимости троллейбусов в 281 и 375 тыс. у.е. за стандартную и сочлененную версии соответственно, можно подсчитать примерную цену электробуса – 420-450 тыс. у.е. Общее количество электробусов на улицах Минска на данный момент составило 20 машин. К началу 2019 г. планируется увеличить данную цифру до 80. [5]



Рисунок 1 – Электробус E433

Рассчитаем окупаемость электробуса по сравнению с дизельным автобусом МАЗ 103А при различных особенностях эксплуатации.

Технические характеристики электробуса E433 и автобуса 103А, нужные для расчета срока окупаемости электробуса, приведены в таблице 2.

Таблица 2- Основные технические характеристики сравниваемых единиц техники

Транспорт	Электробус Vitovt E433	Автобус МАЗ 103А
Расход топлива, кВтч/100км л/100км	30	25-30-35
Стоимость за 1 кВтч/л, у.е.	0,1	0,75
Стоимость транспорта, тыс у.е.	440	170

Примем поправочный коэффициент ежедневного использования транспорта $k = 0.88$.

Полученные результаты расчетов сроков окупаемости электробусов Е433 при условии замены ими автобусов МАЗ 103А представим в таблице 3. Так как, предпологаемо, заменять дизельные автобусы будем не новые, то учтем только половину их стоимости.

Таблица 3 – результаты расчетов срока окупаемости электробуса

Условие	Срок, лет
При проезде 250 км в сутки	31-25-21
При проезде 250км с учетом замены АКБ	39-31-25
При проезде 250 км с учетом разницы в ремонте транспорта и замены АКБ	35-29-24
При проезде 300 км с учетом разницы в ремонте транспорта и замены АКБ	29-25-20
При проезде 250 км с учетом разницы в ремонте транспорта, замены АКБ, установки одной зарядной станции на 1 электробус	54-43-36

Выводы

Глобальный тренд роста интереса к электробусам очевиден, и Минск здесь не исключение. Около 100 городов Европы, в том числе и в Беларуси (Могилев), планируют в ближайшее время инициировать замену автопарка дизельных автобусов. В то же время нельзя не заметить, что логика экспериментов с электробусами в Минске пока что в корне отличается от подобных экспериментов в Варшаве, Берлине, Лондоне и т.д. Все эти города лишились своей троллейбусной сети в 1960-х – 1970-х годах. Поэтому сегодня они стремятся вводить (пока что дорогостоящие) альтернативы единственному виду колесного транспорта, который у них сохранился, – дизельному автобусу.

Минск по состоянию на начало 2018 года борется с Москвой за звание крупнейшей троллейбусной сети. В этой связи существующая в Минске практика замены электробусом именно троллейбусных маршрутов вызывает вопросы. В то время как все материалы на основных сайтах говорят об экологичности нового вида транспорта, практика его внедрения в самом лучшем случае *не увеличивает* количество выбросов CO₂ – ведь у троллейбусов эти выбросы уже и так были нулевыми. Чтобы разговоры об декарбонизации и экологизации мобильности звучали логично, экспериментировать с электробусами стоило бы за счёт дизельных автобусов.

От этого бы выиграли горожане, которые стали бы дышать более чистым воздухом. От замены электробусами троллейбусных маршрутов качество воздуха не изменится – в лучшем случае через несколько лет технологического прогресса выиграет бюджет, но не горожане. Пока же не выигрывает ни первый, ни вторые.

Из приведенных выше результатов расчета срока окупаемости электробуса Е433, можно сказать, что на данный момент замена дизельных автобусов не совсем целесообразна по критерию экономичности. Но с учетом тенденции роста цен на дизельное топливо, это будет целесообразно через несколько лет. При прохождении ежедневного маршрута в расстояние 300 км, электробус в лучшем случае окупает себя за 20 лет, а срок службы электробуса составляет 15 лет. Поэтому, на данный момент, замена на электробусы городского транспорта целесообразна только по критерию экологичности, а замена троллейбусов на электробусы (как на данный момент практикуется в городе Минске) целесообразна только для возможности изменения маршрута, но никак не целесообразна по критерию экономичности из-за эксплуатации АКБ и установки зарядных станций.

Литература

1. Богдан Н.В., Николаев В.П., Сафонов А.И. Перспективные направления развития городского нерельсового электрического транспорта - Минск: Ураджай, 1999. — 63 с.
2. Загайнов Н. А, Финкельштейн Б.С. Тяговые подстанции трамвая и троллейбуса - Изд. 3-е, перераб. и доп. - М: Транспорт, 1978. - 336 с.
3. Кочеулов В. П. Использование электромобилей и электробусов на городском общественном транспорте больших городов. — М.: ГОСИНТИ, 1976. — 23 с.
4. Ивуть Р.Б., Пилипук Н.Н. «Техническая эксплуатация автомобилей», «Автосервис», «Оценочная деятельность на автомобильном транспорте». — Минск: БНТУ, 2010. — 111 с.
5. <https://bkm.by/catalog/elektrobus-modeli-e433-vitovt-max-electro/>

УДК 621.311.13

ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ЭЭС УПРАВЛЕНИЕМ РЕЖИМОВ НАПРЯЖЕНИЯ И БАЛАНСОМ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Креч А.С.

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

Энергоэффективность — это эффективное использование энергетических ресурсов, т.е. использование меньшего количества энергии для обеспечения того же уровня энергетического обеспечения. Повышение энергоэффективности приводит к:

- сокращению коммунальных расходов у населения;
- экономия и снижение затрат на топливо;
- ограничение выбросов вредных веществ в атмосферу.

Как известно существует определенная связь между приведенными затратами $Z(P)$ и режимом энергосистемы, в которой можно выделить такую составляющую как издержки на потерю электроэнергии. В общем виде эта функция имеет вид:

$$I_{\text{пот ээ}} = f(\Delta W; \text{Ц}). \quad (1)$$

Или в формульном виде:

$$I_{\text{пот ээ}} = \Delta W \cdot \text{Ц}. \quad (2)$$

Так как $\Delta W = f(\Delta P; \tau)$, то видно что повышение энергоэффективности можно добиться путем снижения потерь активной мощности ΔP .

При передаче электрической энергии от генераторов электростанций до потребителя около 8-12% всей вырабатываемой электроэнергии теряется в проводниках воздушных и кабельных линий, а также в обмотках и стальных сердечниках силовых трансформаторов.

При проектировании и эксплуатации нужно стремиться к уменьшению потерь электроэнергии на всех участках энергосистемы, поскольку потери электроэнергии ведут к увеличению мощности электростанций, что в свою очередь влияет на стоимость электроэнергии.

Теперь перейдем к рассмотрению электрических сетей. Основные электрические сети (системообразующие и питающие) имеют сложно замкнутую конфигурацию (линии электропередач разного номинального напряжения, связанного с помощью автотрансформаторов связи), в таких сетях естественное потокораспределение отличается от экономического из-за возникновения уравнивающей мощности $S_{ур}$. Эта уравнивающая мощность вызвана неоднородностью сети и неоптимальным сочетанием коэффициентов трансформации K_T в замкнутых контурах сети. Протекание уравнивающей мощности в сети вызывает рост потерь активной мощности и падения напряжения, что негативно сказывается на режиме узлов нагрузки и вызывает рост $I_{\text{пот ээ}}$.

Для управления режимами напряжений и балансов реактивной мощности в сетях имеется ряд регулирующих и компенсирующих устройств таких как: трансформаторы и автотрансформаторы с РПН, БСК, СК, ШР, ВДТ, генераторы на станциях и т.д. Меняя режим работ этих устройств можно добиться снижения потоков уравнительной мощности $S_{ур}$, а следовательно уменьшить ΔP и улучшить режим узлов нагрузки.

Так как все перечисленные выше устройства влияют на перераспределение в сети реактивной мощности Q и на напряжение узлов нагрузки, то задачу выбора оптимального значения источников Q и подбор оптимальных k_T можно назвать задачей повышения эффективности ЭЭС при помощи Q и U . Математически задача имеет вид:

$$\text{Min}\{\Delta P(k_T, Q)/k_T, Q \in R\}. \quad (3)$$

При этом k_T, Q должны лежать в допустимый пределах области R которая обусловлена режимными уравнениями устойчивого режима сети.

К этим ограничениям относятся:

- допустимые значения напряжения $U_{imin} \leq U_i \leq U_{imax}$;
- допустимые значения тока в линии $I_i \leq I_{идоп}$;
- технические ограничения $k_{Tmin} \leq k_T \leq k_{Tmax}$, $Q_{ген} \leq Q_{ген max}$ и т.д.;
- возбуждение магнитопровода трансформатора $F_T \leq F_{Тдоп}$;
- максимально допустимый переток в линии и т.д.

В электроэнергетике существует комплекс мероприятий по снижению потерь электроэнергии.

Все мероприятия можно разделить на: технические, организационные. Организационные мероприятия в отличие от технических не требуют вложения капитальных затрат.

К техническим мероприятиям по снижению потерь относят:

- установка компенсирующих устройств;
- установка дополнительных средств регулирования (линейный регулятор и вольтодобавочный трансформаторов);
- повышения номинального напряжения сети;
- замена сечений проводов;
- упорядочение мощностей трансформаторов;
- замена устаревших трансформаторов;
- использование накопителей электрической энергии;

К организационным мероприятиям по снижению потерь относят:

- повышения уровня рабочего напряжения;
- оптимизация режимов сетей с учетом потерь на корону;
- управления потоками мощности в неоднородных сетях (при помощи линейных регуляторов, компенсирующих устройств и т.д.);
- размыкания в оптимальных точках замкнутых электрических сетей;
- оптимизация режимов работы трансформаторов на подстанции;
- пофазное выравнивание нагрузок (переход к симметричному режиму работы сети);

- управление электропотреблением (выравнивание графика нагрузки).

Принимая во внимание все вышеперечисленное можно наметить следующие пути повышения энергоэффективности:

- создание максимально однородной сети;
- изменение коэффициента трансформации в замкнутом контуре электрической сети;
- изменение напряжения в центре питания;
- управления потоками мощности в неоднородных сетях;
- установка дополнительных средств регулирования режимами электрических сетей;
- определение оптимальных точек размыкая сети.

Данные мероприятия относятся, как и техническим так и к организационным мероприятиям

Среди технических мероприятий рассмотрены:

- установка компенсирующих устройств;
- установка устройств продольной компенсации.

Также были рассмотрены следующие организационные мероприятия:

- изменение напряжения в центре питания (ЦП);
- определение оптимальных точек размыкая сети.

Критерии для оценки эффективности:

- величина приведенных затрат (Z);
- стоимость передачи электрической энергии ($C_{П}$);

Исходная схема расчетной сети приведена ниже.

Расчеты режимов сети проводились в программе Rastr3.

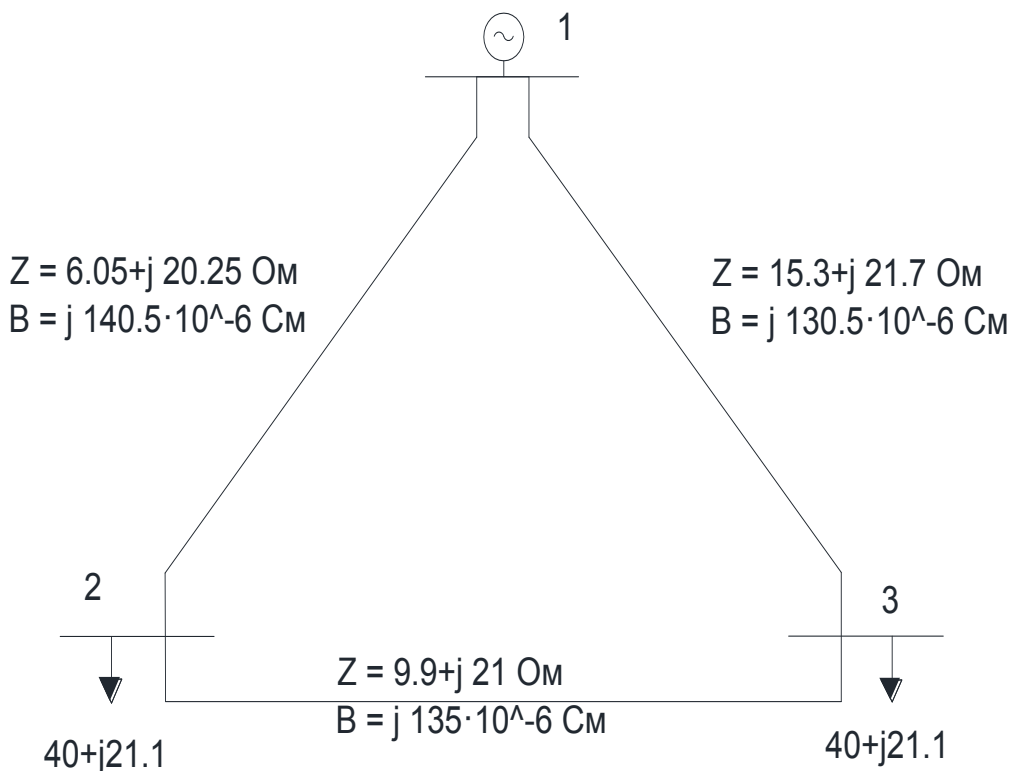


Рисунок 1 – Исходная схема сети

Результаты расчетов исходного режима сети, а также после проведения различных мероприятий по снижению потерь представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Результаты расчетов режимов сети

Название проведенного мероприятия	W, Мвт·ч	ΔP , МВт	ΔW , Мвт·ч	Z, тыс. у.д.е.	$S_{п}$, тыс у.д.е./МВт
исходная схема	391,394	3,948	11.844	942,66	2,408
установка КУ	386,728	2,926	8,778	872,54	2,255
установка УПК	389,061	3,38	10,14	876,52	2,253
изменение напряжения в ЦП	387,661	3,14	9,42	845,7	2,182

Мероприятие по определению оптимальных точек размыкания не дало положительного результата.

Вывод:

Как видно из результатов расчета для данной схемы наиболее эффективным мероприятием оказалось изменение напряжения в центре питания. Анализ результатов расчета приеденных затрат и стоимости передачи электроэнергии для технических мероприятий показал, что результаты являются равнозначными, поэтому для их сравнения требуется учесть дополнительные критерии такие как надежность работы, площадь отчуждаемой территории, экологическая безопасность и т.д. так же следует отметить возможность совместного проведения данных мероприятий.

Решение такой проблемы как повышение энергоэффективности является многокритериальной задачей, в связи с тем необходимо частное рассмотрение каждой конкретной сети и режима ее работы. Для чего разработан комплекс технических и организационных мероприятий.

Подводя итоги можно сделать вывод о том, что данный метод управления энергоэффективностью включает как организационные мероприятия, что является благоприятным фактором с точки зрения экономии капитальных вложений, так и технические, которые хоть и требуют некоторых капитальных вложений, но оказывает положительное влияние не только на снижение издержек на потери электроэнергии но и улучшают режим узлов нагрузок, увеличивают пропускную способность линии, увеличение статической устойчивости сети и т.д.

Литература

1. Справочник по проектированию электроэнергетических систем/ В.В. Ершевич, А.Н. Зейлигер, Г.А. Илларионов и др.; Под ред.С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. – 8-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1985.-352с.
2. Основы проектирования энергосистем: учебное пособие для студентов энергетических специальностей: в 2 ч. / В. Т. Федин, М. И. Фурсанов. – Минск: БНТУ, 2010

УДК 536.8

УПРАВЛЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬЮ ХОЛОДИЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ.

Кудин Р.В.

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

Для искусственного создания холода в настоящее время получили применение несколько типов холодильного оборудования, самыми распространёнными из них являются парокompрессионные, абсорбционные, парожеторные, газовые и термоэлектрические установки [1].

Типы холодильного оборудования

1. Парокompрессионные установки состоят из компрессора, испарителя, конденсатора, дросселирующего устройства и хладагента, в качестве которого выступают фторхлорбромпроизводные углеводородов. Данные установки работают в диапазоне 113-278К и имеют мощность вплоть до нескольких десятков киловатт. Принцип работы основан на обратном цикле Ренкина, состоящем из фазовых переходов хладагента (испарение и конденсация) [1].

2. Парожеторные установки используют внешний источник тепла, например, перегретый пар с температурой, которая может достигать 300-400°С. В условиях эксплуатации такой пар доставляется напрямую от парогенератора электрической станции, котельной или иного доступного источника. Пар подаётся в жетор — устройство расширения и охлаждения пара, далее пар участвует в теплообмене в компрессоре установки, чем создаёт давление на рабочее тело. В дальнейшем принцип действия схож с принципом действия парокompрессионной установки. Парожеторные установки применяются на производствах, на которых имеется возможность подведения первичного теплоносителя, однако ввиду больших потерь тепла в жеторе, обладают низкой энергоэффективностью. [1].

3. Абсорбционные холодильные установки также используют тепло внешнего источника, однако их принцип действия основан на абсорбции жидкой фазой рабочего тела газовой фазы рабочего тела, при чём выделяется некоторое количество тепла. Рабочее тело представляет собой двухкомпонентный раствор хладагента и абсорбента, причём первый находится как в жидкой, так и в газовой фазе, тогда как второй только в жидкой фазе. Такой тип холодильных установок применяется на производстве, связанном с производством компонентов рабочего тела и (или) при наличии достаточного количества «отходов» тепла, что существенно повышает энергоэффективность предприятия [3].

4. Газовые холодильные установки используют для работы расширение потоков различных газов, в том числе и воздуха. Такие установки просты в производстве, мобильны, неметаллоёмки, однако из-за низкого коэффициента полезного действия они малоэффективны [1]. По экономическим соображениям и в целях повышения энергоэффективности агрегаты данного типа могут иметь несколько большую область применения ввиду их

применения для технологических нужд на отдельных участках газотранспортной сети или других областях, где возможно дросселирование подаваемого под давлением газа [2].

5. Термоэлектрические установки. В настоящее время некоторое распространение получили термоэлектрические холодильные установки, чей принцип работы основан на термоэффекте при подаче постоянного напряжения на два соединённых проводниковых или полупроводниковых элемента. В качестве материала используются твёрдые растворы висмута, теллура и селена. При низкой экономичности и высокой стоимости данные установки обладают возможностью как поглощать, так и создавать тепло [1].

Показатели энергоэффективности

Основой управления энергоэффективностью при эксплуатации холодильного оборудования является рационализация режимов использования установок. Так, подбор оптимального состава оборудования, оптимизация загрузки и теплоизоляция отдельных частей агрегатов позволяют повысить коэффициент полезного действия для конкретного набора оборудования [4].

Для описания степени совершенства внутренних процессов, происходящих в газорасширительных машинах, и дачи оценки их газодинамического качества используют понятие внутреннего КПД, называемого иногда [1, с.290] термодинамическим или индикаторным. Стоит отметить, что при расчётах эффективности использования холодильного оборудования намеренно пренебрегают потерями тепловой энергии в холодильной камере, а останавливаются, прежде всего, на исследовании компрессоров. В настоящее время в практике исследования тепломеханических машин существуют два подхода к определению их КПД [1].

Первый подход даёт возможность оценить значение потерянной мощности или удельной работы, затраченной на преодоление внутренне необратимых потерь:

внутренних протечек в компрессоре, увеличивающих фактический расход вещества через рабочие органы и локализованных внутри машины;
 трения вещества о поверхности элементов компрессора, достигающего высоких значений в определённых видах компрессоров.

Второй подход позволяет вычислить отношение мощности или работы теоретической машины, в которой осуществляется некоторый эталонный процесс, к мощности или работе действительной машины. Теоретическая машина должна работать при тех же рабочем веществе, его параметрах на входе, отношении давлений и массовом расходе, что и действительная. Для компрессоров в качестве эталонного выбирают изоэнтропный и изотермный процесс сжатия для неохлаждаемых и охлаждаемых машин соответственно [1].

В реальных условиях эксплуатации холодильных установок значение КПД не оказывает решающего влияния на выбор типа применяемой установки. Это обусловлено тем, что, как уже отмечалось, стоимость, распространённость оборудования и потребление электрической энергии у разных типов установок разнятся в достаточно широких пределах [4] из-за различности из областей применения: технологические нужды различных производств, хранения

пищевых продуктов, кондиционирование и вентиляция жилых, производственных и общественных зданий. По этой причине подбор типа холодильной установки должен быть осуществлён по техническим, экономическим и эксплуатационным соображениям. Они обусловлены условиями производственных процессов на отдельно взятом предприятии, необходимой холодильной мощности оборудования, возможным уровнем электропотребления, объёмом холодильной камеры проектируемой установки, климатическими данными и различными нормативно правовыми актами [2].

Технико-экономическое сравнение различных вариантов оборудования

Для технико-экономического сравнения некоторых моделей современных холодильных установок различных типов воспользуемся предположением об одинаковой мощности данных агрегатов, а расчёты произведём по методу приведенных затрат. За образцы примем наиболее часто встречаемые типы исследуемого оборудования — парокompрессионные и абсорбционные различных номинальных мощностей. В качестве области применения примем необходимость понижения температуры оборотной воды. На практике данной цели добиваются с помощью установки так называемых чиллеров парокompрессионного или абсорбционного типа [4], [5], [6].

В данной работе рассмотрена целесообразность выбора установки холодильной мощностью 30-300кВт для применения в системах кондиционирования зданий. Ввиду сложности предлагаемых расчётов сделан ряд допущений:

В качестве основных вариантов представлены агрегаты парокompрессионного и абсорбционного типа, получившие наиболее широкое применение в подобных системах;

Уровень рассматриваемой холодильной мощности соответствует уровню потребления холода для современных офисных помещений площадью 500-4000 квадратных метров [8];

Стоимость транспортировки и монтажа оборудования учтена с помощью поправочного коэффициента стоимости $K=1,5$;

Ввиду трудоёмкости поиска соответствующей информации, в качестве исходных данных были использованы каталожные данные оборудования, приведенные в российских интернет-магазинах;

По этой же причине были использованы данные только о продукции нескольких производителей соответственно для каждого типа оборудования;

В качестве условной денежной единицы стоимости примем белорусские рубли, пересчитанные исходя из цены в российских рублях и пересчитанных по курсу НБРБ на 26.12.2018 [7].

Их паспортные данные сведём в таблицы 1 и 2.

Таблица 1 — Данные о некоторых холодильных установках парокompрессионного типа

Модель	Dantex DN-035EBF/SF	Dantex DN-065EBF/SF	Dantex DN-130EBF/SF	Energolux SCAW-M130ZCT	Energolux SCAW-M260ZHT
Мощность охлаждения, кВт	35	65	130	130	260
Мощность нагрева, кВт	37	65	138	130	280
Электрическая мощность, кВт	11,5	20,4	42,3	41,9	83,8
Стоимость, руб.	17666,78	28439,08	60810,76	48147,82	110674,88

Таблица 2 — Данные о некоторых холодильных установках абсорбционного типа

Модель	Thermax LT-2	Thermax LT-3	Thermax LT-5	Thermax LT-6	Thermax LT-8
Мощность охлаждения, кВт	70	106	176	229	281
Мощность электрическая, кВА	5,1	5,1	5,1	5,7	6,9
Стоимость, руб.	51492,23	81016,79	139540,25	160548,65	206809,88

Далее рассчитаем удельные капитальные вложения в единицу холодильной мощности, а результаты представим в таблице 3.

Таблица 3 — Удельные капитальные вложения в различные модели холодильного оборудования различных типов

Парокompрессионные установки					
Модель	Dantex DN-035EBF/SF	Dantex DN-065EBF/SF	Dantex DN-130EBF/SF	Energolux SCAW-M130ZCT	Energolux SCAW-M260ZHT
Удельные капитальные вложения, руб/кВт	757,15	656,29	701,66	555,55	638,51
Абсорбционные установки					
Модель	Thermax LT-2	Thermax LT-3	Thermax LT-5	Thermax LT-6	Thermax LT-8
Удельные капитальные вложения, руб/кВт	1103,40	1146,46	1189,26	1051,63	1103,97

Таким образом, усреднённые значения удельных капитальных вложений в холодильные установки парокompрессионного и абсорбционного типа находятся по формуле 1.

$$k_0 = \frac{\sum_{i=1}^n K_i \cdot P_{xi}}{\sum_{i=1}^n P_{xi}}, \quad (1)$$

Где k_0 — усреднённые удельные капитальные вложения в холодильные установки;

K_i — капитальные вложения в i -ую холодильную установку определённой модели;

P_{xi} — холодильная мощность холодильной установки i -ой модели;

n — число рассматриваемых установок в одном классе.

Соответственно, усреднённые значения удельных капитальных затрат в парокompрессионные и абсорбционные холодильные установки:

$$k_0^{нк} = 642,91 \text{ руб} / \text{кВт}, \quad k_0^{abc} = 1112,66 \text{ руб} / \text{кВт}.$$

Зададимся некоторой базовой мощностью холодильного аппарата, рассчитанной исходя из данных таблицы 1 и 2 аналогичным с усреднёнными капитальными вложениями методом, и произведём расчёт по приведенным затратам. В качестве эксплуатационных издержек примем затраты на электрическую энергию при условии, что агрегат работал на протяжении 8760 часов без остановки на номинальной мощности. Коэффициент мощности примем равным 0,8.

Тогда:

$$Z = k_0 \cdot p_x + I, \quad (2)$$

$$I = \beta_n \cdot P_{эл} \cdot 8760, \quad (3)$$

Где Z — Приведенные затраты, руб.;

p_x — усреднённое значение мощности холодильных установок определённого типа, кВт;

I — величина эксплуатационных издержек, руб.;

β_n — стоимость единицы электрической энергии, руб/кВт*ч;

$P_{эл}$ — усреднённое значение электрической мощности холодильных установок определённого типа.

Результаты сведём в таблицу 5.

Метод оценки стоимости оборудования по удельным приведенным затратам не отражает как увеличение энергопотребления при увеличении холодильной мощности установок парокompрессионного типа, так и фактическая неизменность энергопотребления установок абсорбционного типа [1]. Применение данного метода может быть оправдано только при рассмотрении достаточно узкого диапазона указанных параметров, а результат может быть иным для различных исходных данных, в том числе зависеть и от выбора производителя оборудования.

Таблица 5 — Результаты расчётов

Тип установки	Парокомпрессионная	Абсорбционная
Холодильная мощность, кВт	170,87	205,863
Электрическая мощность, кВт	55,495	5,846
Эксплуатационные издержки, руб.	89497,95	7542,35
Приведенные затраты, руб.	199351,98	236597,88
Удельные приведенные затраты, руб./кВт	1166,68	1149,29

Следуют также отметить, что при иной методике расчёта капитальных вложений на транспорт и монтаж оборудования, итоговый результат может значительно отличаться от полученного выше. Эффективность применения других типов холодильных установок значительно зависит от технических условий, поэтому их непосредственное сравнение по предложенному методу должно осуществляться с учётом:

- специфики производства и применения в определённых зданиях и т.п.;
- разницы капитальных затрат на установку различного оборудования;
- критериев безопасности, надёжности и экологичности.

Поэтому нахождение значений удельных приведенных затрат для каждого типа холодильного оборудования не может быть осуществлено в отрыве от их области применения. В условиях произведённых расчётов полученный результат отражает эффективность использования оборудования рассматриваемого диапазона.

Заключение

Из приведенных выше расчётов можно сделать следующие выводы:

1) Был произведён расчёт экономической эффективности использования установок парокомпрессионного и абсорбционного типа для применения в системе кондиционирования офисных помещений площадью 500-4000 квадратных метров.

2) Минимум удельных приведенных затрат, выражающих стоимость использования единицы мощности установки, достигается при использовании абсорбционных установок за счёт намного меньших (в 19,7 раз) эксплуатационных издержек.

3) К неэкономическим преимуществам абсорбционных установок по сравнению с установками парокомпрессионного типа относятся:

- экологическая безопасность, достигаемая за счёт неприменения хладагентов на основе бром-фтор-хлор производных углеводородов,
- пониженный шум,
- отсутствие давления в системе,
- отсутствие массивных движущихся деталей,
- высокая надёжность,

возможность использования различных теплоносителей: горячая и холодная вода, природный газ, выхлопные газы ДВС и т.д.[1]

4) В свою очередь установки парокомпрессионного типа имеют низкую (в 2,3 раза) стоимость, простоту конструкции, транспортировки и монтажа по сравнению с абсорбционными установками.

5) Произведённое сравнение корректно только в условиях смежной области применения установок, а некоторые ограничения накладывают сроки эксплуатации и амортизации оборудования, требующие дополнительных расчётов по методике [2], не рассмотренной в данной работе.

6) Разница в стоимости использования единицы мощности холодильной установки составляет 17,39 руб/кВт, что составляет 1,49% от стоимости использования единицы мощности холодильной установки парокомпрессионного типа. Это означает, что в условиях произведённого сравнения выбор типа установки должен осуществляться, прежде всего, на основании преимуществ, указанных в пунктах 3, 4 и 5 заключения к данной работе.

ЛИТЕРАТУРА

1. Холодильные машины: Учебник для студентов вузов специальности «Техника и физика низких температур» / А. В. Бараненко [и др.]: Под общ. ред. Л. С. Тимофеевского. — СПб.: Политехника, 1997 г. — 992 с.
2. Проектирование холодильников. / Ю.С. Крылов [и др.].— М.: «Пищевая промышленность».— 1972.— 310с.
3. Шилкин, Н.В. Абсорбционные холодильные машины // АВОК.— 2008.—№1.— с. 32-54. П
4. Быков А.В. Эксплуатация холодильников. Справочник. —М.: Пищевая промышленность, 1977.
5. Чиллеры [Электронный ресурс].— URL: <https://cityclimat.ru/shop/prom/chillery/> (дата обращения 26.12.2018)
6. АБХМ на горячей воде [Электронный ресурс] — URL: <http://abxm-thermax.ru/abxm/abxm-na-goryachej-vode/> (дата обращения 26.12.2018)
7. Официальный курс белорусского рубля по отношению к иностранным валютам, устанавливаемый Национальным банком Республики Беларусь ежедневно, на 26.12.2018 [Электронный ресурс] — URL: <https://www.nbrb.by/statistics/rates/ratesDaily.asp> (дата доступа 26.12.2018)
8. Расчет мощности кондиционера, подбор кондиционера по площади [Электронный ресурс] — URL: <http://www.xiron.ru/content/view/30460/127/> (дата доступа 26.12.2018)

УДК 620.09

УПРАВЛЕНИЕ НАГРУЗКОЙ ЭЭС С ПОМОЩЬЮ ЭЛЕКТРОКОТЕЛЬНЫХ: ПОИСК РАЦИОНАЛЬНОГО СООТНОШЕНИЯ ТАРИФОВ НА ТЕПЛО И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ.

Мячин А.В.

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

Электрокотельные применяются для отопления и горячего водоснабжения объектов как жилого, так и промышленного назначения. Широкий диапазон мощностей позволяет отапливать помещения площадью до 30000 м²[1].

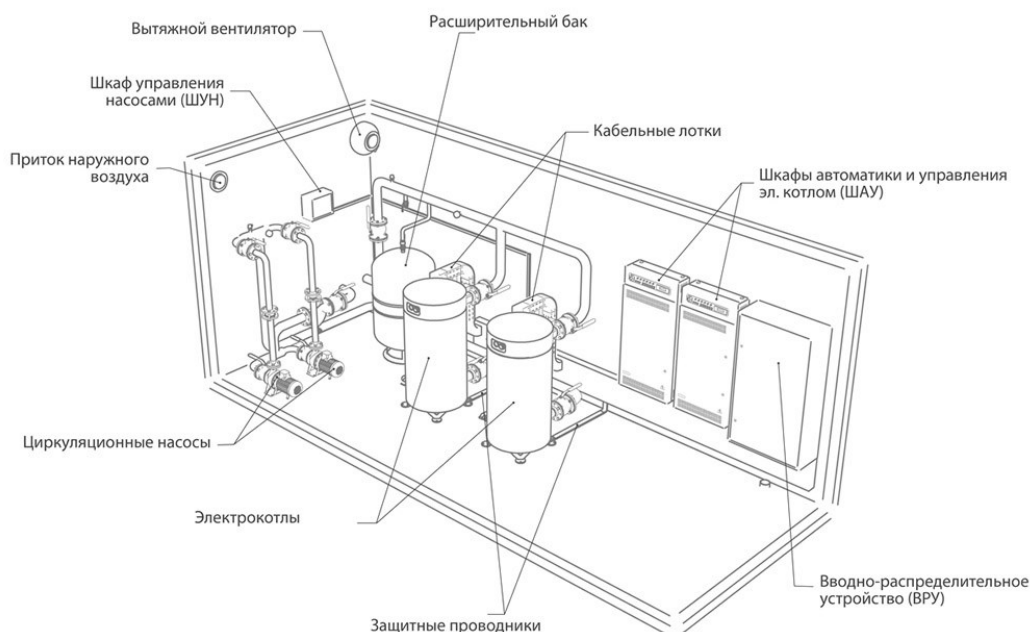


Рисунок 1. Принципиальная схема электрокотельной.

Электрокотельные можно разделить на три группы по рабочему напряжению котлов:

- котельные с котлами на 220 В;
- котельные с котлами на 380 В;
- котельные с котлами на 6,10 кВ.

Котельные, подключаемые к сетям 220 В обычно используют бытовые котлы. Недостатком данного типа котельных является относительно высокая стоимость топлива и сетей для подачи электроэнергии на котельную. Такое решение подходит для котельных малой мощности – до 6 кВт.

Котельные с котлами, работающими на напряжении 380 В можно отнести к разряду котельных средней мощности (обычно до 2000 кВт). Их преимуществом является полная автономность и экологическая чистота. Из минусов можно отметить высокую стоимость энергоносителя и сетей для подачи электроэнергии на котельную. [2]

Для промышленных целей, используют три типа электрокотлов:

1. Индукционные;
2. ТЭНовые;
3. Электродные.

В первых двух случаях, используется принцип косвенного нагрева теплоносителя. В индукционных электродкотлах, нагрев осуществляется благодаря использованию электромагнитной катушки, в ТЭНовом аналоге, подогрев выполняется поверхностью трубчатого нагревателя. Электродные котлы промышленного типа, встречаются реже, но расходуют электричества меньше, приблизительно на 40%. [3]

Преимущества электрического котла перед другими видами обогревательного оборудования.

1. Мощность электродкотлов производственного назначения может варьироваться от 30 кВт до 2000 кВт. Поэтому сфера применения их имеет довольно широкий диапазон использования.

2. КПД электрических котлов составляет 99%, что является отличным результатом. Такой высокий показатель достигается за счет ступенчатого повышения уровня мощности, за счет чего обеспечивается высокая энергоэффективность при небольших затратах электроэнергии.

3. При установке электрических котлов полностью отсутствуют вредные выбросы в атмосферу. Значит, нет необходимости устанавливать дополнительное оборудование: выхлопные трубы, газулавливающее оборудование и пр.

4. Установка электродкотла полностью исключает наличие в помещении открытого огня. Поэтому его часто используют для обогрева взрыво- и пожароопасных производственных помещений.

5. Котельная с электродкотлом бесшумна, проста в эксплуатации и имеет большой срок службы.

6. Современные электрические котлы оснащены системой автоматизации, что позволяет исключить постоянный контроль работы установки обслуживающим персоналом.

Недостатки электрического котла:

1. Относительно высокая цена электроэнергии по дневному тарифу.
2. Зависимость работы электродкотлов от надежности энергоснабжения объекта. Но в системах с возможностью переключения на резервные подстанции или источники — это неактуально.

Высоковольтные электродкотельные работают с котлами на напряжении в 6 кВ и выше. Это котельные высокой мощности (до 150 МВт), которые целесообразно строить вблизи источников генерации электроэнергии в больших объемах и невысокой стоимости (ГЭС, АЭС и т.д.). Преимуществом таких котельных является полная автономность, относительно низкая стоимость энергоносителя, экологическая чистота. Недостаток – высокое напряжение и, как следствие, повышенные требования к безопасности и затраты на ее обеспечение.

С вводом в эксплуатацию двух блоков АЭС возникает проблема регулирования графиков нагрузки энергосистемы, поскольку из генерации

вытесняются традиционные регуляторы мощности и решение комплекса задач, сопутствующих проблеме, невозможно без участия ТЭЦ.

В отопительный период в ОЭС Беларуси прогнозируются неизбежные избытки генерации электроэнергии по отношению к её потреблению. Для ликвидации ожидаемого дисбаланса предусматривается использование тепловых нагрузок систем теплоснабжения, часть которых планируется передавать в часы провалов электропотребления от традиционных теплогенерирующих источников к взаимосвязанным комплексам в составе “электрокотел - тепловой аккумулятор”, обеспечивающих увеличение электрической нагрузки ОЭС. Указанные комплексы, безусловно, необходимы в условиях, которые будут иметь место в энергосистеме страны, поскольку при должной их суммарной мощности в состоянии обеспечить необходимую динамику процесса регулирования выполнения соотношения “генерация – потребление электроэнергии”. Суммарная мощность к 2020 году электрокотлов составит 1180 МВт.

Использование электрокотлов в прогнозируемой ситуации, как уже отмечалось, абсолютно необходимо, поскольку, с одной стороны, обеспечивает гибкость в части обеспечения нагрузок и допускает возможность косвенного резервирования мощности в энергосистеме в ночные часы, поскольку при необходимости передачи тепловых нагрузок от электрокотлов на традиционные теплогенерирующие установки снижается электропотребление в соответствии с требованиями устранения дефицита мощности. С другой – передача нагрузки от электрокотельных на отборы ТЭЦ, на которых эти котлы установлены, даст и прирост генерации электроэнергии. [4]

Для того чтобы понять выгодность электрокотельных, мы сравним количество денежных средств, затрачиваемое при использовании электрокотельных и обычных котельных, на отопление одной и той же площади. Тарифы на тепловую и электрическую энергию, которые действуют на основании Указа Президента Республики Беларусь от 31.12.2017 №473 предоставим в таблице 1.

Так же нам известно, что при мощности электрокотла в 100кВт его теплопроизводительность составляет 1,85 Гкал/час, а площадь обогреваемого помещения – 1000м². Соответственно при использовании котла с 23.00 до 6.00 количество тепла за 1 час, выделенное электрокотлом составит 1,85 Гкал . Расчеты показали, что затраты за час на его использование в промежутке времени с 23.00 до 6.00 составят 10,03 рублей, Затраты за час при использовании в остальном промежутке времени составят 18,63 рубля.

При использовании обычных котельных затраты составят:

- если не субсидируемое государством затраты составят 150,63 рубля;
- если субсидируемое государством затраты составят 31,31 рубля.

Исходя из расчетов можем сказать, что использование электрокотлов экономичнее как минимум в 2 раза.

Таблица 1. Тарифы на тепловую и электрическую энергию.

Тепловая энергия для нужд отопления и горячего водоснабжения субсидируемая государством, рублей за 1 Гкал	16,926	20,78%
Тепловая энергия для нужд отопления и горячего водоснабжения, рублей за 1 Гкал	81,42	100%
Электрическая энергия для нужд отопления и горячего водоснабжения с присоединенной мощностью оборудования более 5 кВт:		
Период минимальных нагрузок (с 23.00 до 6.00), рублей за 1 кВт	0,1003	53,8%
Остальное время суток, рублей за 1 кВт	0,1863	100%

Как мы видим в любом случае наиболее выгодно использовать электродогревательные. Так же стоит заметить, что тарифы на электрическую энергию для нужд отопления и горячего водоснабжения с присоединенной мощностью оборудования более 5 кВт увеличились по сравнению с 2017 годом. В 2017 году с 23.00 до 6.00 он составлял 0,09 рублей за 1 кВт·ч, в остальное время 0,1674 рублей за 1 кВт·ч.

Исходя из этого мы можем сделать выводы:

1. Внедрение электродогревательных является мерой введения АЭС в энергобаланс и сокращения доли теплофикации;
2. Электрические котлы бывают большой и малой мощности, а КПД электрических котлов составляет 99%;
3. Тарифы на электрическую и тепловую энергию важны для стимуляции внедрения электрических котлов;
4. К 2020 году планируется внедрение электрических котлов суммарной мощностью 1180 МВт;
5. Преимуществами электрического котла перед другими видами обогревательного оборудования является широкий диапазон применения, энергоэффективность, экологичность, удобства эксплуатации, легкость управления и безопасность.

Литература

1. https://sargs.ru/produkcija/spetsializirovannye_kotelnye/elektrokotelnye/
2. <http://www.gzk.by/catalogue/kotelnie/elektrokotelnaya/product/elektrokotelnaya/>
3. http://avtonomnoeteplo.ru/otopitelnye_kotly/330-promyshlennye-elektricheskie-kotly-otopleniya.html
<https://rep.bntu.by/handle/data/23224>

УДК 620.93

СТРУКТУРА РАСХОДОВ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ ПРИ ПРОИЗВОДСТВЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Романович Д. Г.

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

Потери энергоресурсов при производстве электроэнергии неминуемы, поэтому важно, чтобы они не превышали допустимого уровня. Превышение норм технологического расхода говорит о возникших проблемах. Чтобы это исправить необходимо выяснить причины возникновения.

Выделим структуры потерь при производстве электроэнергии. Структура потерь на ТЭС, которые составляют наибольший процент в структуре генерации энергосистемы Беларуси, можно представить следующим образом: потери в топливном хозяйстве, потери в котлоагрегате, потери в трубопроводах и сетевых подогревателях, потери на собственные нужды, потери в электрогенераторе.

1. Потери в топливном хозяйстве - это потери связанные с разгрузкой, учетом, хранением, внутренней транспортировкой и приготовлением для сжигания (дробления, подогрева, размола) поступающего на электростанцию топлива.

2. Потери в котлоагрегате можно представить следующим образом:

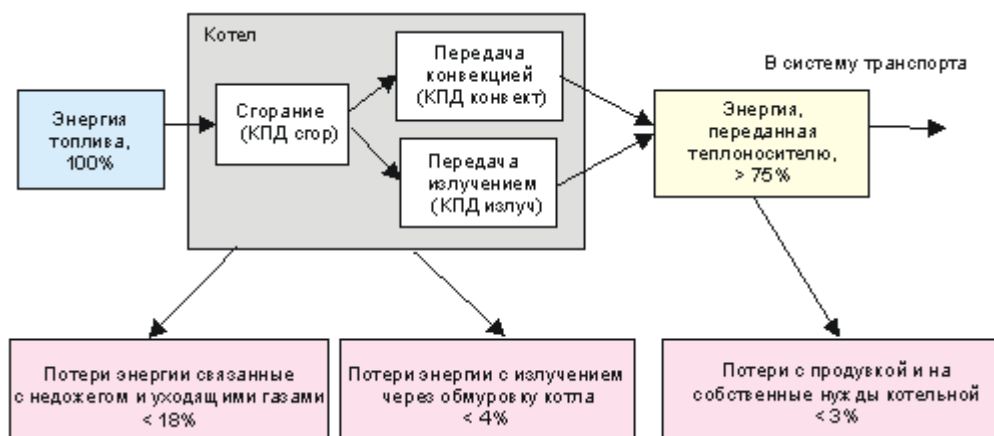


Рисунок 1 – Потери в котлоагрегате

На участке производства тепловой энергии при нормальной работе котлоагрегата всегда существуют три вида основных потерь:

1) *с уходящими газами* (обычно не более 18%):

$$q_2 = \frac{Q_2}{Q_p} \cdot 100, \% \quad (1)$$

где Q_2 – абсолютное значение потери теплоты,

$$Q_2 = \frac{(H_{yx} - \alpha_{yx} H_{0x,n})(100 - q_4)}{Q_p}, \text{ кДж/кг} \quad (2)$$

где H_{yx} – энтальпия уходящих газов, кДж/кг;

α_{yx} – коэффициент избытка воздуха в уходящих газах;

$H_{0x.v}$ – энтальпия теоретически необходимого объема холодного воздуха, кДж/кг;

q_4 – механический недожог топлива, %.

2) с химическим недожогом топлива (1-1,5%):

$$q_3 = V_{CO} \cdot Q_{CO} + V_{H_2} \cdot Q_{H_2} + V_{CH_4} \cdot Q_{CH_4}, \quad (3)$$

где Q – теплота сгорания горючих газов;

V – объем горючих газов на единицу сгоревшего топлива. [1]

3) с механическим недожогом топлива (7-9%):

$$q_4 = Q_{\text{шлак}} + Q_{\text{унос}} + Q_{\text{провал}} \quad (4)$$

4) потери энергии от наружного охлаждения (1-2%):

$$Q_5 = \frac{F_{ct}}{B_p} (\alpha_k + \alpha_l) (t_{ct} - t_{окр}), \text{ кДж/кг}, \quad (5)$$

где F_{ct} – наружная поверхность стен котла и его высокотемпературных элементов, м²;

α_k и α_l – коэффициенты теплоотдачи конвекцией и излучением, кВт/(м² · К);

t_{ct} и $t_{окр}$ – соответственно средняя температура поверхности стен и окружающего воздуха;

B_p – расход топлива на котел, кг/с. [1]

5) потери с продувкой и на собственные нужды котельной (около 3%).

Указанные цифры тепловых потерь приблизительно близки для нормального не нового отечественного котла (с КПД около 75%). Более совершенные современные котлоагрегаты имеют реальный КПД около 80-85% и стандартные эти потери у них ниже. Однако они могут дополнительно возрастать:

- Если своевременно и качественно не проведена режимная наладка котлоагрегата с инвентаризацией вредных выбросов, потери с недожогом газа могут увеличиваться на 6-8 %;

- Диаметр сопел горелок, установленных на котлоагрегате средней мощности обычно не пересчитывается под реальную нагрузку котла. Однако подключенная к котлу нагрузка отличается от той, на которую рассчитана горелка. Это несоответствие всегда приводит к снижению теплоотдачи от факелов к поверхностям нагрева и возрастанию на 2-5% потерь с химическим недожогом топлива и уходящими газами;

- Если чистка поверхностей котлоагрегатов производится, как правило, один раз в 2-3 года, это снижает КПД котла с загрязненными поверхностями на 4-5% за счет увеличения на эту величину потерь с уходящими газами. Кроме того, недостаточная эффективность работы системы химводоочистки (ХВО) приводит к появлению химических отложений (накипи) на внутренних

поверхностях котлоагрегата значительно снижающих эффективность его работы.

- Если котел не оборудован полным комплектом средств контроля и регулирования (паромерами, теплосчетчиками, системами регулирования процесса горения и тепловой нагрузки) или если средства регулирования котлоагрегата настроены неоптимально, то это в среднем дополнительно снижает его КПД на 5%.

- При нарушении целостности обмуровки котла возникают дополнительные присосы воздуха в топку, что увеличивает потери с недожогом и уходящими газами на 2-5%

- Использование современного насосного оборудования в котельной позволяет в два-три раза снизить затраты электроэнергии на собственные нужды котельной и снизить затраты на их ремонт и обслуживание.

- На каждый цикл "Пуск-останов" котлоагрегата тратится значительное количество топлива. Идеальный вариант эксплуатации котельной - ее непрерывная работа в диапазоне мощностей, определенном режимной картой. Использование надежной запорной арматуры, высококачественной автоматики и регулирующих устройств позволяет минимизировать потери, возникающие из-за колебаний мощности и возникновения нештатных ситуаций в котельной.

Перечисленные выше источники возникновения дополнительных потерь энергии в котельной не являются явными и прозрачными для их выявления. Например, одна из основных составляющих этих потерь - потери с недожогом, могут быть определены только с помощью химического анализа состава уходящих газов. В то же время увеличение этой составляющей может быть вызвано целым рядом причин: не соблюдается правильное соотношение смеси топливо-воздух, имеются неконтролируемые присосы воздуха в топку котла, горелочное устройство работает в неоптимальном режиме др. Таким образом, постоянные неявные дополнительные потери только при производстве тепла в котельной могут достигать величины 20-25%.

3. Потери в турбоагрегате

1. Внутренние потери:

-потери от частичного выпуска пара

Если ступень имеет парциальный впуск ϵ пара, то в промежуток времени, затрачиваемый рабочими лопатками на прохождение дуги $(1 - \epsilon)\pi d$, в пределах которой пар к лопаткам не подводится, в каналах лопаток течение прекращается, и они заполняются застойным паром. При подходе лопаточного канала к соплам содержимое канала должно получить необходимый толчок (импульс) для того, чтобы выйти из канала и уступить место струе пара, вытекающего из сопла. На этот толчок, т. е. на выталкивание неподвижной (относительно лопаток) массы пара, расходуется часть кинетической энергии потока при соответствующем снижении относительной скорости входа в рабочий канал. Такой расход кинетической энергии носит название потери на выколачивание или от частичного впуска пара и обозначается $q_{вк}$. Эта потеря невелика, вычисляют ее по эмпирической формуле.

-потери от влажности пара

Последние ступени ТНД и многоступенчатых вспомогательных турбин работают в области влажного пара, где происходит процесс выпадения частичек влаги. При повышении влажности пара частички влаги увеличиваются в размерах и превращаются в маленькие капельки воды. Увлекаемые паром, они движутся с меньшей скоростью, чем пар. Если пар, вытекающий из сопла с абсолютной скоростью c_1 (рисунок 2), входит в лопаточный канал без удара, имея относительную

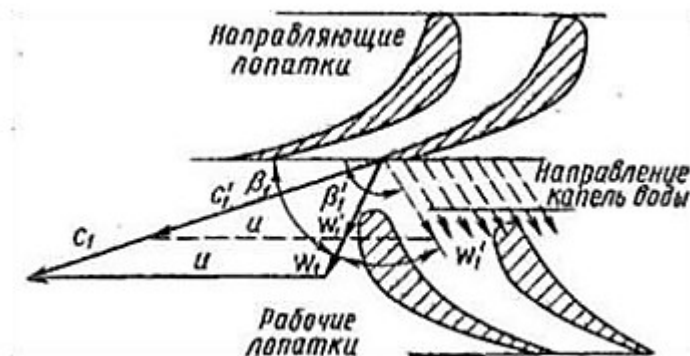


Рисунок 2 – Потери от влажности

скорость w_1 , то частицы воды, движущиеся со значительно меньшей скоростью c'_1 , войдут в канал с относительной скоростью w'_1 . В результате капли воды будут ударяться о выпуклую часть лопаток. Эти удары вызывают эрозию входных кромок и создают тормозной момент на диске, что приводит к снижению окружного КПД ступени. В первом приближении можно считать, что снижение окружного КПД ступени составляет 1% на каждые 1,5% содержания влаги в паре.

Потери от влажности обозначаются q_x :

$$q_x = (1-x) \cdot h_i, \quad (6)$$

где h_i – использованный на ступени перепад тепла с учетом внутренних потерь,

x – средняя степень сухости пара в ступени:

$$x = x_1 + \frac{x_2}{2}, \quad (7)$$

Благодаря применению в последних ступенях турбин низкого давления дренажных устройств влагосодержание пара снижается примерно в 2 раза против определяемого по is -диаграмме. Соответственно уменьшается и потеря от влажности пара.

- потери от протечек пара

В активных турбинах некоторое количество пара перетекает через зазоры в уплотнениях диафрагм, минуя сопла и не совершая полезной работы.

Тепловая потеря от протечек пара через лабиринтные уплотнения диафрагм, отнесенная к массе пара 1 кг, протекающего через ступень:

$$q_{yt} = \frac{G_{yt}}{G_c} (i_1 - i_2), \quad (8)$$

где G_{yt} — количество пара, протекающего через лабиринтные уплотнения диафрагм, кг/с;

G_c — расход пара через ступень в единицу времени, кг/с. [2]

В реактивных турбинах и активных со степенью реактивности $q > 0,1$ часть пара протекает через радиальные зазоры лопаток, так как давление по обе стороны лопаток неодинаково. Эта потеря, также обозначаемая q_{yt} , определяется по эмпирическим формулам. Указанные потери особенно велики в первых ступенях реактивных турбин, где при небольшой высоте лопаток имеются относительно большие радиальные зазоры. Поэтому реактивные ступени, работающие в условиях высоких параметров, малоэкономичны. Для борьбы с протечками в зазорах применяют радиальные или осевые уплотнения между бандажом лопаток и корпусом турбины.

-потери на вентиляцию

На роторе турбины могут быть неработающие, но вращающиеся рабочие лопатки, которые захватывают пар и перегоняют его с одной стороны диска на другую. Такие лопатки действуют как вентилятор, на что затрачивается часть механической энергии.

- потери на трение.

Потери на трение диска вызываются силами трения между вращающимся диском и паром. Они тем выше, чем больше окружная скорость u диска, его диаметр d и плотность среды, в которой вращается диск.

$$\eta_{oi} = \eta_{oi} - \xi_y - \xi_{mp}, \quad (9)$$

Таким образом

Где $\xi_y, \xi_{тр}$ - относительные величины потери на утечки и трение. [2]

2. Внешние потери:

-механические потери.

К ним относятся механические потери вследствие трения в подшипниках и затраты энергии на привод регулятора, масляного насоса и других вспомогательных механизмов, а также энергия, теряемая в зубчатом редукторе.

-потери от дросселирования при пуске.

Понижение давления газа или пара при протекании через сужение проходного канала трубопровода приводит к дополнительным потерям. [2]

4. Потери на собственные нужды: расходуется на обеспечение работы подстанций и деятельности персонала.

5. Потери в электрогенераторе.

Потери энергии в генераторе возникают в результате преобразования в нём механической энергии в электрическую. Все виды потерь разделяются на основные и добавочные.

1) Основные потери (до 3 %)

- Потери в обмотке статора:

$$P = I^2 \cdot r_1. \quad (10)$$

- Потери на возбуждение в возбуждителях:

$$P_B = I_B^2 \cdot V_B + U_{щ} \cdot I_B, \quad (11)$$

где $U_{щ}$ – падение напряжения в щеточном контакте

- Магнитные потери в сердечнике:

$$P_M = P_2 + P_{в.т.}, \quad (12)$$

где P_2 – потери в сердечнике от гистерезиса; $P_{в.т.}$ – потери от вихревых токов.

- Механические потери:

$$P_{трщ} = K_{тр} \cdot f_{щ} \cdot S_{щ} \cdot v_k, \quad (13)$$

где $K_{тр}$ – коэффициент трения щеток о коллектор или кольца, принимается;

$f_{щ}$ – давление на щётку;

$S_{щ}$ – суммарная площадь контактов всех щеток, м²;

v_k – окружная скорость коллектора, м/с.

2) Добавочные потери в генераторе разделяются на два вида:

- пульсационные потери в полюсных наконечниках ротора от магнитной индукции в зазоре из-за зубчатости внутренней поверхности статора;

- потери при нагрузке, которые для генераторов мощностью более 1 000 кВт при проектировании принимают 0,25-0,4% от полезной мощности генератора.

Заключение

Повышение экономичности работы котлоагрегата в общем случае можно представить как последовательность определенных действий:

1. Провести комплексное обследование котлоагрегатов, включая газовый анализ продуктов сгорания. Оценить качество работы периферийного оборудования котельной.

2. Провести режимную наладку котлов с инвентаризацией вредных выбросов. Разработать режимные карты работы котлоагрегатов на различных нагрузках и мероприятия, которые обеспечат работу котлоагрегатов только в экономичном режиме.

3. Произвести чистку наружных и внутренних поверхностей котлоагрегатов.

4. Оборудовать котельную рабочими приборами контроля и регулирования, оптимально настроить автоматику котлоагрегатов.

5. Восстановить теплоизоляцию котлоагрегата, обнаружив и устранив неконтролируемые источники присосов воздуха в топку;

6. Проверить и возможно модернизировать систему ХВО котельной.

7. Произвести перерасчет сопел горелок под реальную нагрузку.

Что касается турбоагрегата, то для уменьшения потерь мы должны следить за значением степени сухости, для уменьшения коррозионного процесса на

лопатках турбины; потери через зазоры между ступицей и крышкой турбины и между ободом и нижним кольцом направляющего аппарата должны быть всевозможно малыми, для этого в этих местах выполняем уплотнения; для уменьшения потерь на выколачивание сегменты сопл размещаем подряд на одной дуге, а не разбросанно по всей окружности.

Повысить КПД генератора можно засчет улучшения механизма охлаждения, регулирования потерь в зазоре между статором и ротором, применения более качественных изоляционных и электротехнических материалов.

Литература

1. Жихар, Г.И. Котельные установки тепловых электростанций : учеб. пособие / Г.И. Жихар. – Минск : Вышэйшая школа, 2015. – 523 с. : ил.
2. Нерезько, А.В. Паровые турбины. Тепловые и атомные электрические станции/ А.В. Нерезько, Н.В. Пантелей. – Минск, 2015. – 71 с.

СТРУКТУРА ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ И УПРАВЛЕНИЕ ЭНЕРГОЭФЕКТИВНОСТЬЮ В МЕТАЛЛУРГИИ.

Савицкий А.Ю.

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

Половина потребляемого промышленностью топлива и более трети электроэнергии преобразуется на специальных станциях и установках в энергетический потенциал разнообразных энергоносителей (теплоту пара и горячей воды; энергию сжатого воздуха, кислорода, технического холода и т.п.), применяемых в технологических комплексах предприятия; остальная часть топлива и электроэнергии используется в технологических комплексах непосредственно.

В металлургии, зависимости от вида используемого сырья, характера физико-химических процессов и вида выпускаемой продукции предприятия черной металлургии (ПЧМ) можно разделить на четыре группы:

- 1) с полным циклом передела;
- 2) с неполным циклом передела;
- 3) мини-заводы;
- 4) специфические.

К ПЧМ с *полным циклом передела* относятся крупные металлургические комбинаты, на которых исходным сырьем является руда, а выпускаемая продукция - различный прокат. В ПЧМ с *неполным циклом передела* отсутствует ряд производств, характерных для ПЧМ первой группы. Исходным сырьем для них может быть агломерат, металлический лом или окатыши. Выпускаемая продукция - чугуны, сталь или прокат. *Мини-заводы* состоят из двух основных производств: электросталеплавильного и прокатного. Исходным сырьем для них служат металлический лом и окатыши, а выпускаемая продукция - прокат. *Специфические* ПЧМ разделяются на коксохимические, горнообогатительные, ферросплавные, трубные и ряд других. Основными цехами ПЧМ являются: агломерационные, коксохимические, доменные, мартеновские, конверторные, окомкования, металлизации, электросталеплавильные, прокатные.

Агломерационные цеха. Главные потребители энергоресурсов в агломерационных цехах - агломерационные машины, смесители, дымососы, вентиляторы. Основными энергоресурсами, которые потребляют данные цеха, являются природный и коксовый газ, электроэнергия, пар, кислород. Потребление топлива достигает 7% от общего потребления ПЧМ

Коксохимические цеха. Мощности электродвигателей электроприемников цехов составляют 0,5-150 кВт. Наиболее крупными электроприемниками являются газодувки с мощностью электродвигателей до 1000 кВт. Суммарная установленная мощность электроприемников коксохимических цехов достигает 15 МВт.

Доменные цеха. Основные потребители энергоресурсов доменных цехов - доменные печи и механизмы ее обслуживания (механизмы блока печей, системы загрузки, воздухонагреватели, пылеуловители, вентиляция,

охлаждение). Мощности электродвигателей этих механизмов от 20 до 1500 кВт. Наиболее крупными потребителями электроэнергии в доменных цехах являются воздуходувки, мощность которых достигает 3000-12000 кВт.

Мартеновские цеха. Основными потребителями энергоресурсов данных цехов являются мартеновские печи и обслуживающее их оборудование (разливочные, заливочные, завалочные, уборочные и другие краны, насосы, вентиляторы, дробилки и бегуны). Мощности электродвигателей на кранах от 25 до 150 кВт, суммарные мощности электродвигателей мартеновских цехов достигают 18 МВт.

Конверторные цеха. Главными потребителями энергоресурсов данных цехов являются конвертеры, миксеры и обслуживающее их оборудование (заливочные и разливочные краны). Крупными электроприемниками являются двигатели дымососов мощностью до 2000 кВт, а также двигатели привода поворота конвертеров. Установленные мощности электроприемников конверторных цехов достигают 30 МВт.

Электросталеплавильные цеха. Основными потребителями энергоресурсов являются дуговые сталеплавильные печи и механизмы, их обслуживающие. Мощности печей составляют 10-100 МВ·А, их количество достигает пяти штук. К обслуживающим механизмам относятся: насосы, воздуходувки, вентиляторы, дымососы, различные краны, компрессоры, кристаллизаторы, конвейеры и др. Мощности электродвигателей этих механизмов от 5 до 200 кВт.

Далее особенно рассмотрим электросталеплавильные цеха. Доминирующими потребителями электроэнергии электросталеплавильных цехов являются дуговые сталеплавильные печи (ДСП). Число дуговых печей в данных цехах от 1 до 10. Емкости печей 10-200 т. В основе метода нормирования лежат нормализованные электробалансов дуговых печей или их нормативные характеристики. Эти печи являются одним из самых крупных потребителей электрической энергии. Мощность дуговых печей достигает 100 МВ·А.

Удельный расход электроэнергии на выплавку 1 т стали в ДСП можно выразить следующей формулой:

$$w_{уд} = \frac{S_{п} \cos \varphi_{п} w_{уд.т}}{S_{п} \cos \varphi_{п} \eta_{эл} - \Delta P_1} + \frac{\Delta P_2 t_2}{q \eta_{эл}} + \frac{\Delta P_3 t_3}{q \eta_{эл}}, \quad (1)$$

где $S_{п}$ - мощность, потребляемая печью, кВт·А; ΔP_1 - мощность тепловых потерь в период расплавления, кВт; ΔP_2 - мощность тепловых потерь в период кипения и рафинирования, кВт; ΔP_3 - мощность тепловых потерь в период простоя печи, кВт; t_2 - время периода кипения и рафинирования, ч; t_3 - время простоев (слив металла, очистка печей, подварка пода и стен, загрузка металла), ч; q - масса садки, т; $w_{уд.т}$ - теоретически необходимый расход электроэнергии на расплав 1 т металла, кВт·ч; $\cos \varphi_{п}$ - коэффициент мощности печи.

Из выражения (1) видно, что на удельные расходы электроэнергии и

соответственно электропотребление в ДСП влияют следующие факторы:

- производительность печи (количество загружаемой в печь шихты и ее подготовка);
- электрические и тепловые потери;
- простой печи;
- электрические и технологические режимы работы печи.

Основные направления по экономии электроэнергии в ДСП видны также из сопоставления нормализованных и фактических электробалансов печей (табл. 1) [2]. Как следует из табл. 1, приходная часть определяется полученной из сети электроэнергией и теплом от экзотермических реакций. Доля электроэнергии в приходной части баланса составляет до 85% при плавке без применения кислорода и 65-75% с его применением. В расходной части баланса около 40% составляют тепловые и электрические потери и примерно 60% - полезный расход.

Таблица 1 Электрические балансы дуговой печи ДЧМ-10 для получения обессеренного чугуна дуплекс-процессом

Статьи баланса	Фактический ЭБ, кВт·ч/%	Нормализованный ЭБ, кВт·ч/%
<i>Приход энергии</i>		
Из электрической сети	3100/40	2280/33
От подогретой шихты	3722/48,3	3722/55
От экзотермических реакций	616/8	545/8
От окисления электродов	263/4	263/4
<i>Расход энергии</i>		
Технологический процесс	4754/61,7	4682/69
Тепловые потери:		
через шихту печи	459/6	176/2,6
излучением через отверстие	30,2/0,4	30,2/0,4
с уходящими газами	1001/13	855/13
в электродах	58,1/0,76	25/0,38
с охлаждающей водой	427,3/5,5	183/2,7
Электрические потери	970/23,6	817/13

При снижении производительности ДСП $w_{уд}$ возрастают^[1], это объясняется тем, что тепловые потери, не зависящие от производительности, распределяются на меньшее количество металла. Удельные расходы зависят от начальной температуры шихты, уменьшаясь с ее увеличением. Важным фактором, влияющим на производительность ДСП, является удельная мощность $S_{уд}$ печного трансформатора, приходящаяся на 1 т емкости печи.

По величине удельной мощности ДСП делятся на три класса:

- 1) сверхмощные ($S_{уд} > 700$ кВт·А/т);
- 2) мощные ($S_{уд} = 400-700$ кВт·А/т);

3) средней мощности ($S_{уд}=200-400$ кВ·А/т).

Применение сверхмощных печей позволяет снизить время плавления металла $t_{пл}$ и соответственно удельные расходы электроэнергии (табл. 2). Из табл. 2 видно, что с увеличением $S_{уд}$ печных трансформаторов от 400 до 750 кВ·А/т $t_{пл}$ сокращается примерно вдвое, а $w_{уд}$ - на 11%. Дальнейшее возрастание $S_{уд}$ до 1000 кВ·А/т дает значительно меньший эффект: $t_{пл}$ уменьшается на 28%, а $w_{уд}$ на - 3%. Поэтому для каждой ДСП в зависимости от условий эксплуатации следует выбирать оптимальную мощность печных трансформаторов, превышение которой нецелесообразно как по технологическим, так и экономическим соображениям. Так, для ДСП емкостью 100 т оптимальная мощность печного трансформатора равна 72 МВ·А.

Таблица 2 Зависимость времени плавления и удельных расходов электроэнергии от удельной мощности для ДСП емкостью 100 т

$S_{уд}$, кВ·А/т	$P_{п.ср}$, МВт	$t_{пл}$, мин	$w_{уд}$, кВт·ч/т
400	26,0	108	455
500	32,5	83	433
600	39,0	67	417
700	45,5	57	407
750	48,8	53	403
800	52,0	49	400
900	58,5	43	394
1000	65,0	39	390

Средний цикл плавки в сверхмощных печах состоит из следующих операций:

- 1) заправка печи, загрузка первой бадьи лома, перепуск и смена электродов (около 20 мин);
- 2) плавление шихты с учетом внутриоперационных пауз (около 55 мин);
- 3) окислительный период: нагрев и обезуглероживание металла (около 15 мин);
- 4) выпуск металла из печи (около 5 мин).

Продолжительность операций можно сократить интенсификацией технологических периодов плавки и организационных мероприятий, направленных на уменьшение длительности внутри- и межплавочных простоев. Так, для сокращения времени плавления шихты под током широко используют подачу газообразного кислорода в рабочее пространство печи, топливно-кислородные горелки, располагаемые на стенах печей между электродами и в рабочем окне. Дальнейшее сокращение продолжительности плавления на 5-10 мин обеспечивается предварительным подогревом лома за счет тепла отходящих из печи газов. Время окислительного периода плавки можно сократить, повышая мощность дуг, строго сочетая скорость обезуглероживания со скоростью нагревания металла при помощи АСУ технологического

процесса, и понижая температуру выпускаемой из печи стали при дополнительном подогреве ее вне печи в печах-ковшах.

Технология выплавки стали с оставлением в печи 15-20% жидкого металла и всего конечного шлака позволяет сократить продолжительность межплавочных простоев примерно в 2 раза, выпуск стали через углубленное или расположенное в подине печи отверстие отсекает печной шлак, сокращает время выпуска до 1-3 мин.

Одновременно с сокращением продолжительности плавки в сверхмощных печах уменьшается и удельный расход электроэнергии, составляющий при использовании небольшого количества кислорода и 90-100% лома в шихте около 480-520 кВт·ч на 1 т жидкой стали. В печах, перерабатывающих металлизированные окатыши, удельный расход электроэнергии существенно выше, что связано с восстановлением оксидов железа этого сырья и большим количеством образующегося шлака. Уровень расхода 510-520 кВт·ч на 1 т стали был достигнут отдельными печами средней удельной мощности, использовавшими большое количество кислорода по ходу плавки или переплавлявшими легированные отходы. В последнем случае расход энергии на процесс плавления меньше, так как суммарная энергия химических реакций в этот период плавки значительно больше, чем на обычном ломе.

На отдельных заводах, использовавших обычный лом в количестве до 10%, удельный расход электроэнергии существенно снижался в результате применения большого количества кислорода в период плавления, подаваемого через трубку в рабочее пространство печей, через стеновые топливно-кислородные горелки или сводовые фурмы. Кислород, подаваемый в печь в период плавления, снижает $w_{уд}$ за этот период плавки в размере 3,0-3,5 кВт·ч на 1 м³ использованного кислорода.

Предварительный подогрев загружаемого в печь лома отходящими от нее газами сокращает количество тепла, необходимого для плавления шихты, на 35-40 кВт·ч/т.

Применение печей-ковшей для дополнительного подогрева стали, выпущенной из ДСП, позволяет снизить $w_{уд}$ на 5-20 кВт·ч/т.

Расход электроэнергии в ДСП зависит также от электрических режимов работы печей. Регулировать электрический режим печи можно, изменяя либо питающее напряжение, либо длину дуги, а, следовательно, и ее ток. Первый способ регулирования осуществляется переключением обмотки высокого напряжения печных трансформаторов, он применяется только несколько раз за плавку при изменении протекающего в печи процесса. Второй способ позволяет регулировать режим работы печи непрерывно и плавно, поднимая и опуская электроды с помощью системы автоматического управления, поддерживающей на заданном уровне ток и мощность печи. При непрерывном регулировании режима печи по току важно знать электрические характеристики печи - зависимости от тока полной ($S_{п}$), активной ($P_{п}$), реактивной ($Q_{п}$) мощностей, мощности ($P_{д}$) и напряжения ($U_{д}$) дуги, электрических ($\Delta P_{эл}$) и тепловых ($\Delta P_{т}$) потерь, КПД ($\eta_{эл}$) и коэффициента мощности ($\cos\phi_{п}$). Электрические характеристики строятся на основе схем

замещения печных установок; они позволяют оценить целесообразность работы печи в том или ином режиме и выбрать соответствующий ток, на который надо настроить систему автоматического регулирования. Однако для определения оптимальных режимов печи одних электрических характеристик недостаточно. Дуговая печь - это технологический агрегат, характеризуемый удельным расходом электроэнергии и производительностью. Причем режим с минимальным удельным расходом электроэнергии не совпадает с режимом максимальной производительности. Для выяснения связей этих режимов необходимо построить дополнительно рабочие характеристики ДСП, т.е. зависимости удельных расходов $w_{уд}$, времени плавления $t_{пл}$, производительности печи $G_{п}$ и полного КПД печи $\eta_{п}$ от тока (рис.1). Рабочие характеристики печи строятся для периода расплавления металла, так как этот период является определяющим для всех ДСП. Как видно из рис .1, возможные пределы рабочих режимов печи уже, чем электрических. Это объясняется тем, что печь может работать лишь тогда, когда ее активная мощность не меньше, чем сумма ее тепловых и электрических потерь, что соответствует токам $I_{p\ min}$ и $I_{p\ max}$. Кривая удельного расхода электроэнергии $w_{уд}$ имеет минимум при токе $I_{опт.э}$, при этом же токе получается и максимум КПД печи $\eta_{п}$. Таким образом, $I_{опт.э}$ определяет оптимальный режим работы печи по энергетическим характеристикам. Кривая производительности печи $G_{п}$ достигает максимума при токе $I_{max\ пр}$, который соответствует максимуму мощности дуг. Этому же току соответствует минимум кривой времени расплавления $t_{пл}$. Следовательно, $I_{max\ пр}$ соответствует режиму максимальной производительности печи. Из рис. 1 следует, что оптимальный режим по энергетическим характеристикам наступает при токе, меньшем, чем ток, соответствующий максимальной производительности. Поэтому, если предприятие работает в условиях дефицита электроэнергии, то, очевидно, надо ориентироваться на оптимальный энергетический режим и поддерживать ток $I_{опт.э}$, а если выплавлять максимум металла, то определяющим можно принять режим максимальной производительности и поддерживать ток $I_{max\ пр}$.

Снижение тепловых потерь в ДСП можно получить: увеличением стойкости футеровки; улучшением качества футеровки; окраской наружных поверхностей кожуха печи алюминиевой краской; изготовлением конической футеровки с соответствующим изменением кожуха печи; снижением потерь тепла с охлаждающей водой; уменьшением потерь тепла с отходящими газами; уменьшением потерь тепла излучением через окна и отверстия печи; сокращением простоев печи.

Стойкость футеровки может быть повышена: за счет применения высококачественных футеровочных материалов; выбора и поддержания оптимальной высоты свода над уровнем металла в период рафинирования; уменьшения продолжительности рафинирования; осуществления скоростных ремонтов теплоизоляции стен; применения на крупных ДСП взамен футеровки водоохлаждаемых панелей.

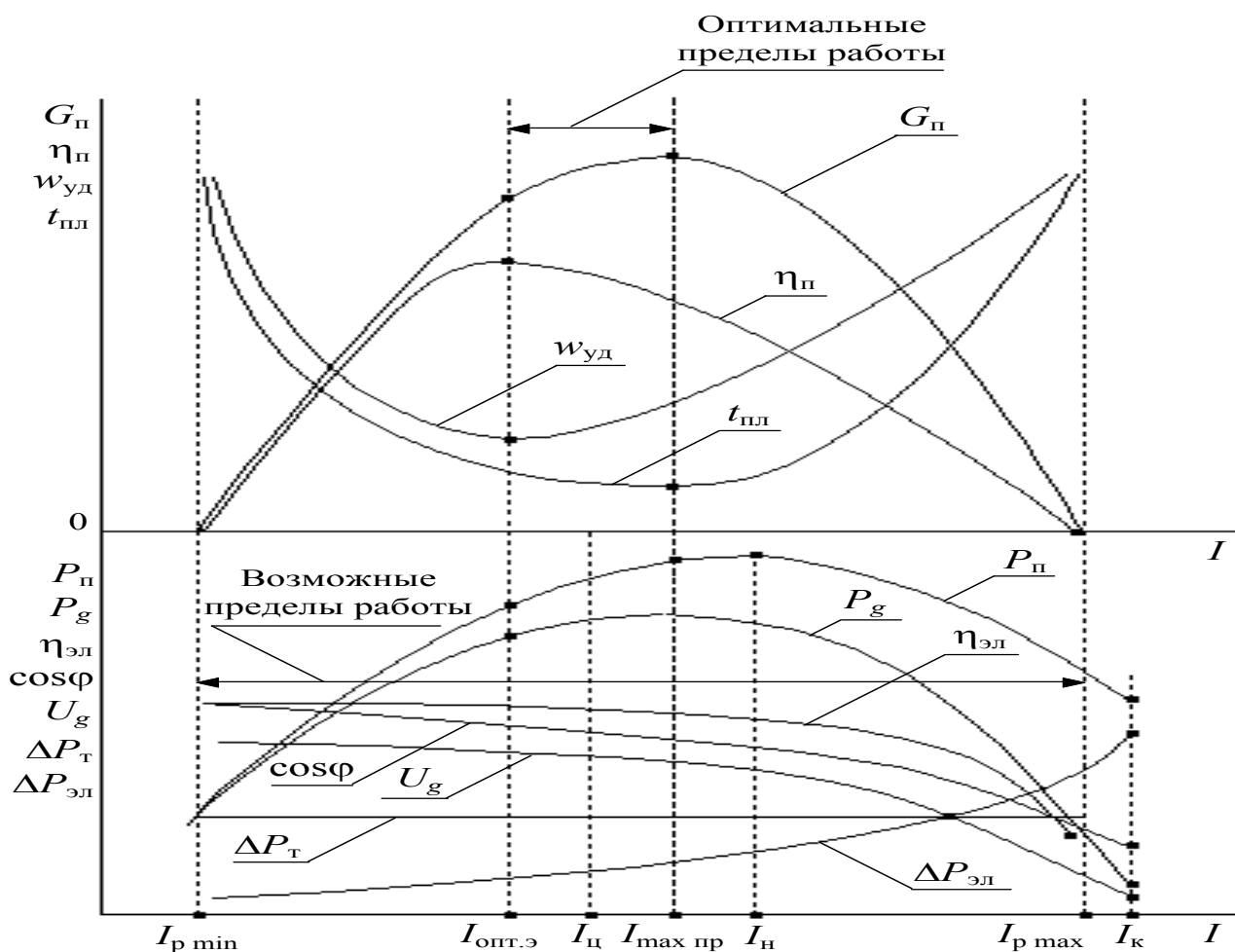


Рисунок 1 Рабочие и электрические характеристики дуговой печи

Для футеровки стен и сводов ДСП применяют в основном магнезиохромитовые огнеупоры. Толщина футеровки стен и сводов зависит от вместимости печей. Увеличение толщины этих элементов футеровки нерационально, так как в этом случае значительно увеличиваются скорость износа и удельный расход огнеупоров. Иначе обстоит дело с конструкцией подины. Тепло, теряемое через подину, отнимается от нагретой и расплавленной шихты, т.е. теряется часть полезной энергии, идущей на расплавление шихты. Поэтому подину теплоизолируют от металлического днища слоем асбеста, шамотного порошка и шамотного кирпича.

Наибольшее влияние на величину тепловых потерь крупных ДСП оказывает длительность цикла плавки $t_{\text{цп}}$. Поэтому при сокращении $t_{\text{цп}}$ на современных мощных ДСП вместительностью 100-150 т до 1,0-1,5 ч доля тепловых потерь снижается до весьма малых значений. Этому способствует и замена большей части футеровки стен и свода водоохлаждаемыми панелями. Водоохлаждаемыми панелями заменяют до 80% площади боковой поверхности стен и до 90% площади поверхности свода.

В ДСП потери тепла с отходящими газами составляют в среднем 15-17%. Кроме того, удаление и очистка газов требуют дополнительных энергетических затрат, увеличивающих расход электроэнергии на выплавку стали на 10-12%^[1]. Снижение потерь тепла с уходящими газами может быть

получено главным образом путем эффективного использования химической энергии оксида углерода и водорода в рабочем пространстве ДСП и сокращения подсосов в него холодного воздуха, который увеличивает не только потери тепла, но и окисление графитированных электродов. Минимум подсосов обеспечивает такой оптимальный гидравлический режим рабочего пространства ДСП, при котором на уровне порога рабочего окна поддерживается статическое давление газов, близкое к атмосферному, а под сводом - избыточное давление (15-20 Па), зависящее от высоты рабочего пространства и температуры газов. Для дожигания горючих газов необходимо использовать не воздух, а кислород. Расход электроэнергии на газоудаление определяется общим объемом запыленных газов $\sum V$, поступающих на газоочистку. Этот объем зависит как от вместимости ДСП, так и от степени интенсификации процесса и конструктивного исполнения системы газоудаления. Наиболее простыми являются системы без принудительного отсоса газов из рабочего пространства. В этом случае все газы выбрасываются из ДСП в атмосферу цеха и улавливаются вытяжными коллекторами, расположенными в местах выбросов вблизи электродных отверстий и над рабочим окном ДСП, либо общим зонтом, тесно охватывающим весь свод. Такие системы нашли широкое применение на малых ДСП емкостью 3-12 т^[1]. На ДСП средней и большей емкости устанавливают системы принудительного отсоса газов через дополнительное отверстие в своде и сводовой патрубком. Общее количество газов $\sum V_i$, которое такие системы отсасывают и подают на газоочистку, зависит не только от V_i , но и от способа охлаждения газов и объема неорганизованных выбросов. Расходы газов $\sum V_i$ и энергетические затраты на их транспортировку и очистку можно сократить в 2,0-2,5 раза и более, если их охлаждать не только смешиванием с наружным воздухом, но и в специальных теплообменниках-охладителях. Наиболее эффективным является использование тепла отходящих газов для предварительного подогрева металлошихты перед плавкой или в энергетических целях, например, для получения перегретого пара.

Основные элементы, влияющие на электрические потери, - печной трансформатор и вторичный токопровод. Величины потерь зависят от силы тока I_n и конструктивных параметров вторичного токопровода. Участками вторичного токопровода ДСП являются трансформатор с выводами, шинный пакет, гибкие кабели, подвижные башмаки, токоведущие трубошины электродержателей, электродержатели, часть графитированных электродов от верхнего уровня электродержателей до рабочей поверхности свода и контактные соединения между перечисленными элементами. Размеры участков вторичного токопровода зависят от взаимного расположения ДСП и трансформатора, конструкции механизмов поворота свода и наклона печи, а также от диаметра кожуха печи. Для уменьшения потерь электроэнергии необходимо иметь минимальную длину участков вторичного токопровода и рациональную площадь поперечного сечения его элементов при допустимой плотности тока в элементах вторичного токопровода:

- медные шины при площади сечения пакета на фазу до 5000 мм^2 - $1,5-2 \text{ А/мм}^2$, свыше 5000 мм^2 - $1-1,5 \text{ А/мм}^2$;
- медные гибкие кабели при площади сечения на фазу до 4000 мм^2 - $1,8-2,5 \text{ А/мм}^2$, выше 4000 мм^2 - $1,2-1,8 \text{ А/мм}^2$;
- медные водоохлаждаемые трубы - $4-6 \text{ А/мм}^2$.^[1]

Значительное влияние на активное и индуктивное сопротивления, а также КПД и коэффициент мощности ДСП оказывает схема короткой сети. Простейшей является схема треугольник на ошиновке трансформатора, звезда на электродах (рис. 2, а). Однако эта схема имеет большое индуктивное сопротивление и несимметричное распределение нагрузки по фазам, поэтому применяется на печах малой емкости (до 20 т). Значительно лучшие показатели имеют схемы короткой сети - несимметричный треугольник на электродах (рис. 2, б) и симметричный треугольник на электродах с четвертым рукавом (рис. 2, в). Эти схемы обладают следующими достоинствами: уменьшается среднее активное сопротивление печной установки в 1,2 (в схеме рис. 2, б) и 1,5 (в схеме рис. 2, в) раза; уменьшается индуктивное сопротивление в 1,1 и 1,4 раза соответственно; уменьшается несимметрия токов по фазам; сокращается длительность плавки на 10-15 %; уменьшается удельный расход электроэнергии на 9-10 кВт·ч/т^[2].

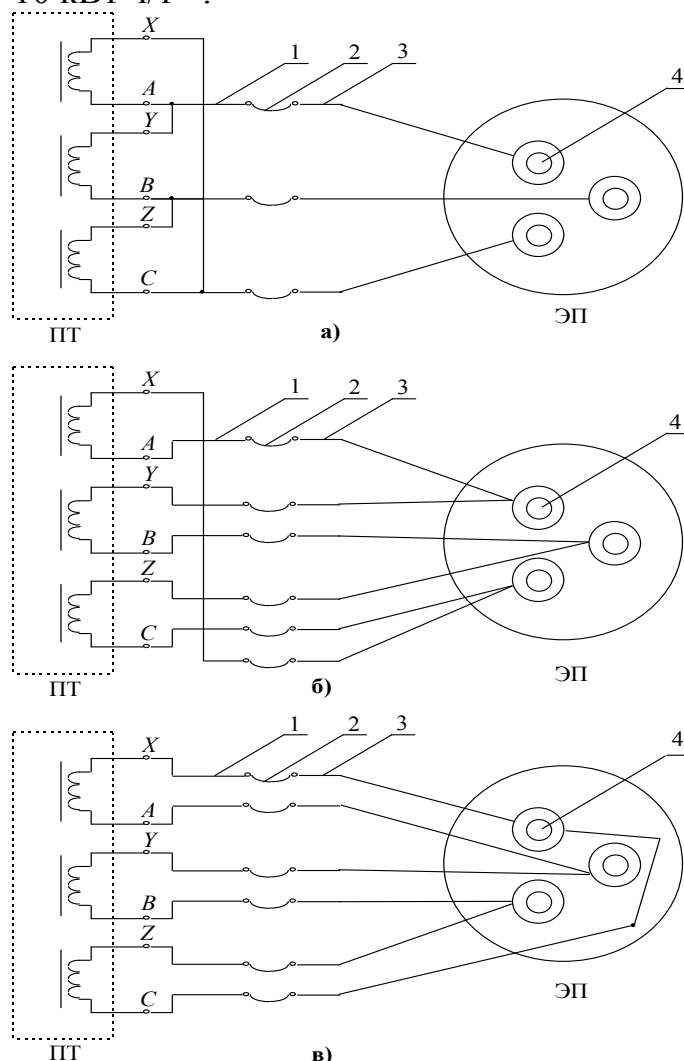


Рисунок 2 Варианты схем короткой сети: 1 – ошиновка трансформатора; 2 – гибкий кабель; 3- токоподвод; 4- электроды

Для уменьшения длины гибких водоохлаждаемых кабелей целесообразно такое взаимное расположение ДСП и трансформатора, при котором выводы средней фазы трансформатора или трансформатор в целом сдвинуты относительно сливного носка, что сокращает длину кабелей на $0,8-1 \text{ м}^{[2]}$. Длина гибких кабелей зависит также от расстояния между ДСП и трансформатором, которое определяется конструкцией механизма поворота свода и минимально допустимым радиусом изгиба кабелей, от высоты подъема электродов и траектории перемещения подвижных башмаков электродержателей при наклоне печи для слива металла, от радиуса опорных сегментов механизма наклона, от конфигурации откосов ванны, определяющей минимальный угол наклона ДСП, необходимый для полного слива металла. Правильный выбор этих взаимосвязанных конструктивных параметров позволяет существенно сократить длину гибких кабелей, их электрическое сопротивление и потери электроэнергии. При конструировании вторичного токопровода следует учитывать, что в металлоконструкциях, находящихся вблизи от проводников, вследствие электромагнитной индукции возникают вихревые токи. Для устранения дополнительных электрических потерь из-за перемагничивания массивные металлоконструкции, окружающие токопровод, следует изготавливать из немагнитных материалов или удалять проводники от металлоконструкций на расстояние не менее $0,4-0,5 \text{ м}^{[1]}$.

Важнейшим элементом вторичного токопровода является корпус электродержателя. Потери в электрическом контакте электродержатель - электрод достигают в некоторых случаях 2-6% активной мощности ДСП. Выделяющаяся в контакте тепловая энергия нагревает электродержатель, что ухудшает состояние контактной поверхности и увеличивает его электрическое сопротивление. Это ведет к дальнейшему росту температуры и выходу электродержателя из строя. Электрические потери в электродержателе зависят от материала контактных щек, усилия зажима электрода, формы и состояния контактных поверхностей. При замене стали на медь падение напряжения и электрические потери в контакте снижаются во много раз, а при увеличении контактного давления с $0,5$ до 2 МПа - в 2 раза. Для обеспечения минимальных электрических потерь усилие зажима электрода в электродержателе должно обеспечивать контактное давление 2-3 МПа. Для уменьшения контактных сопротивлений необходимы тщательная зачистка контактной поверхности, смазывание тонким слоем технического вазелина или аналогичной смазкой для предохранения от окисления, применение пружинных шайб.

Для современных 100-тонных ДСП характерно следующее распределение потерь электроэнергии по участкам вторичного токопровода: трансформатор - 8-13%, шинный пакет - 4-8%, гибкие кабели- 13-20%, токоведущие трубы и электродержатели - 8-10%, электроды - 56-59%.

При разработке мероприятий по энергосбережению на промышленном предприятии необходимо учитывать, что имеются следующие направления экономии:

1. Экономия ТЭР путем совершенствования энергоснабжения. Данные мероприятия разрабатываются энергетиками. Основными из них являются:

1) *Правильный выбор энергоносителей.* Для каждого процесса необходим такой энергоноситель, который обеспечивает наибольший энергетический и экономический эффект. Например, для печей и нагревательных установок должны сравниваться прямое использование топлива и электронагрев; для кузнечно-прессового оборудования - электроэнергия, сжатый воздух и пар (если он имеется на предприятии). Вид энергоносителя выбирают, сопоставляя варианты и комплексно анализируя следующие факторы:

- а) требования со стороны технологии (изменение качества выпускаемой продукции, расход сырья и пр.);
- б) экономические различия в конструкции и условиях эксплуатации оборудования;
- в) затраты на сравниваемые энергоносители;
- г) наличие необходимого оборудования;
- д) необходимый период времени для осуществления замены оборудования;
- е) экономический эффект от использования ВЭР, затраты на экологические мероприятия.

2) *Уменьшение числа преобразований энергии.* Так как каждое преобразование энергии связано с потерями, то чем меньше последовательных преобразований претерпевает энергия, тем выше общий КПД. Экономически, например, целесообразна замена сжатого воздуха электроэнергией всюду, где это возможно по технологическим условиям.

3) *Разработка рациональных схем энергосбережения.* Схема энергосбережения завода - сложный комплекс, в котором взаимозависимы и часто взаимозаменяемы отдельные энергоносители. Разработка комплексной схемы энергоснабжения, увязанной с технологией и учитывающей технологически необходимые параметры всех энергоносителей, вскроет резервы экономии и покажет очередность их реализации.

4) *Автоматизация энергоснабжающих установок.* Сюда относятся такие мероприятия, как автоматизация отопительных агрегатов, бойлерных установок, подстанций и внедрение телеуправления и автоматического регулирования параметров энергии различных двигателей и агрегатов.

5) *Повышение качества энергоресурсов.* Любое изменение параметров энергоресурсов (давления, температуры, влажности, сернистости, зольности, качества электроэнергии и т.п.) приводит к ухудшению качества продукции и перерасходу энергоресурсов.

2. *Экономия ТЭР путем совершенствования энергоиспользования.* Данные мероприятия разрабатываются энергетиками совместно с технологами. Основными из них являются:

- 1) внедрение технологических процессов, оборудования, машин и механизмов с улучшенными энерготехнологическими характеристиками;
- 2) совершенствование действующих технологических процессов, модернизация и реконструкция оборудования;
- 3) повышение степени использования ВЭР;
- 4) утилизация низкопотенциального тепла;

5) организационно-технические мероприятия.

Несмотря на различия в конструкциях промышленных установок и способах их эксплуатации, потенциальные возможности энергосбережения в них сходны. Они могут быть сгруппированы в следующие категории:

- 1) стратегия эксплуатации и технического обслуживания;
- 2) стратегия модернизации оборудования и технологических процессов;
- 3) стратегия замены существующего оборудования на новое менее энергоемкое и внедрение новых технологий.

Литература

1. Г.Я. Вагин, А.Б. Лоскутов Экономия энергии в промышленности:- Учеб. пособие / ; Нижегород. гос. техн. ун-т., НИЦЭ. Н. Новгород, 1998. -220 с.
2. Б.П. Борисов, Г.Я. Вагин, А.Б. Лоскутов и др Повышение эффективности использования электроэнергии в системах электротехнологии . - Киев: Наукова думка, 1990. - 240 с.

УДК 620.09

СТРУКТУРА КАТЕГОРИИ И ПАРАМЕТРЫ АНАЛИЗА И ОЦЕНКИ НАДЕЖНОСТИ ЭЭС.

Сибирцев Е.Ю.

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

Надежность - Есть вероятность того что элемент будет выполнять свои функции в течение промежутка времени при заданных условиях работы. [1]

Надежность ЭЭС - Свойство обеспечивать потребителей электрической энергией при отклонении частоты и напряжения в определенных пределах, оговоренных в Гост и ПУЭ, и исключение ситуаций опасных для людей. [1]

Структура ЭЭС

1. Элемент – оборудование, аппаратура и конструкции-включает в себя электросетевое силовое оборудование, коммутационную аппаратуру, элементы и конструкции линий электропередачи и электропотребителей, аппаратуру систем автоматики релейной защиты и управления. Все перечисленное относится к заводским изделиям, как правило, серийного выпуска; [2, с. 5]

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; [2, с. 6]

3. Система – электрическая сеть в целом – представляет собой уникальный объект рассмотрения. [2, с.6]

Свойства характеризующие надежность ЭЭС

Безотказность – Свойство объекта непрерывно сохранять состояние в течение некоторого времени или наработки. [3, с.10]

Ремонтопригодность – способность восстановления после ремонта. . [3, с.10]

Сохраняемость – Свойство об объекта сохранять значения безотказности, долговечности и ремонтпригодности втечении и после хранения и транспортировки. . [3, с.11]

Устойчивоспособность – свойство сохранять устойчивость втечении некоторого времени. . [3, с.11]

Режимная управляемость – Свойство объекта поддерживать нормальный режим по средствам управления. . [3, с.12]

Живучесть – Свойство объекта противостоять возмущению недопуская их каскадного развития с массовым нарушениям питания. . [3, с.12]

Безопасность – свойтво объекта не допускать ситуации опасных для людей. . [3, с.12]

Состояние характеризующее надежность объекта в энергосистеме

Работоспособное состояние – способность выполнять все или часть функций. . [1, с.20]

Рабочее состояние – способность выполнять все или часть функций в полном или частичном объеме. [1,с.20]

Нерабочее состояние – состояние объекта при котором он не выполняет свои функции. [1,с.21]

Предельное состояние – состояние при котором дальнейшая эксплуатация должна быть прекращена. [1,с.21]

Резервное состояние – рабочее состояние объекта, при котором он резервирует другие объекты. [1,с.21]

Показатели надежности

1) Вероятность какого-либо события, например, отказа; [1,с.25]

2) Интенсивность событий, например, число отказов в единицу времени; [1,с.25]

3) Средняя продолжительность события(математическое ожидание), например средняя продолжительность времени между отказами, средняя продолжительность времени восстановления после отказа. [1,с.25]

Определение надежности главной схемы электрических соединений смоленской АЭС



Рисунок 1 – Смоленская АЭС.

Главные схемы электрических соединений АЭС выбираются на основании утвержденной схемы развития энергосистемы и ее участка, к которому подключается данная АЭС, с учетом единичной мощности агрегатов и суммарной мощности станции в целом. Схема присоединения к энергосистеме должна обеспечивать на всех стадиях сооружения АЭС выдачу в нормальных режимах полной введенной мощности станции и сохранение устойчивости ее работы в энергосистеме при отключении любой отходящей электропередачи или трансформатора связи. Основными критериями при выборе главной схемы являются: надежность; экономичность; маневренность; ремонтпригодность; возможность расширения; наглядность и простота. Наиболее важными из перечисленных являются надежность и экономичность. [4]

В качестве примера расчета рассмотрю главную схему Смоленской АЭС, которая включает в себя:

- 3 энергоблока с реакторами РБМК-1000. В состав двух из них, работающих на сеть 500 кВ, входят по два турбогенератора ТВВ-500-2У3 каждый со своим повышающим трехфазным двухобмоточным трансформатором. Так же в состав третьего, работающий на сеть 750 кВ, входят также два турбогенератора ТВВ-500-2У3 и один повышающий трехфазный трехобмоточный трансформатор.

- ОРУ 750, 500 и 330 кВ;
- 4 автотрансформатора связи;
- 1 РТСН;
- 22 сборных шины и ошиновки;

- 43 выключателя;

- 8 разъединителей;

- 2 линии электропередач 750кВ протяженностью 350 км, 2 линии электропередач 500кВ протяженностью 300 км, 3 линии электропередач 330кВ протяженностью 170 км.

Для расчета использовал программный пакет TOPAS.

Алгоритм расчета в программе TOPAS:

Эффективный способ описания схем электрических соединения достигается при использовании коммутационного графа, ветвями которого является КА различных типов, а узлами- остальные связываемые ими элементы схемы.

Для описания надежности основного электрического оборудования используются показатели:

- Частоты отказов (I/год);
- Длительности послеаварийного восстановления (Ч);
- Частоты плановых ремонтов (I/год);
- Длительности плановых ремоты(ч);

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

-количество комбинаций событий; $L(k)$ -логическая функция, принимающая значения 0 или 1.

$$\lambda(k) = \sum_j * \sum_i q(j) \lambda(i) Q\left(\frac{s}{i}\right) L(k); \quad (2)$$

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

где $\lambda(k), T(k)$ – частота и длительность смоделированных аварий k -го вида, приводящих к расчетному погашению,

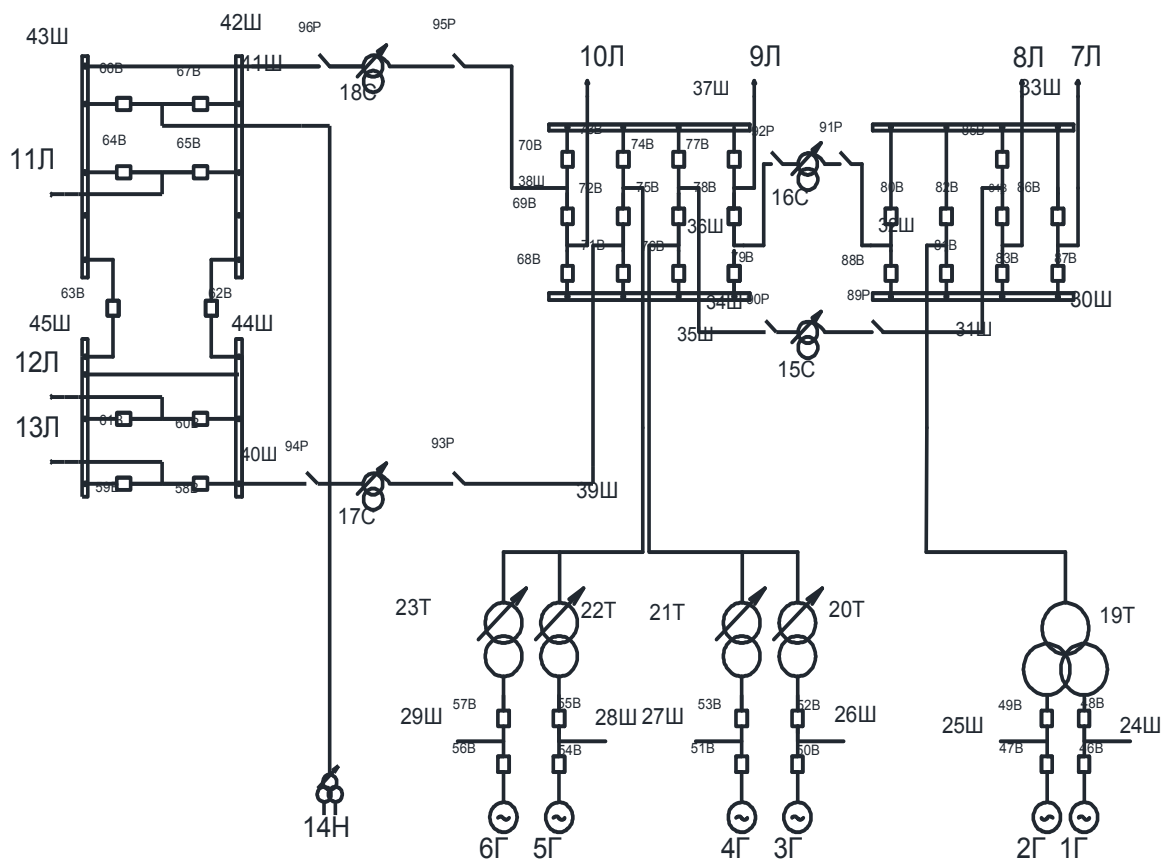


Рисунок. 2 – Расчетная схема с нумерацией ветвей и узлов,

Таблица 1 – Показатели надежности элементов собственных нужд электростанции.

Элемент	Частота отказа λ , 1/год	Время послеаварийного восстановления $T_{в}$, ч	Частота планового ремонта $\lambda_{рем}$, 1/год	Длительность планового ремонта $T_{рем}$, ч
Блочный турбогенератор	0.84	136.0	1.0	880.0
Линия электропередач 750кВ на 350км	0.007	20.0	0.17	20
Линия электропередач 550кВ на 300км	0.0045	12	1	18
Линия электропередач 330кВ на 170км	0.0034	9	0.5	20

Автотрансформатор 750 кВ	0.04	220	0.5	10
Автотрансформатор 500 кВ	0.04	220	0.5	10
РТСН 330кВ	0.04	45	0.5	9.5
Блочный трансформатор 10 кВ	0.008	60	0.25	6.0
Сборные шины 10 кВ	0.09	2.0	0.498	15
Сборные шины 330 кВ	0.039	15.0	0.498	9
Сборные шины 500 кВ	0.03	5.0	0.498	15
Сборные шины 750 кВ	0.03	5.0	0.498	15
Генераторный выключатель	0.009	10.0	0.5	10
Воздушный выключатель 330 кВ	0.02	48.0	0.2	90
Воздушный выключатель 500 кВ	0.04	60	0.2	120
Воздушный выключатель 750 кВ	0.04	60	0.2	120

Таблица 2. Результаты анализа надежности

	Код аварии	Суммарная частота, 1/год	Среднее время восстановления, ч
№1	3Г 5Л	0,0136	0,5
№2	2Г 3Л	0.448	37.37
№3	6Г 7Л 1Н	0.00419	105.86

В полученных результатах запись 3Л обозначает потерю любых трех линий и т.д.

Также критерием надежности является коэффициент неготовности:

$$K_H = \frac{T(k)\lambda}{8760}$$

где K_H - коэффициент неготовности;

$T(k)$ - среднее время восстановления, ч ;

λ - частота отказов, 1/год.

Посчитаем K_H для трех вариантов аварии :

1. Отключены 1 генератор и 5 линий :

$$K_{H1} = \frac{T(k)_1 \lambda_1}{8760} = \frac{0,0136 \cdot 0,5}{8760} = 7 \cdot 10^{-7}$$

2. Отключены 2 генератора и 3 линии :

$$K_{H2} = \frac{T(k)_2 \lambda_2}{8760} = \frac{0,448 \cdot 37,37}{8760} = 0,0019$$

3. Отключены 6 генераторов 7 линий и 1 РТСН :

$$K_{H3} = \frac{T(k)_3 \lambda_3}{8760} = \frac{0,00419 \cdot 105,86}{8760} = 0,00005$$

Выводы

1) При выборе состава показателей надежности 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 надежности было минимально, они имели простой физический смысл, допускали возможность получения расчетной оценки на этапе проектирования и получения статической оценки по результатам испытаний или данным эксплуатации.

2) Оценка надежности 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.

3) Проблема оценки и выбора рациональной степени надежности электрических станций и электроэнергетических систем является одной из наиболее важных проблем на современном уровне развития электроэнергетики, так как нужно рассмаривать надежность всей системы как единое целое.

4) В данном докладе рассмотрел надежность главной схемы Смоленской АЭС. Как видно из результатов расчета, что отключение двух генераторов и трех линий в среднем может погаснуть раз в два года; три генераторы и 5 линий раз в 73 года; шесть генераторов, семь линий и 1 резервный трансформатор собственных нужд раз в 238 лет. Данные значения говорят о высокой надежности схемы. По полученным данным выяснил что полное погашение АЭС является крайне маловероятным. Так же исходя из полученных результатов сделал вывод, что Смоленская АЭС удовлетворяет по одному из важных критериев: надежность.

Литература

1. Электротехнический справочник: Т.3. Производство, передача и распределение электрической энергии./ Под общ. ред профессоров МЭИ.- М.:Издательство МЭИ,2004,964с.
2. Гук Ю.Б. Теория надежности в электроэнергетике: Учеб. пособие для ВУЗов.- Л.:Энергоатомиздат,1990-208 с.
3. Фокин Ю. А., Туфанов В.А Оценка надежности систем электроснабжения. М.:Энергоиздат,1981-224 с.
4. Старжинский А.Л. Определение надежности схем электроснабжения собственных нужд атомной электрической станции. *Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ*. 2015;(3):34-31.

УДК 621.311.16

ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Скурат Д.А.

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

Вопросы повышения эффективности использования энергетических ресурсов, в том числе электрической энергии, имеют принципиальное значение для устойчивого развития экономик. На принятие действенных мер, обеспечивающих эффективное использование электрической энергии, направлена работа многих ученых и научно-исследовательских организаций по всему миру.

Актуальность темы обусловлена, главным образом, современными социально-экономическими тенденциями, приводящими к росту общей энергоемкости промышленных и бытовых потребителей, связанной, в частности, с количественным распространением различных электротехнических комплексов и систем, качественными изменениями режимов и графиков потребления электрической мощности, а также с увеличением протяженности магистральных, промышленных и бытовых электрических сетей.

В результате отмеченных тенденций, возникает недостаток генерируемой электростанциями мощности, появляется необходимость строительства дополнительных станций, комплексов автономной или систем распределенной генерации. Это сопряжено с большими экономическими затратами и значительными экологическими ущербами, которые можно минимизировать, а в некоторых случаях и полностью исключить, если обеспечить повышение энергоэффективности электротехнических комплексов и систем электроснабжения.

Под энергоэффективностью электротехнических комплексов и систем электроснабжения в общем случае понимается рациональное и эффективное использование мощности, потребляемой от источников электроэнергии, при сохранении параметров качества сети, питающей промышленных и бытовых потребителей [1].

Потому так важна разработка методов и средств повышения энергоэффективности электротехнических комплексов и систем электроснабжения за счет минимизации потерь при передаче мощности от источников электроэнергии к потребителям, а также за счет повышения показателей эффективности электропотребления и качественных показателей электроэнергии питающей сети.

Таким образом, повышение энергоэффективности энергетического производства можно достичь двумя путями:

1) Разработка и внедрение более совершенного оборудования: генераторы, трансформаторы, провода;

2) Рациональная эксплуатация существующих электроустановок.

Это значит: оптимальное распределение нагрузки между электростанциями энергосистемы; выбор наиболее выгодного состава рабочего

оборудования; оптимизация схемы энергосистемы; проведение ремонтов в оптимальные сроки.

Вся вторая группа решений называется задачей оптимизации режимов электроэнергетических систем. Эффектом от оптимизации режима, как правило, является не только уменьшение стоимости на выработку, передачу и распределение электроэнергии, но и уменьшение таких важных составляющих как потери мощности, потери электроэнергии, соблюдение надежной работы электрооборудования.

В целях повышения энергоэффективности электроэнергетических систем, нас будет интересовать оптимизация режима энергосистемы, а именно оптимальное распределение нагрузки между станциями.

Сформулируем постановку данной задачи: затраты на производство, передачу, распределение электроэнергии зависят не только от внешних факторов (величина подключаемой нагрузки), но и от режима энергосистемы, на который можно воздействовать через систему управления. В каждый момент времени энергосистема находится в определенном состоянии, которое характеризуется параметрами состояния системы (номинальная мощность оборудования, длина и марка проводов) и режима (ток, напряжение, уровень воды на гидроэлектростанциях). Решение задачи управления режимами состоит в определении таких воздействий, которые обеспечили бы минимальные величины затрат, сохраняя при этом баланс активной мощности. То есть, оптимальное управление режимами заключается в экономичном распределении суммарной нагрузки энергосистемы между станциями.

Задача расчета режима сложна из-за большой размерности задачи. Плюс ко всему решение пока еще возможно только итерационными методами. Поэтому на практике чаще всего решаются две подзадачи:

- 1) Распределение нагрузки в энергосистеме при постоянных нагрузках в узлах и приближенном расчете потерь мощности;
- 2) Расчет режима при фиксированных активных мощностях станции. Здесь реактивная мощность узлов генерации определяется по критерию минимума суммарных потерь активной мощности.

Способы распределения нагрузки между электростанциями делятся на практические и аналитические [2]. К первой группе относятся:

- 1) Метод относительных приростов;

Целью является распределение нагрузки таким образом между агрегатами, чтобы суммарные затраты были минимальными.

- 2) Табличный метод;

Отличие от метода относительных приростов в том, что исходными данными первого метода являются расходные характеристики, в то время как в табличном методе все зависимости величин относительных приростов от величины загрузки агрегатов представлены в виде таблиц.

- 3) Графоаналитический метод.

Аналитические способы являются более сложными, но более корректными в сравнении с практическими способами распределения нагрузки:

- 1) Метод динамического программирования;

Предназначен для решения задач функции многих переменных. Смысл метода: рассмотреть многошаговый процесс, состоящий из рекуррентных соотношений, основанных на уравнениях Беллмана.

- 2) Прямой метод оптимизации;
- 3) Градиентный метод;

Определяет оптимальный режим путем решения системы уравнений последовательным приближением. При большом числе ограничений оптимизация неосуществима из-за большого количества итераций.

- 4) Метод штрафных функций.

Для достижения поставленной цели постановка данной задачи может звучать следующим образом: минимизировать суммарный расход топлива на станциях при заданном составе оборудования, сохраняя при этом баланс мощности.

Рассмотрим метод относительных приростов как способ распределения нагрузки. Алгоритм выглядит следующим образом:

- 1) По $B_i = f(P_i)$ расходной характеристике для каждого агрегата определяется значение относительных приростов;
- 2) Построение характеристик относительных приростов агрегатов $\xi = f(P_i)$ на одном графике и дополнить характеристики относительных приростов вертикальными участками так, чтобы для всех характеристик минимумы и максимумы совпадали;
- 3) Найти минимум и максимум относительного прироста;
- 4) Построить суммарную ХОП для системы;
- 5) Выполнить распределение заданной суммарной активной мощности между станциями.

Отметим, что для данного метода характерна простота и возможность проводить расчет вручную. Но большим недостатком является то, что построенные ХОП соответствуют заранее принятому включенному в работу составу оборудования. Поэтому полученное распределение должно быть пересчитано при изменении состава оборудования, что является проблемной задачей.

В течение последних лет интенсивно разрабатываются и внедряются методы оптимального управления технологическими процессами и хозяйственной деятельностью в различных отраслях промышленности [3].

Под оптимальным управлением понимается такое ведение производственного процесса или такая система ведения хозяйства, при которых достигается наибольший народнохозяйственный эффект. Выраженная в математической форме задача управления технологическим процессом называется целевой функцией. Уравнения, определяющие связь между основными элементами управляемого процесса, носят название уравнений связи.

В области энергетики одной из основных задач управления, безусловно, является оптимизация режима эксплуатации энергетических предприятий и объединений. Но наряду с этой эксплуатационной задачей не меньшее значение имеет и проектная задача.

Разработка оптимальной стратегии развития энергетических систем и, в частности, электрических сетей, включающая выбор типов, мощностей и расположения новых электростанций и подстанций, напряжения, сечения проводов и конфигурации линий, образующих электрическую сеть и т. д.

Это очень сложная народнохозяйственная задача, при решении которой необходимо учитывать условия транспортировки топлива, возможность снабжения электростанций водой, удобство доставки потребителям электрической и тепловой энергии, требования санитарных норм, не допускающих загрязнения воздуха, условия удаления золы и шлака, наличие удобных площадок для строительства электростанций и жилых поселков при них и ряд других требований.

Рациональное решение может быть найдено методом перебора и сравнения большого количества вариантов с учетом ряда ограничений и выполнением необходимых технико-экономических расчетов, что требует применения современных математических методов и быстродействующих ЭЦВМ.

С этой задачей тесно связано размещение резервных мощностей в энергообъединениях. При этом важно правильно оценить размер резерва, необходимого для покрытия нагрузки системы при плановых ремонтах и повреждениях оборудования, и непредвиденном росте нагрузки.

Расчеты, связанные с оптимизацией режима работы энергосистем, во многих случаях требуют предварительных вычислений или использования результатов расчетов, имеющих самостоятельное значение.

Прежде всего, надо иметь в виду необходимость получения достоверной исходной информации для выполнения тех или иных расчетов или для автоматической оптимизации режима.

Это касается основных технико-экономических характеристик технологического оборудования и различных, изменяющихся во времени, величин, характеризующих протекание технологического процесса, например, давления и температуры пара, расхода воды, мощности, напряжения и др. Эти переменные величины принято называть параметрами процесса (в отличие от математического смысла этого слова), хотя, конечно, было бы правильнее называть просто переменными.

При расчете долгосрочных и краткосрочных режимов (год, квартал, месяц, неделя, сутки) необходимо иметь представительные данные технико-экономических показателей. В настоящее время в качестве исходных данных используются нормативные характеристики, которые имеют значительные погрешности.

Для оптимизации режимов в темпе процесса, что является основой рыночных отношений, необходимо получение фактических данных, полученных с приборов. Решение задач оптимизации затрудняется отсутствием или недостаточной пригодностью приборов для измерения расхода твердого топлива, анализа продуктов сгорания природного газа, определения содержания углерода в летучей золе, экспресс-анализа топлива (быстрого определения его теплотворной способности, зольности и влажности).

Опять же, одной из основных задач является выбор наивыгоднейшего состава работающего оборудования. Речь идет о сопоставлении возможного снижения затрат при пуске дополнительных агрегатов с перерасходом средств на пуск и на холостой ход вновь пускаемых агрегатов с учетом дополнительного износа их в нестационарных режимах. Для решения этой задачи необходимо провести ряд расчетов для различных сочетаний работающих агрегатов и разных участков суточного или недельного графика нагрузки. Нагрузки отдельных агрегатов должны быть заданы в результате расчета наивыгоднейшего режима работы станции, заключающегося в оптимальном распределении заданной нагрузки между агрегатами.

Следующей задачей является оптимизация режима работы каждого отдельно взятого агрегата. Под этим подразумевается непрерывное регулирование производственного процесса таким образом, чтобы при заданной нагрузке КПД был максимальным.

Однако, после анализа ситуации в нашей стране, а именно в связи с вводом в эксплуатацию АЭС, можно сделать вывод, что оптимальные режимы работы энергоблока должны определяться в зависимости от общих графиков потребления электроэнергии в системах, структуры их генерирующих мощностей и технических возможностей регулирования электрической мощности каждого имеющегося агрегата [4].

На графиках электрических нагрузок энергосистемы обычно выделены четыре характерных зоны, отличающиеся своей плотностью: базовая, полубазовая, полупиковая, пиковая. В каждой зоне графика используются определенные типы энергоустановок, что позволяет достичь наименьшего расхода топлива в энергосистеме.

Выравнивание графика электрических нагрузок можно осуществить с помощью гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС). ГАЭС, в отличие от других станций, включая ТЭС и ГЭС, обладают двойным регулирующим эффектом. Так, практически одна и та же установленная мощность (в режиме генерации и в насосном режиме) в одном случае используется для подъема ночного провала суточных графиков нагрузки (при работе в режиме зарядки станции), а в другом – для покрытия пиков (в режиме разрядки). Поэтому такие станции являются одним из самых эффективных инструментов выравнивания и покрытия суточных графиков нагрузки в энергосистемах с преобладанием крупных генерирующих мощностей ТЭС и АЭС. Их КПД составляет 72–75 %, и для зарядки станций используется ночная электроэнергия, которая, как правило, в 3–6 раз дешевле пиковой.

Таким образом, подводя итог, можно сказать, что при внедрении работа АЭС будет планироваться в базовой части графика из-за практической невозможности и экономической нецелесообразности снижения их нагрузки. А потому решать задачу оптимизации будут при помощи станций, способных легко и непринужденно покрывать пики нагрузок.

Литература

1. Кудряшов, А.Н. Повышение эффективности производства и использования энергии: материалы Всероссийской научно-практической конф. с междунар. уч. (Техническое перевооружение ТЭЦ с турбинами типа «Р» с целью повышения

эффективности работы) / А.Н.Кудряшов, С.Н.Сушко, А.В.Чалбышев // Иркутск: Изд. ИрГТУ. - 2011. -С.189-194.

2. Оптимизация режимов энергосистем: Конспект лекций для студентов электроэнергетических специальностей/М.И. Фурсанов.

3. Клер, А.М. Оптимизация режимов работы энергоисточников на органическом топливе с учетом конъюнктуры оптового рынка электроэнергии и мощности / А.М.Клер, А.С.Максимов, А.В.Чалбышев // Вестник Воронежского государственного технического университета. Энергетика. - 2013. - №1. -С.73-79.

4. Ростунцова И.А., Шевченко Н.Ю. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭНЕРГОБЛОКОВ АЭС ПРИ ПОКРЫТИИ ПЕРЕМЕННОЙ ЧАСТИ ГРАФИКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК // Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований. – 2015. – № 9-3. – С. 474-479.

УДК 621.311:017

ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ЭЭС ТЕХНОЛОГИЯМИ SMART GRID.

Тайна К.А.

Научный руководитель — к.т.н., доцент Петруша Ю.В.

Термин SMART GRID (умные или интеллектуальные сети) официально используется с 2003 г.. Однако единой трактовки этого понятия в мире до сих пор нет. В мировой практике для определения структуры SMART GRID используются ее различные атрибуты и признаки (табл.1). В западных странах SMART GRID связывают, прежде всего, с интеграцией возобновляемых источников энергии с электроэнергетическими системами и формированием у электрических сетей активных и адаптивных свойств, таких как самодиагностика и самовосстановление. Также акцент делается на АСКУЭ, соединенные в единую информационную сеть и позволяющие оптимизировать расход энергии в разное время суток. В России SMART GRID называется интеллектуальной электроэнергетической системой с активно-адаптивной сетью (ИЭС ААС). Под ней понимается комплекс электрооборудования (воздушные линии передачи, трансформаторы, выключатели и т. п.), подключенный к генерирующим источникам и потребителям на новых принципах, технологиях передачи и управления процессами. Предполагается объединение на новом технологическом уровне электрических сетей, потребителей и производителей электроэнергии в единую автоматизированную систему с активно-адаптивной сетью[1].

Признаки SMART GRID в различных странах, табл.1

США	Европейский союз	Россия
Способность к самовосстановлению после сбоев в подаче электроэнергии	Гибкость – способность сети подстраиваться под требования потребителей электроэнергии	Насыщенность активными элементами, позволяющими изменять топологические параметры сети
Возможность активного участия в работе сети потребителей	Доступность для подключения новых пользователей, в том числе потребительских генерирующих источников	Насыщенность датчиками, измеряющими текущие режимные параметры сети
Устойчивость к физическому и кибернетическому вмешательству злоумышленников	Надежность – способность сети гарантировать защищенность и качество поставки электроэнергии в условиях массового	Развитые системы сбора и обработки данных, а также управления активными элементами сети и электроустановками потребителей

	применения цифровых технологий	
Обеспечение требуемого качества передаваемой электроэнергии	Экономичность – максимальное применение инновационных технологий в построении, управлении и регулировании функционированием сети	Мониторинг и управление топологическим состоянием сети, а также взаимодействием со смежными энергетическими объектами в режиме реального времени
Обеспечение синхронной работы источников генерации и узлов хранения электроэнергии	Безопасность – недопущение ситуаций, опасных для людей и окружающей среды	Развитые системы автоматического анализа текущего состояния сети, построения прогнозов, поддержки принятия решений
Обеспечение появления новых высокотехнологичных продуктов и рынков		Высокое быстродействие систем информационного обмена, обработки, анализа и управления
Повышенная эффективность работы энергосистемы в целом		

В Объединенной энергетической системе (ОЭС) Беларуси термин «SMART GRID» в распределительных электрических сетях определен СТП 09110.47.104–11 ГПО «Белэнерго». В соответствии с SMART GRID представляет собой систему нового поколения, интегрирующую производителей, потребителей электроэнергии и электрические сети, образуя единое информационное и коммуникационное пространство. SMART GRID позволяет в реальном времени отслеживать и контролировать режимы работы всех участников процесса выработки, передачи и потребления электроэнергии, оперативно реагировать в автоматическом режиме на изменения параметров и осуществлять бесперебойное электроснабжение с максимальной экономической эффективностью при снижении влияния человеческого фактора. SMART GRID представляет собой совокупность линий электропередачи разных классов номинального напряжения, активных устройств электромагнитного преобразования электроэнергии, коммутационных аппаратов, устройств защиты и автоматики, информационно-технологических и адаптивных управляющих систем[2]. При проектировании

интеллектуальной части SMART GRID используются современные средства управления, новые системы диагностики и высокоскоростные системы передачи информации. В этом же документе SMART GRID определяется как главное направление перспективного развития распределительных электрических сетей Белорусской энергосистемы.

В настоящее время работы по построению концепции создания интеллектуальных сетей развиваются в основном в направлении их автоматизации. Это прежде всего относится к новым схемным и конструктивным решениям городских сетей, а также к построению единого информационного пространства, базирующегося на современных измерительных и коммуникационных технологиях. Существующие и перспективные схемные и конструктивные решения, позволяющие автоматизировать процесс управления режимами городских электрических сетей в условиях SMART GRID, весьма разнообразны. К схемным решениям можно отнести: широкое применение источников распределенной генерации (турбины внутреннего сгорания, фотоэлектрические установки, ветроустановки, мини-ГЭС и т. д.); сложность и объемность схем, имеющих большое количество резервных связей между распределительными пунктами 6–10 кВ, которые в нормальном режиме могут быть отключены; привязку схем перспективного развития сетей 0,4–10 кВ к карте местности с учетом перспективного строительства или реконструкции, планируемые изменения в характере нагрузок и генерации; наличие требуемого уровня автоматизации с применением интеллектуальных устройств; содержание технических решений по увеличению пропускной способности, управляемости, надежности функционирования, эффективности и безопасной эксплуатации сетей [1].

Кроме того, схемы распределительных городских электрических сетей должны соответствовать определенным техническим решениям, мероприятиям и требованиям. Рекомендуемые технические решения: в сетях с преобладанием кабельных линий электропередачи рекомендуется применять двухлучевую (разных типоразмеров), а также петлевую схемы построения сети. Магистральный принцип предусматривает построение магистрали в сети напряжением 6–10 кВ от независимого источника питания (ПС 35–110/10 (6)) до точки соединения, через пункт АВР (как правило, РП или ОТП), с другой магистралью от другого независимого источника питания.

В свою очередь новое строительство и реконструкцию городских сетей следует осуществлять на основе:

- выбора оптимального схемного решения построения сети города (района города) в зависимости от расположения источников питания;
- применения в кабельных сетях преимущественно кабелей 0,4–10 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена и высоконадежной кабельной арматурой;
- применения (в условиях большой стесненности и при количестве кабелей (в пучке) более 20) блочных канализаций (как правило, с толстостенными полиэтиленовыми трубами) и (или) туннелей (в крупных городах);
- использования малогабаритных БКТПБ и РП в блочном исполнении с оборудованием 10 кВ на базе вакуумных (элегазовых) выключателей;

- применения на ВЛИ (в местах малоэтажной и частной застройки) многоцепных опор повышенной прочности с возможностью подвески СИП большого сечения (до 95–120 мм²);

- наличия генерирующих источников в распределительной сети.

К конструктивным можно отнести следующие решения: в трансформаторных подстанциях вместо масляных выключателей и выключателей нагрузок с механическими приводами необходима установка вакуумных выключателей нагрузок с поддержкой дистанционного управления по каналам связи устройств телемеханики[1].

Применение реклоузеров позволяет удаленно управлять электроснабжением потребителей и при необходимости автоматически отключать поврежденные участки сети, добиваясь сокращения времени восстановления электроснабжения, снижения частоты повреждений линии и соответственно объема ремонтных работ.

Применение современного оборудования, конструкций, материалов и эффективных технологий (кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена, отличающейся возможностью вертикальной прокладки и повышенной надежностью в эксплуатации; муфт из термоусаживаемого полиэтилена, обладающих более длительным сроком службы и высокими диэлектрическими свойствами, и т. д.).

Информационная система SMART GRID строится на оперативноинформационных комплексах (ОИК), включающих: устройства телеизмерения параметров режима электрической системы, сбора и агрегирования информации, каналы связи, базы данных, системы оперативного отображения параметров режима, программного обеспечения, обрабатывающего результаты телеизмерений и формирующего задания для объектов диспетчерского управления, электронные журналы – средства регистрации событий и диспетчерских команд[2].

Для того чтобы электрическая сеть превратилась в SMART GRID, недостаточно внедрения на ее объектах отдельных «умных» элементов. Требуется также адекватное информационное обеспечение, т. е. создание единого информационно-технологического пространства[2].

Известно, что в правовом поле SMART GRID опирается на пять семейств международных стандартов, два из которых посвящены общей информационной модели (CIM), необходимой для оперативного сбора и обмена данными между аппаратурой и сетями. Для этой цели целесообразно иметь современные базы данных городских электрических сетей и телемеханические средства сбора и передачи информации. В информационном поле важнейшим элементом SMART GRID в сетях любого уровня является цифровая подстанция. Информация с цифровых подстанций SMART GRID концентрируется и передается на следующий уровень управления – в SMART-диспетчерские, потому что цифровые подстанции в присутствии постоянного обслуживающего персонала не нуждаются[1]. Сопоставление традиционных и интеллектуальных электрических сетей показано в табл. 2

Сопоставление традиционной электрической сети и SMART GRID, табл.1

Показатель сравнения	Традиционная сеть	SMART GRID
Сети потребителей		
Автоматизированная система управления энергопотреблением, в том числе с привлечением потребителей-регуляторов к участию в режимном управлении	Нет	Есть
Автоматизированная система учета электропотребления	Частично	Повсеместно
Система регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности	Частично	В необходимом объеме
Местные (резервные) источники генерации	Практически отсутствуют	Широкое применение малой генерации и накопителей электроэнергии
Наличие интерфейса связи с единым центром управления	Нет	Есть
Интеллектуальные энергосберегающие технологии в системах электроснабжения, в том числе такие, как «умный дом», «умный город»	Практически отсутствуют	Повсеместно
Распределительные сети общего назначения		
Системы автоматического контроля поузлового баланса активной и реактивной мощностей	Незначительно	Повсеместно
Системы контроля качества электроэнергии в узлах сети	Незначительно	Повсеместно
Системы централизованного автоматического управления нагрузкой	Нет	Есть
Наличие управляемых сетевых элементов, изменяющих параметры сети	Незначительно	Много
Наличие систем управления для поддержания баланса при выделении узлов сети на изолированную работу	Нет	Есть
Системы контроля и управления надежностью электроснабжения	Нет	Есть

Системообразующие сети объединенных энергосистем		
Системы автоматического контроля поузлового баланса активной и реактивной мощностей, потерь электроэнергии	Нет	Есть
Системы контроля напряжения в контрольных точках сети	Не развиты	Повсеместно
Система оперативной оценки текущего состояния (режимов) сети	Пассивная	Активная
Наличие сетевых элементов, изменяющих топологию сети по управляющим воздействиям	Нет	Есть
Система автоматического контроля загрузки критических сечений и выдачи управляющих воздействий для их разгрузки	Есть	Дополнительно – автоматическое управление параметрами и конфигурацией сети
Система регулирования частоты и активной мощности в отделившихся энергорайонах при аварийных ситуациях	Не развита	Автоматическая
Система автоматизированной реконфигурации электрических сетей	Локальная	Есть
Межсистемные сети		
Система оперативной оценки текущего состояния (режимов) сети	Пассивная	Активная
Система автоматического контроля загрузки электропередачи и выдачи управляющих воздействий для ее разгрузки (при перегрузках)	Есть	Дополнительно – автоматическое управление параметрами и конфигурацией сети

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе проведенного анализа интеллектуальных сетей можно сделать следующие выводы:

1. SMART GRID представляет собой сверхуправляемую, интеллектуальную, распределенную, самодиагностирующуюся и самовосстанавливающуюся систему, состоящую из информационно-телекоммуникационной и электроэнергетической частей, в которой активно-адаптивными сетями объединены в единое информационно-коммутиционное пространство комплекс электрооборудования и клиенты, которые

одновременно могут являться потребителями и производителями электроэнергии.

2. SMART GRID – симбиоз электроэнергетики, электроники, информационных технологий, телекоммуникаций, сенсоров, программного обеспечения и математики.

3. Традиционно рассчитываемые режимные параметры в условиях SMART GRID являются наблюдаемыми, поэтому большинство задач управления режимами, характерных для традиционных городских распределительных сетей, в условиях SMART GRID в будущем теряют свою актуальность.

4. Задачи управления режимами городских электрических сетей в условиях SMART GRID требуют применения более сложных и дорогих многоуровневых математических моделей, учитывающих влияние разнообразных средств регулирования, режимную реакцию активно-адаптивной части сетей и распределенной малой генерации, в том числе использующей нетрадиционные источники энергии.

5. Основное направление развития автоматической системы управления режимами городских электрических сетей в условиях SMART GRID – разработка методов и алгоритмов распределенных расчетов на основе многоуровневых математических моделей с использованием блочно-параллельной обработки данных в условиях распределенных высокопроизводительных вычислительных систем.

ЛИТЕРАТУРА

1. Короткевич, М.А., Основные направления совершенствования эксплуатации электрических сетей/ М.А. Короткевич.— Минск: ЗАО «Техноперспектива», 2003. — 373с.
2. Защита сетей 6-35кВ от перенапряжений/ Халилов Ф.Х. [и др.]; под общ. Ред. Ф.Х. Халилова.—СПб: Петербургский энергетический институт повышения квалификации энергетики Российской Федерации, 2001.— 216с.

УДК 621.36

ВНЕДРЕНИЕ ЭЛЕКТРООБОГРЕВА В ЖИЛЫЕ ЗДАНИЯ

Харитон С.Г.

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

Электрический обогрев жилых зданий можно разделить на два основных вида: прямой обогрев при помощи электроэнергии и водяной обогрев, при котором теплоноситель нагревается посредством электричества, а затем доставляется по системе в радиаторы. [1]

Прямой обогрев посредством электроэнергии

Под прямым обогревом подразумевается электроотопление без использования теплоносителя. В этом случае электроэнергия преобразуется в тепловую, за счет которой и нагревается помещение. Существует несколько видов электрического обогрева прямого типа:

1) Конвекторное отопление основано на принципе естественного воздухообмена, согласно которому холодный воздух опускается вниз, а теплые воздушные массы поднимаются вверх. Бесшумно работающие приборы в постоянном режиме нагревают охлажденный воздух, создавая тем самым комфортную температуру. Конвекторы могут работать без участия человека, они безопасны и не требуют контроля. Автоматическую работу обеспечивают терморегуляторы, поддерживающие в помещении заданную температуру. С помощью конвекторов можно создать единую автономную систему, дополнив ее централизованным управлением.

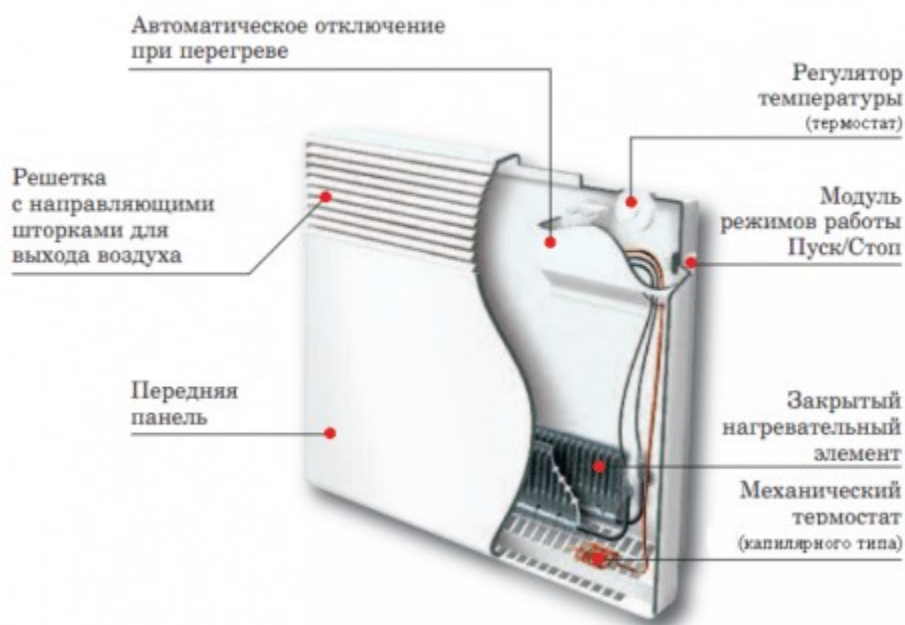


Рисунок 1 – Устройство электрического конвектора

2) Инфракрасное электрическое отопление в квартире нагревает не воздух, а предметы и людей, находящихся в помещении. На работу инфракрасных радиаторов не влияют сквозняки и открытые окна, они не сушат воздух и не сжигают содержащийся в нем кислород. Для автономного

отопления идеально подходят теплые полы и потолочные радиаторы, с помощью которых можно получить экономичный зональный обогрев, обеспечив в каждой зоне помещения наиболее комфортную температуру.

3) Нагрев воздуха при помощи масляных электрических радиаторов происходит за счет горячего корпуса металлического прибора. Внутри каждого радиатора этого типа присутствует ТЭН, который разогревает минеральное масло, находящееся в батарее. Наиболее эффективно работают комбинированные модели, сочетающие в себе масляные обогреватели и тепловентиляторы. В квартирах этот тип отопления используют преимущественно для дополнительного обогрева и в те периоды, когда центральное отопление еще не работает. Для создания автономной системы это не самый удобный и достаточно дорогой способ. [4]

Водяное электрическое отопление

Принцип работы водяного электрического отопления ничем не отличается от газового, дизельного и твердотопливного, только в качестве энергии, нагревающей теплоноситель, используется электричество. В сравнении с прямым отоплением здесь есть огромное преимущество – в случае отключения электроэнергии теплоноситель еще какое-то время будет отдавать тепло, поддерживая в квартире созданную температуру.

На первый взгляд отопление квартиры электричеством кажется дорогим удовольствием, но получение разрешения на установку газового котла и его монтаж может оказаться еще дороже. Электричество – самый безопасный тепловой агент, исключая отравления, взрывы и прочие несчастные случаи. Его использование не требует специальных разрешений и составления дорогостоящих проектов.

Водяное отопление может быть одноконтурным или двухконтурным, второй вариант помимо обогрева жилища обеспечивает дом горячей водой для бытовых нужд. Также можно сделать две одноконтурных системы, чтобы экономнее расходовать электроэнергию для подогрева воды в летнее время года. При таком варианте котел затрачивает лишь четверть своей мощности.



Рисунок 2 – Пример монтажа отопления с электродом

Основой водяного электрического отопления является котел, нагревающий теплоноситель для системы. Современные приборы отличаются высокой производительностью, простотой монтажа, удобством эксплуатации. Им по

силам обогреть большие площади, состоящие из нескольких изолированных помещений.



Рисунок 3 – Устройство стандартного электрического котла

В отличие от газовых нагревателей, электрические котлы могут быть установлены в любом месте квартиры, но при естественной циркуляции теплоносителя целесообразно размещать прибор в наиболее низкой точке системы. Также рекомендуется устанавливать аппарат вдали от водопровода, чтобы исключить возможность короткого замыкания в случае протечки. Для подключения прибора необходима отдельная электролиния. [3]

Расчет тепловой мощности обогревателя

Приблизительный расчет мощности обогревателя:

Прежде чем выбирать обогреватель, необходимо рассчитать минимальную тепловую мощность, необходимую для вашего конкретного помещения.

Обычно для приблизительного расчета достаточно объем помещения в кубических метрах разделить на 30. Таким способом обычно и пользуются менеджеры, консультируя покупателей по телефону. Такой расчет позволяет быстро приблизительно прикинуть какая совокупная тепловая мощность может понадобиться для прогрева помещения.

Например, для выбора обогревателя в комнату площадью 50 м² и высотой потолков 3 м (150 м³) потребуется 5.0 кВт тепловой мощности. Наш расчет выглядит так: 150 / 30 = 5.0 кВт

Такой вариант расчетов в основном используется для расчетов дополнительного обогрева в те помещения, где уже есть какое-то отопление и

необходимо просто догреть воздух до комфортной температуры. Однако, такой способ расчета не подойдет для неотапливаемых помещений, а также если необходимо помимо объема помещения учесть разницу температур внутри-снаружи, и конструктивные особенности самого здания (стены, изоляцию и т. п.)

Точный расчет тепловой мощности обогревателя:

Для расчета тепловой мощности, учитывающего дополнительные условия помещения и температурные режимы, используется следующая формула:

$$V \times \Delta T \times K = \text{ккал/час}, \quad (1)$$

$$V \times \Delta T \times K / 860 = \text{кВт}, \quad (2)$$

V — Объем обогреваемого помещения в кубических метрах;

ΔT — Разница между температурами воздуха внутри и снаружи. Например, если температура воздуха снаружи $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$, а необходимая температура внутри помещения $+18\text{ }^{\circ}\text{C}$, то разница температур составляет 23 градуса;

K — Коэффициент теплоизоляции помещения. Он зависит от типа конструкции и изоляции помещения.

$K=3.0-4.0$ — Упрощенная деревянная конструкция или конструкция из гофрированного металлического листа. Без теплоизоляции.

$K=2.0-2.9$ — Упрощенная конструкция здания, одинарная кирпичная кладка, упрощенная конструкция окон и крыши. Небольшая теплоизоляция.

$K=1.0-1.9$ — Стандартная конструкция, двойная кирпичная кладка, небольшое число окон, крыша со стандартной кровлей. Средняя теплоизоляция.

$K=0.6-0.9$ — Улучшенная конструкция здания, кирпичные стены с двойной изоляцией, небольшое число окон со сдвоенными рамами, толстое основание пола, крыша из высококачественного теплоизоляционного материала. Высокая теплоизоляция.

При выборе значения коэффициента теплоизоляции обязательно нужно учитывать старое это здание или новое, т. к. старые здания требуют большего количества тепла для прогрева (соответственно, значение коэффициента должно быть выше). Для нашего примера, если учесть разницу температур (например, $23\text{ }^{\circ}\text{C}$) и уточнить коэффициент теплоизоляции (например, у нас старое здание с двойной кирпичной кладкой, возьмем значение 1.9), то расчет необходимой тепловой мощности обогревателя будет выглядеть так:

$$150 \times 23 \times 1.9 / 860 = 7.62 \text{ кВт}$$

Уточненный расчет показал, что для прогрева данного конкретного помещения понадобится большая тепловая мощность обогрева, чем была рассчитана по упрощенной формуле. Подобный способ расчета применим к любым видам теплового оборудования, за исключением, возможно, инфракрасных обогревателей, т. к. там используется принцип ощущаемого тепла. [2]

Вывод: Электрическое отопление обеспечивает огромное число преимуществ перед другими видами отопления частных жилищ:

- 1) невысокая стоимость оборудования;

- 2) безопасность эксплуатации при правильном обращении – невозможно отравление угарным газом и другими продуктами сгорания топлива;
- 3) отсутствует необходимость устраивать вентиляцию – нет никаких продуктов сгорания, т. е. система электрического отопления полностью экологична;
- 4) нет нужды в отдельном помещении
- 5) повышенная пожарная безопасность системы отопления – отсутствие открытого источника пламени;
- 6) почти полное отсутствие звуков при работе.
- 7) компактность
- 8) простота конструкции
- 9)

Литература

1. Савельев А.А. “Отопление дома. Расчет и монтаж систем” / А.А. Савельев. - Россия :2016.-360с.
2. http://www.klimdom.ru/raschet_mochnosti_obogrevatelya.html
3. <https://ru.wikipedia.org/wiki/Обогрев>
4. <http://teplosten24.ru/elektrokotel-dlya-vodyanogo-otopleniya.html>

УДК 621.311

АСКУЭ КАК ИНСТРУМЕНТ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ЭЭС

Астровский А.Г.

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

В настоящее время повышение энергоэффективности ЭЭС предполагает применение совокупности организационных и технических мер. Наиболее актуальной является внедрение в ЭЭС автоматизированных систем управления (АСКУЭ, АСУ ТП, АСУ ПСЭ). В данной научной работе докажем экономическую эффективность для энергоснабжающих организаций от внедрения АСКУЭ в ЭЭС.

Автоматизированная система контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ) – это комплекс технических и программных средств, предназначенных для организации автоматического учета электроэнергии и автоматизированного управления процессом энергопотребления.

Возможности АСКУЭ:

- непрерывное или с минимальным интервалом усреднения измерение параметров энергоучета потребителей (потребление электроэнергии, мощность и др.) по точкам учета;
- круглосуточный сбор измерительных данных, накопление, обработку и передачу этих данных;
- передача накопленных данных на другие информационные уровни – в базы данных серверов как самого объекта учета, так и энергосбытовых организаций и общереспубликанских центров хранения и анализа данных;
- анализ и выработка управляющих воздействий на другие технические средства, при выходе учитываемых параметров электроэнергии за заданные пределы [1].

Возможность контроля баланса полученной и потребленной электроэнергии, а также возможность удаленного доступа к данным и автоматизация сбора информации, в совокупности представляют собой наиболее эффективный способ борьбы с хищением электроэнергии.

Использование в комплекте со счетчиками, оснащенных встроенными радиомодулями, внешних выносных датчиков мощности, устанавливаемых в самом начале отходящей в сторону потребителя линии, позволяет сравнивать показания мощности прибора учета и непосредственно в линии.

В результате, для точного контроля потребления электроэнергии нужно войти в личный кабинет на сайте и сравнить показания. Если счетчик показывает меньшую потребляемую мощность по сравнению с данными от внешнего датчика, то на лицо факт хищения электроэнергии.

Использование такой системы решает вопрос доступа на территорию собственника — он просто не нужен. Все данные можно получить удаленно. При этом ответственность за сохранность установленного на территории оборудования несет сам собственник.

Проведем расчет экономической эффективности внедрения АСКУЭ для энергоснабжающей организации. Допустим, имеется однострансформаторная подстанция 10/0,4 кВ, от которой на стороне 0,4 кВ питается потребитель мощностью 50 кВт. Расчет будем производить для двух случаев:

1. Контроль отпущенной с подстанции и потребленной потребителем электроэнергии производится с помощью счетчиков старого образца.
2. Контроль отпущенной с подстанции и потребленной потребителем электроэнергии производится с помощью АСКУЭ.

В первом случае невозможно оперативно выявить факт хищения электроэнергии, поэтому зададимся величиной несанкционированно подключенной нагрузки равной 2 кВт. Итого суммарная мощность нагрузки возрастет до 52 кВт.

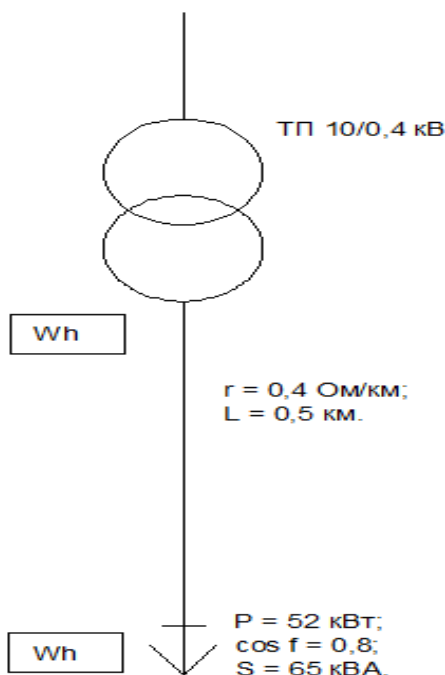


Рисунок 1. Расчетная схема сети для первого случая.

Определим нагрузочные потери мощности в линии:

$$\Delta P_{н1} = \frac{S^2}{U^2} \cdot R \cdot L, \quad (1)$$

где S – полная мощность нагрузки, кВА;

U – номинальное напряжение сети, кВ;

R – удельное активное сопротивление, Ом/км;

L – длина линии, км.

$$\Delta P_{н1} = \frac{65^2}{0,38^2} \cdot 0,4 \cdot 0,5 = 5,852 \text{ кВт.}$$

Отпущенная электроэнергия с подстанции:

$$\Delta W_{н1} = (P + \Delta P_{н1}) \cdot \tau, \quad (2)$$

где τ – время наибольших потерь (принимается 4000 ч).

$$\Delta W_{H1} = (52 + 5,852) \cdot 4000 = 231400 \text{ кВт}\cdot\text{ч.}$$

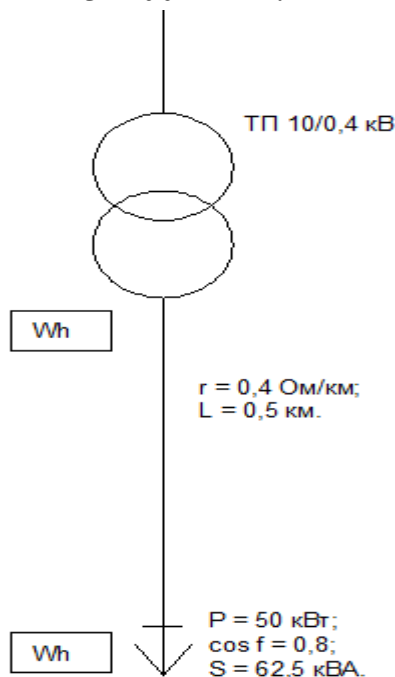


Рисунок 2. Расчетная схема сети для второго случая.

$$\Delta P_{H2} = \frac{62,5^2}{0,38^2} \cdot 0,4 \cdot 0,5 = 5,410 \text{ кВт.}$$

$$\Delta W_{H2} = (50 + 5,410) \cdot 4000 = 221600 \text{ кВт}\cdot\text{ч.}$$

Определим разность в отпуске электроэнергии:

$$dW = \Delta W_{H1} - \Delta W_{H2};$$

$$dW = 231400 - 221600 = 9766 \text{ кВт}\cdot\text{ч.}$$

Стоимость неоплаченной электроэнергии:

$$C_{ээ} = dW \cdot C_{ээуд}, \quad (3)$$

где $C_{ээуд}$ - цена 1 кВт·ч отпущенной электроэнергии(примем

$$C_{ээуд} = 0,2 \text{ у.е./кВт}\cdot\text{ч}).$$

$$C_{ээ} = 9766 \cdot 0,2 = 1953 \text{ у.е.}$$

Стоимость комплекса АСКУЭ:

$$C_{аскуэ} = K + И, \quad (4)$$

где K - капитальные затраты на установку АСКУЭ (примем $K = 1500 \text{ у.е.}$).

$И$ - амортизационные отчисления и эксплуатационные затраты (примем $И = 100 \text{ у.е.}$).

$$C_{аскуэ} = 1500 + 100 = 1600 \text{ у.е.}$$

Срок окупаемости АСКУЭ:

$$T = \frac{C_{аскуэ}}{C_{ээ}}; \quad (5)$$

$$T = \frac{1600}{1953} = 0,819 \text{ год} = 10 \text{ месяцев.}$$

Срок окупаемости комплекса АСКУЭ получился меньше года, что подтверждает эффективность применения АСКУЭ для энергоснабжающих

организаций. С увеличением точек учета увеличится стоимость комплексов и затрат на эксплуатацию данных комплексов, что может незначительно отразиться на сроке окупаемости в большую сторону.

На основе приведенных расчетов можно сказать, что благодаря внедрению АСКУЭ, энергоснабжающие организации могут значительно улучшить свой финансовый результат за счет увеличения полезного отпуска и снижения потерь.

Действующие и вводимые в строй АСКУЭ потребителей и объектов энергосистемы, действующие АСДУ и АСУ ТП электростанций должны быть интегрированы во всеобъемлющую АСУ производством и сбытом электроэнергии (АСУ ПСЭ), способную обеспечить завершение построения эффективной организационно-технической структуры управления энергоэффективностью энергетики и перехода к цивилизованному рынку электроэнергии [2].

Литература

1. Забелло, Е. П. Автоматизированные системы контроля и учета энергоресурсов: учебно-методическое пособие для студентов учреждений высшего образования по специальности 1-74 06 05 Энергетическое обеспечение сельского хозяйства (по направлениям) / Е. П. Забелло, В. А. Дайнеко, В. Г. Булах ; Минсельхозпрод РБ, УО БГАТУ, Кафедра электрооборудования сельскохозяйственных предприятий. - Минск : БГАТУ, 2016. - 436 с.
2. Петруша Ю. С. Современные задачи управления эффективностью энергоиспользования / Ю. С. Петруша // Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ - Энергетика : международный научно-технический журнал. - 2012. - №4. 34-41.

ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ЭЭС ПРИ РАБОТЕ В ДОЛЖНОСТИ ДИСПЕТЧЕРА ОДС

Горовой Д.Д.

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

Повышение энергоэффективности диспетчером в ЭЭС предполагает организационные мероприятия, которые позволят снизить потери. Организационные мероприятия не требуют дополнительных капитальных затрат и связаны с оптимизацией режимов существующей сети в условиях эксплуатации. Повышение энергоэффективности предполагает следующие меры:

1) Повышение уровня рабочего напряжения в разомкнутых распределительных сетях

Целесообразно повышать рабочее напряжение в сети до предельно допустимого, сохраняя при этом желаемое напряжение на шинах потребителя. Этого можно добиться путем выбора ответвлений трансформаторов на питающей и распределительной ТП.

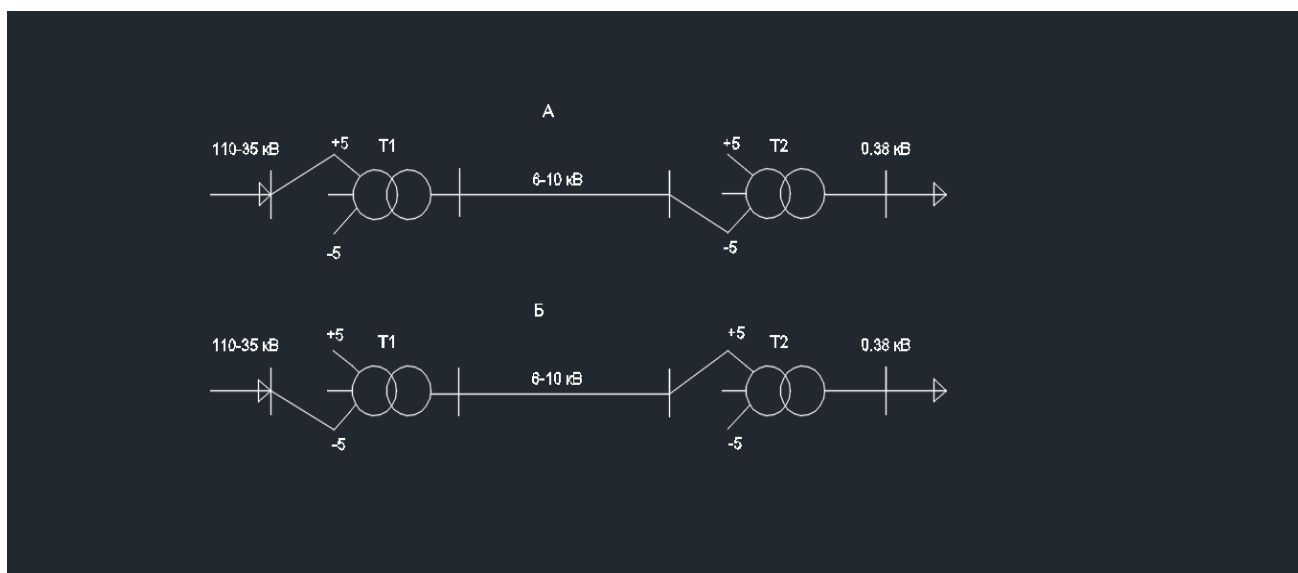


Рисунок 1.1. Схема сети: А-до перестановки ответвлений трансформаторов; Б-после перестановки ответвлений трансформаторов;

В случае А на шинах 0,38 кВ обеспечивается заданное напряжение. Это напряжение можно сохранить, если одновременно на Т1 и на Т2 переключиться на ответвления -5% и +5%, соответственно. Так как на трансформаторе Т1 коэффициент трансформации при этом уменьшился на 10%, то в линии 6-10 кВ напряжение повысится и нагрузочные потери мощности снизятся. Повышение напряжения будет компенсировано увеличением коэффициента трансформации Т2 на 10%, в результате чего на шинах 0,38 кВ напряжение не изменится.

2) Оптимизация режимов напряжений и потоков реактивных мощностей в сети

Задача заключается в том, чтобы в каждом режиме работы электрической сети выбирать такие реактивные мощности источников и коэффициенты

трансформации трансформаторов связи замкнутых сетей различных номинальных напряжений, которые обеспечивали бы режимы напряжений в узлах сети, соответствующих минимуму суммарных потерь активной мощности.

Для наглядности была взята сеть номинальным напряжением 110 кВ. Расчетная схема сети показана на рисунке 1.1.

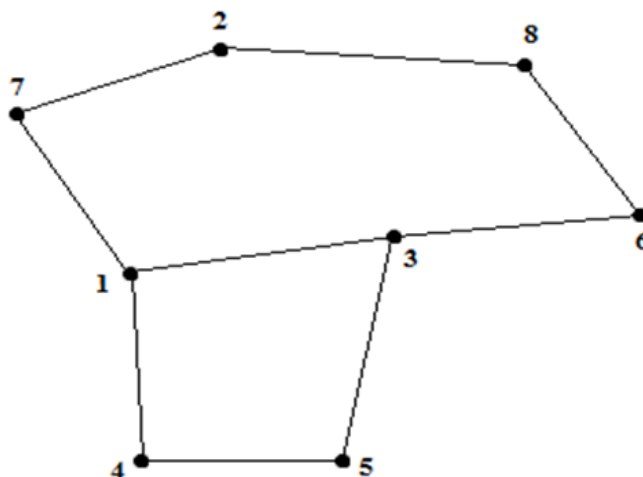


Рисунок 2.1-Расчетная схема сети напряжением 110 кВ

Расчет производился в программе “Rastr”. Были заданы узлы и нагрузки в узлах.

Тип	Номер	...	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_эд	Q_min	Q_max	...	V	Delta
База	1		115		1			29,5	34,2					115,00	
Нагр	2		110		1	5,0	3,5							112,75	-0,40
Нагр	3		110		1									113,56	-0,04
Нагр	4		110		1									114,86	0,26
Нагр	5		110		1									114,00	0,09
Нагр	6		110		1									113,50	-0,07
Нагр	7		110		1									113,35	-0,40
Нагр	8		110		1									114,50	0,12
Нагр	21		10		1	20,0	14,0							10,17	-4,39
Нагр	41		110		1									114,63	1,41
Нагр	42		35		1	15,0	10,5							37,86	1,43
Ген-	43		10		1			30,0	9,9	10,5	9,9	22,5		11,10	2,84
Нагр	71		110		1									109,91	-2,65
Нагр	72		10		1	18,0	11,2		1,0					9,74	-5,04
Нагр	31		10		1	15,0	10,5							10,42	-2,95
Нагр	51		10		1	5,0	3,5							10,53	-2,31
Нагр	61		10		1	12,0	7,4							10,58	-2,38
Ген+	81		10		1			32,0	24,0	10,5	10,5	24,0		10,28	2,64

Рисунок 2.2-Исходные данные по узлам заданной сети

Как видно из рисунка 2.2 в узле (72) установлена выдача реактивной мощности 1 квар и напряжение равно 9,74 кВ.

Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	...	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	...	I max
Тр-р	2	21			-	2,19	43,35	16,9	0,096			-20	-16		133
ЛЭП	7	71			-	1,27	27,95	13,2				-18	-14		115
Тр-р	3	31			-	2,19	43,35	16,9	0,096			-15	-12		98
Тр-р	41	42			-	0,40	0,00		0,330			-15	-11		92
Тр-р	6	61			-	2,19	43,35	16,9	0,096			-12	-8		75
ЛЭП	1	4			-	5,48	5,68	-32,6				4	-7		40
Тр-р	71	72			-	2,54	55,90		0,091			-9	-6		57
Тр-р	71	72			-	2,54	55,90		0,091			-9	-6		57
Тр-р	5	51			-	7,35	110,20	7,6	0,096			-5	-4		32
ЛЭП	4	41			-	0,40	17,75	36,3				15	-2		76
ЛЭП	6	3			-	8,22	8,52	-49,0				1	0		4
ЛЭП	3	5			-	6,85	7,10	-40,8				6	2		30
ЛЭП	5	4			-	6,16	6,39	-36,7				11	5		61
ЛЭП	2	7			-	6,51	6,75	-38,8				5	6		38
ЛЭП	6	8			-	5,14	7,29	-43,8				11	8		70
Тр-р	41	43			-	0,40	11,15		0,096			30	9		158
ЛЭП	3	1			-	8,22	8,52	-49,0				10	10		71
ЛЭП	2	8			-	3,96	8,40	-54,0				20	14		127
ЛЭП	7	1			-	3,01	6,38	-41,0				23	19		151
Тр-р	8	81			-	0,73	19,20	35,5	0,087			32	21		193

Рисунок 2.3-Исходные данные по ветвям заданной сети

В данный момент времени мы можем отследить потери мощности в сети.

N_нач	N_кон	...	Тип	...	P_нач	dP	P_кон	dDelta	...	Q_нач	dQ	Q_ш	Q_кон	...	V_нач	V_кон	dV%
3	1	-	ЛЭП	←	10	0,12	10	0,0		10	0,13	-0,64	9		113,6	115,0	-1,31
1	4	-	ЛЭП	←	4	0,03	4	-0,3	◀	-7	0,03	-0,43	-7	◀	115,0	114,9	0,12
7	1	-	ЛЭП	←	23	0,20	23	-0,4		19	0,43	-0,54	18		113,4	115,0	-1,50
6	3	-	ЛЭП	←	1	0,00	1	0,0		0	0,00	-0,63	0	◀	113,5	113,6	-0,05
5	4	-	ЛЭП	←	11	0,07	11	-0,2		5	0,07	-0,48	5		114,0	114,9	-0,78
2	7	-	ЛЭП	←	5	0,03	5	0,0		6	0,03	-0,50	5		112,7	113,4	-0,55
6	8	-	ЛЭП	←	11	0,07	11	-0,2		8	0,10	-0,57	7		113,5	114,5	-0,91
2	8	-	ЛЭП	←	20	0,19	20	-0,5		14	0,40	-0,70	14		112,7	114,5	-1,59
3	5	-	ЛЭП	←	6	0,02	6	-0,1		2	0,02	-0,53	1		113,6	114,0	-0,40
2	21	-	Тр-р	→	-20	0,12	-20	4,0	◀	-16	2,28	0,22	-14	◀	112,7	10,2	5,81
4	41	-	ЛЭП	←	15	0,01	15	-1,2	◀	-2	0,30	0,48	-1	◀	114,9	114,6	0,20
41	42	-	Тр-р	→	-15	0,01	-15	0,0	◀	-11	0,00		-11	◀	114,6	37,9	0,05
41	43	-	Тр-р	→	-30	0,03	-30	-1,4		9	0,83		10		114,6	11,1	-0,93
7	71	-	ЛЭП	←	-18	0,05	-18	2,2	◀	-14	1,11	0,16	-12	◀	113,4	109,9	3,13
71	72	-	Тр-р	→	-9	0,03	-9	2,4	◀	-6	0,55		-6	◀	109,9	9,7	2,82
71	72	-	Тр-р	→	-9	0,03	-9	2,4	◀	-6	0,55		-6	◀	109,9	9,7	2,82
3	31	-	Тр-р	→	-15	0,06	-15	2,9	◀	-12	1,22	0,22	-10	◀	113,6	10,4	4,20
5	51	-	Тр-р	→	-5	0,02	-5	2,4	◀	-4	0,34	0,10	-4	◀	114,0	10,5	3,59
6	61	-	Тр-р	→	-12	0,04	-12	2,3	◀	-8	0,71	0,22	-7	◀	113,5	10,6	2,96
8	81	-	Тр-р	←	32	0,08	32	-2,5		21	2,19	0,47	24		114,5	10,3	-3,28

Рис.2.4-Потоки активной и реактивной мощности совместно с потерями

В данный момент, для уменьшения потерь в сети, диспетчер ОДС должен увеличить выдачу реактивной мощности в сеть для уменьшения потерь. В узле сети (72) увеличиваем выдачу реактивной мощности до 5 квар.

Тип	Номер	...	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	...	V	Delta
База	1		115		1			29,5	29,6					115,00	
Нагр	2		110		1	5,0	3,5							112,93	-0,43
Нагр	3		110		1									113,58	-0,05
Нагр	4		110		1									114,86	0,26
Нагр	5		110		1									114,01	0,09
Нагр	6		110		1									113,57	-0,09
Нагр	7		110		1									113,60	-0,46
Нагр	8		110		1									114,62	0,09
Нагр	21		10		1	20,0	14,0							10,19	-4,41
Нагр	41		110		1									114,64	1,41
Нагр	42		35		1	15,0	10,5							37,86	1,43
Ген-	43		10		1			30,0	9,9	10,5	9,9	22,5		11,10	2,84
Нагр	71		110		1									111,51	-2,70
Нагр	72		10		1	18,0	11,2		5,0					10,01	-5,03
Нагр	31		10		1	15,0	10,5							10,42	-2,95
Нагр	51		10		1	5,0	3,5							10,53	-2,31
Нагр	61		10		1	12,0	7,4							10,59	-2,39
Ген+	81		10		1			32,0	24,0	10,5	10,5	24,0		10,29	2,61

Рисунок 2.5-Данные по узлам сети после увеличения выдачи реактивной мощности

Как видно из рисунка 2.5 напряжение в узле (72) увеличилось до 10,01 кВ. Так же уменьшились потери мощности в сети, о чем свидетельствует рисунок 2.6.

N_нач	N_кон	...	Тип	...	P_нач	dP	P_кон	dDelta	...	Q_нач	dQ	Q_ш	Q_кон	...	Vнач	Vкон	dV%
3	1	-	ЛЭП	←	10	0,12	10	0,0		10	0,12	-0,64	9		113,6	115,0	-1,29
1	4	-	ЛЭП	←	4	0,03	4	-0,3	←	-7	0,03	-0,43	-7	←	115,0	114,9	0,12
7	1	-	ЛЭП	←	23	0,17	23	-0,5		14	0,36	-0,54	14		113,6	115,0	-1,28
6	3	-	ЛЭП	←	1	0,00	1	0,0	←	0	0,00	-0,63	-1	←	113,6	113,6	-0,01
5	4	-	ЛЭП	←	11	0,07	11	-0,2		5	0,07	-0,48	5		114,0	114,9	-0,78
2	7	-	ЛЭП	←	5	0,03	5	0,0		7	0,03	-0,50	6		112,9	113,6	-0,60
6	8	-	ЛЭП	←	11	0,08	12	-0,2		9	0,11	-0,57	8		113,6	114,6	-0,96
2	8	-	ЛЭП	←	20	0,18	20	-0,5		14	0,38	-0,70	13		112,9	114,6	-1,54
3	5	-	ЛЭП	←	6	0,02	6	-0,1		2	0,02	-0,53	1		113,6	114,0	-0,39
2	21	-	Тр-р	→	-20	0,11	-20	4,0	←	-16	2,27	0,22	-14	←	112,9	10,2	5,79
4	41	-	ЛЭП	←	15	0,01	15	-1,2	←	-2	0,30	0,48	-1	←	114,9	114,6	0,20
41	42	-	Тр-р	→	-15	0,01	-15	0,0	←	-11	0,00		-11	←	114,6	37,9	0,05
41	43	-	Тр-р	←	30	0,03	30	-1,4		9	0,83		10		114,6	11,1	-0,93
7	71	-	ЛЭП	→	-18	0,04	-18	2,2	←	-8	0,85	0,17	-7	←	113,6	111,5	1,89
71	72	-	Тр-р	→	-9	0,02	-9	2,3	←	-4	0,42		-3	←	111,5	10,0	1,63
71	72	-	Тр-р	→	-9	0,02	-9	2,3	←	-4	0,42		-3	←	111,5	10,0	1,63
3	31	-	Тр-р	→	-15	0,06	-15	2,9	←	-12	1,22	0,22	-10	←	113,6	10,4	4,20
5	51	-	Тр-р	→	-5	0,02	-5	2,4	←	-4	0,34	0,10	-3	←	114,0	10,5	3,59
6	61	-	Тр-р	→	-12	0,04	-12	2,3	←	-8	0,71	0,22	-7	←	113,6	10,6	2,96
8	81	-	Тр-р	←	32	0,08	32	-2,5		21	2,18	0,47	24		114,6	10,3	-3,28

Рисунок 2.6-Потоки активной и реактивной мощности после увеличения выдачи реактивной мощности в сеть

Расчет этого метода по снижению потерь основывался на следующих формулах, которые наглядно показывают, как меняются потери мощности в зависимости от выдачи реактивной мощности.

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R_{л} \cdot \quad (2.1)$$

$$\Delta P = \frac{P^2 + (Q - Q_k)^2}{U^2} R_{л} \cdot \quad (2.2)$$

3) Оптимизация режимов напряжения электропередачи сверхвысокого напряжения

В ЛЭП 330 кВ и выше на ряду с нагрузочными потерями мощности, которые уменьшаются с увеличением рабочего напряжения, но тогда существенные потери имеются на корону. Оптимальным будет такое напряжение, которое приводит к минимальным суммарным потерям.

Таблица 3.1-Удельные потери мощности в зависимости от погодных условий

Номинальное напряжение линии, кВ	Число проводов в фазе	Сечение провода, мм ²	Суммарное сечение проводов в фазе, мм ²	Удельные потери мощности на корону при хорошей погоде, кВт/км	Удельные потери мощности на корону при сухом снеге, кВт/км	Удельные потери мощности на корону при влажной погоде, кВт/км	Удельные потери мощности на корону при изморози, кВт/км
750	4	600	2400	4.6	17.5	65	130
500	3	400	1200	2.4	9.1	30.2	79.2
330	2	400	800	0.8	3.3	11	33.5

Рассмотрим изменение потерь активной мощности на корону в зависимости от поданного напряжения. Потери мощности определим по следующим формулам:

$$\Delta P_{\text{к.у.}} = 10^{-10} \cdot U^2 \cdot \left(\frac{U}{U_k}\right)^5 \quad (3.1)$$

$$\Delta P_{\text{кор}} = \Delta P_{\text{к.у.}} \cdot L \quad (3.2)$$

Для наглядности рассчитаем потери мощности при влажной погоде для линии 330 кВ.

$$\Delta P_{\text{к.у.}} = 10^{-10} \cdot 331000^2 \cdot \left(\frac{331000}{330000}\right)^5 = 11,123 \text{ кВт/км}$$

$$L = 100 \text{ км}$$

$$\Delta P_{\text{кор}} = \Delta P_{\text{к.у.}} \cdot L = 11,123 \cdot 100 = 1112,3 \text{ кВт}$$

При уменьшении рабочего напряжения на 2 кВ при влажной погоде потери на корону будут следующими:

$$\Delta P_{\text{к.у.}} = 10^{-10} \cdot 329000^2 \cdot \left(\frac{329000}{330000}\right)^5 = 10,661 \text{ кВт/км}$$

$$\Delta P_{\text{кор}} = \Delta P_{\text{к.у.}} \cdot L = 10,661 \cdot 100 = 1066,1 \text{ кВт}$$

Таким образом, расчет показывает, что при уменьшении рабочего напряжения в допустимых пределах, потери активной мощности так же уменьшаются.

Заключение

1) Актуальность данной темы заключается в том, что с помощью вышеизложенных методов, диспетчер ОДС может снижать потери в сети. Изложенные организационные мероприятия не требуют дополнительных капитальных затрат и связаны с оптимизацией режимов существующей сети в условиях эксплуатации.

2) Для расчета были выбраны два метода по снижению потерь: 1- оптимизация режимов напряжений и потоков реактивных мощностей в сети; 2- оптимизация режимов напряжения электропередачи сверхвысокого напряжения. Так как они наиболее просты в практическом применении.

3) Анализируя проведенные расчеты можно сказать о том, что применение данных методов в работе диспетчера на порядок может изменить потери в сети в меньшую сторону.

Литература

1. Поспелов Г.Е., Федин В.Т., Лычев П.В. Электрические системы и сети. Мн.: Технопринт, 2004.
2. В.И. Идельчик. Электрические системы и сети: Учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1989

УДК 620.93

СТРУКТУРА РАСХОДОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВАНИИ

Гурков В.В.

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

Рассмотрим структуру расходов (потерь) при передаче электрической энергии и покажем от чего зависит каждая составляющая и ответим на вопрос можно ли точно определить потери электроэнергии при ее передаче.

На рисунке 1 отражена примерная структура потерь электроэнергии при ее транспорте.

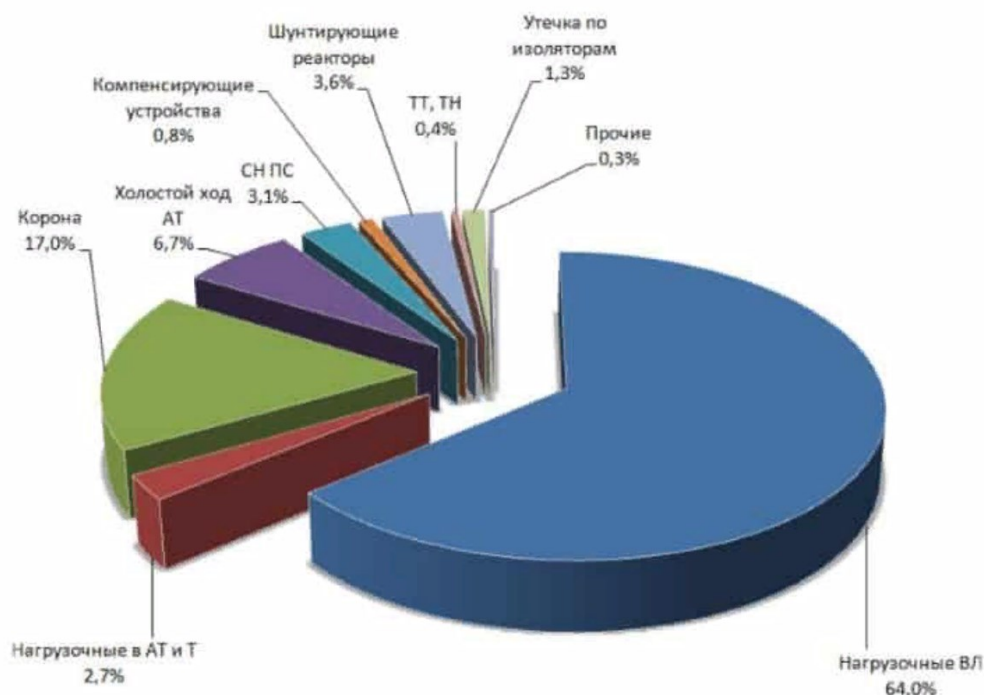


Рисунок 1. Структура потерь электроэнергии при ее транспорте.

1 Нагрузочные потери в воздушных линиях электропередач определяются:

$$\Delta W_{нагр} = \frac{R_{л}}{U^2} \int_0^T S(t)^2 \cdot dt, \quad 1)$$

где $S(t)$ – протекающая по воздушной линии мощность в момент времени t ;
 $R_{л}$ – активное сопротивление линии;
 U – напряжение.

Величина потерь зависит от передаваемой мощности, конструктивных особенностей линии и уровня напряжения.

Нам нужно знать, как изменяется мощность во времени $S(t)$, в общем случае закон изменения не поддается математическому описанию, поэтому для учета применяют различные математические методы позволяющие упростить определения значения интеграла. [2]

К примеру, возьмем метод графического интегрирования:

У нас есть график нагрузки, весь промежуток времени делится на n равных частей длительностью Δt каждому промежутку соответствует свое значения $S_i(t)$. В итоге получим конечную формулу:

$$\Delta W_{нагр} = \frac{R_{л}}{U^2} \sum_{i=1}^n S_i(t)^2 \cdot \Delta t, \quad 2)$$

где $S_i(t)$ – протекающая по воздушной линии мощность, соответствующая i промежутку;

Δt – длительность i промежутка.

$R_{л}$ – активное сопротивление линии;

U – напряжения.

Этот метод обладает высокой точностью, при расчете потерь по суточным графикам нагрузки, но оценка потерь за большой промежуток по характерным суточным графикам не обеспечивает нужной точности, так как режимные параметры характерных суток не являются неизменными на протяжении всего периода. [1]

2 Нагрузочные потери в автотрансформаторах и трансформаторах:

Рассмотрим потери в трансформаторах на основании метода времени максимальных потерь.

Метод времени максимальных потерь – то есть потери электроэнергии в сопротивлении R определяются по потерям мощности $\Delta P_{нб}$, найденным для наибольшей нагрузки, для двухобмоточного трансформатора:

$$\Delta W_{нагр} = \Delta P_{нб} \cdot \tau = \frac{R_m}{U^2} \cdot S_{нб}^2 \cdot \tau, \quad 3)$$

где τ – время максимальных потерь, условное время в течении которого в обмотке трансформатора работающего с наибольшей нагрузкой, выделялись бы такие же потери электроэнергии, как и при работе по действительному графику нагрузки в течении года;

$\Delta P_{нб}$ – потери мощности, найденные для наибольшей нагрузки

R_t – активное сопротивление трансформатора;

U – напряжения.

Для трехобмоточного и автотрансформатора :

$$\Delta W_{нагр} = \Delta P_{нб1} \cdot \tau_1 + \Delta P_{нб2} \cdot \tau_2 + \Delta P_{нб3} \cdot \tau_3 = \frac{R_{m1}}{U^2} \cdot S_{нб1}^2 \cdot \tau_1 + \frac{R_{m2}}{U^2} \cdot S_{нб2}^2 \cdot \tau_2 + \frac{R_{m3}}{U^2} \cdot S_{нб3}^2 \cdot \tau_3, \quad 4)$$

где τ_1, τ_2, τ_3 – время максимальных потерь обмоток высшего, среднего и низшего напряжения;

$\Delta P_{нб1}, \Delta P_{нб2}, \Delta P_{нб3}$ – потери мощности в обмотках низшего, среднего и высшего напряжения, найденные для наибольшей нагрузки

R_{m1}, R_{m2}, R_{m3} – активное сопротивление обмоток высшего, среднего и низшего напряжения трансформатора;

U – напряжения.

Нагрузочные потери в трансформаторе зависят от полной нагрузки $S_{нб}$, уровней напряжения и конструктивных особенностей трансформатора) [1]

3 Потери на корону

Потери на корону возникают на проводах ЛЭП по причине большой напряженности электрического поля на их поверхности. Величина напряженности определяется рабочим напряжением, конструкцией фазы ЛЭП (расщепление) и влиянием внешних образований (капли дождя, иголки изморози и т.п.) на геометрию провода.

Удельные потери мощности на корону, $кВт \cdot ч / км$.

$$\begin{aligned} \Delta P_{кор} &= \Delta P_{у.к} \cdot 8760, \\ \Delta P_{у.к} &= g_0 \cdot U^2, \end{aligned} \quad 5)$$

где $\Delta P_{у.к}$ – удельные среднегодовые потери мощности на корону, полученные на основе статистических исследований типовых линий в конкретном регионе;

g_0 – удельная активная проводимость линий;

U – номинальное напряжение линии.[1]

4 Потери от токов утечки по изоляторам воздушных ЛЭП зависят от степени загрязненности атмосферы (СЗА) и от минимальной длины пути тока утечки по изоляторам, которая нормируется в зависимости от СЗА.

Удельные потери электрической энергии от токов утечки по изоляторам, $кВт \cdot ч / км$:

$$\Delta W = \frac{U_{ном}^2 \cdot T_{вл} \cdot N_{гир} \cdot 10^{-3}}{3 \cdot R_{из} \cdot N_{из}}, \quad 6)$$

где $R_{из} = 1345 - 215(N_{за} - 1)$,

$U_{ном}$ – номинальное напряжение, кВ,

$T_{вл}$ – продолжительность влажной погоды, ч,

$N_{гир}$ – число гирлянд изоляторов,

$N_{из}$ – число изоляторов в гирлянде,

$N_{за}$ – уровень СЗА.

5 Потери в компенсирующих устройствах (КУ).

5.1 Батареи статических конденсаторов (БСК):

$$\Delta W_{БСК} = \Delta P_{у.бск} \cdot Q_{БСК} \cdot T_{БСК}, \quad 7)$$

где $Q_{БСК}$ – мощность БСК, кВар,

$\Delta P_{у.бск}$ – удельные потери активной мощности, кВт;

$T_{БСК}$ – время работы батареи конденсаторов за расчетных период, ч.

5.2 Шунтирующий реактор.

Потери в шунтирующем реакторе:

$$\Delta W_{ШР} = \Delta P_{у.ШР} \cdot Q_{ШР} \cdot T_{ШР}, \quad 8)$$

где $Q_{ШР}$ – мощность ШР, кВар,

$\Delta P_{у.ШР}$ – удельные потери активной мощности, кВт;

$T_{ШР}$ – время работы шунтирующего реактора за расчетных период, ч.[1]

5.3 Синхронный компенсатор(СК) – синхронный двигатель без нагрузки на валу двигателя (работает на хх).

$$\Delta W_{СК} = \Delta P_{СК} \cdot T_{СК}, \quad 9)$$

$$\Delta P_{СК} = k_n \cdot k_{ск} \cdot Q_{ном} + (1 - k_n) k_{ск} Q_{ном} \left(\frac{Q_{нб}}{Q_{ном}} \right)^2, \quad 10)$$

где $Q_{БСК}$ – мощность СК, квар,

k_n -коэффициент учитывающий долю потерь не зависящих от нагрузки;

$k_{ск}$ - коэффициент удельных потерь мощности при номинальной мощности СК ;

$Q_{нб}$, $Q_{ном}$ - наибольшая и номинальная мощность СК.

$T_{СК}$ – время работы СК за расчетных период, ч.

Потери в КУ зависят от конструктивных параметров и напряжения.

6 Потери холостого хода в автотрансформаторах.

$$\Delta W_{ХХ} = \Delta P_{Х} \cdot 8760, \quad 11)$$

где $\Delta P_{Х}$ – потери активной мощности ХХ,кВт. [1]

Потери холостого хода зависят от напряжения и конструктивных особенностей трансформатора.

Заключение

Нагрузочные потери как в линиях так и в трансформаторах зависят от :

1 конструктивных особенностей элементов сети (трансформаторов и линии)

2 величины передаваемой мощности/загрузки

3 уровня напряжения

Потери холостого хода в трансформаторах зависят от :

1 конструктивных особенностей трансформаторов

2 уровня напряжения

Потери в компенсирующих устройствах (КУ) зависят от:

1 конструктивных особенностей КУ

2 величины выдаваемой мощности/загрузки

3 уровня напряжения

Потери от токов утечки по изоляторам воздушных ЛЭП зависят от:

1 степени загрязненности атмосферы (СЗА)

2 минимальной длины пути тока утечки по изоляторам

3 уровня напряжения

4 конструктивных особенностей изолятора

Мощность потерь на одном изоляторе предлагается рассчитывать в зависимости от сопротивления изолятора. При этом допускается, что значение сопротивления изолятора в период увлажнения остается неизменным. Такое допущение не отражает электрофизические процессы при увлажнении

загрязненной изоляции. В процессе увлажнения из раствора электролита на поверхности изолятора испаряется влага, образуются кольцевые подсушенные зоны, периодически возникают и гаснут частичные дужки. При этом на небольшой фоновый переменный ток накладываются броски тока утечки во время горения частичной дуги, т.е. возникает, так называемый, режим перемежающихся дужек. Кроме того, в процессе увлажнения происходит вымывание солей из слоя загрязнения. Использовать при расчете тока утечки, значение сопротивления изолятора, измеренное в отсутствие этих процессов, представляется ошибочным.

Ток утечки зависит не только от степени загрязнения поверхности изолятора, то есть от степени загрязнения атмосферы или согласно седьмого издания ПУЭ от степени загрязнения (СЗ), но и в значительной степени от вида и интенсивности увлажнения. Также в методике не учитывается пространственная структура увлажняющих метеоявлений.

Потери на корону зависят от:

- 1 рабочей напряженности электрического поля на поверхности провода
- 2 конструкцией фазы ЛЭП (расщепление), диаметра провода
- 3 параметров погодных условий (температура и влажность воздуха, атмосферное давления).
- 4 внешних образований (капли дождя, иголки изморози и т.п.) которые влияют на геометрию провода.

Обобщим:

Оценка потерь энергии на корону производится по экспериментально полученным данным, то есть используются обобщенные характеристики потерь для разных погодных условий это дает общее приблизительное значение потерь, при этом увеличивается погрешность. При расчете потерь от токов утечки по изоляторам воздушных ЛЭП мы не учитываем изменения сопротивления изоляторов, интенсивность увлажнения и пространственную структуру увлажняющих метеоявлений. Эти факторы увеличивают погрешность расчета.

Так же при расчете потерь электроэнергии заключается в том, что нагрузка изменяется от некоторого максимального до некоторого минимального значения, причем график изменений имеет случайный характер и не поддается математическому описанию, поэтому для расчета мы используем различные математические методы каждый из которых имеет свою погрешность.

В результате мы получаем величину потерь на каждом элементе сети, которая отличается от реальной. Так что величину потерь можно определить точно только на линии сравнив данные по приборам в ее начале и перед вводом к потребителю, но и здесь присутствует погрешность самих измерительных приборов которая может быть, как положительная, так и отрицательная.

Литература

- 1 Поспелов, Г.Е. Электрические системы и сети: Учебник / Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин, П.В. Лычев – Мн.: УП “Технопринт, 2004.-720 с.

УДК 621.3.05

ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ЭЭС ОПТИМИЗАЦИЕЙ БАЛАНСА РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Денисевич Д.А.

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

Введение

В отличие от активной мощности реактивная мощность может генерироваться не только генераторами электростанций, но и устройствами, которые называются компенсирующими (КУ). Эти устройства располагают в непосредственной близости от потребителей. К ним относятся:

- синхронные компенсаторы (СК);
- батареи конденсаторов (БК);
- статические источники реактивной мощности (СТК или ИРМ).

Опыт эксплуатации показывает, что при номинальной нагрузке генераторы ЭС вырабатывают около 60 % требуемой реактивной мощности, 20 % генерируется линиями электропередач высокого напряжения, 20 % вырабатывают компенсирующие устройства.

Выработка 1 квар реактивной мощности на ЭС стоит в несколько раз дешевле, чем ее выработка с помощью КУ. Но технико-экономические расчеты показывают, что большая часть реактивной мощности должна вырабатываться КУ. Это объясняется внедрением мощных генераторов с относительно высоким $\cos \varphi$, ростом протяженности и напряжения передачи. Поэтому снижается экономичность выработки реактивной мощности генераторами ЭС.

Компенсация реактивной мощности применяется для следующих целей:

- для выполнения баланса реактивной мощности;
- для снижения потерь мощности и электроэнергии;
- для регулирования напряжения.

При использовании КУ необходимо учитывать ограничения их мощности по техническим и режимным требованиям. Мощность КУ должна удовлетворять:

- необходимому резерву мощности в узлах нагрузки;
- располагаемой реактивной мощности на ЭС;
- отклонению напряжения на шинах потребителей;
- пропускной способности ЛЭП.

Для уменьшения перетоков реактивной мощности по ЛЭП и трансформаторам КУ должны размещаться вблизи мест потребления реактивной мощности. При этом элементы сети разгружаются по реактивной мощности. Это приводит к уменьшению потерь мощности и напряжения.

1 Современные конденсаторы и конденсаторные батареи

1.1 Устройство высоковольтного косинусного конденсатора

Рассмотрим конструкцию высоковольтного однофазного конденсатора фирмы NOKIAN CAPACITORS, как на рисунке 1.1.

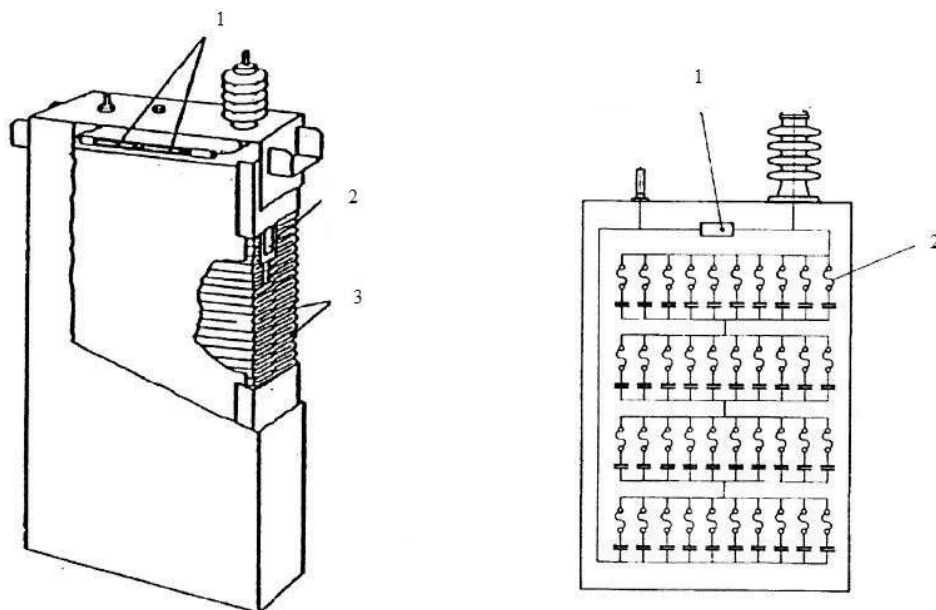


Рисунок 1.1 – Устройство высоковольтного косинусного конденсатора 1 – разрядный резистор; 2 – предохранитель элемента; 3 – элементы (10 элементов параллельно, 4 группы последовательно).

Конденсатор состоит из последовательно-параллельно соединенных элементов

Пластины конденсатора изготовлены из алюминиевой фольги. Диэлектриком служит полипропиленовая пленка, толщина которой составляет 10-18 мкм в 2-3 слоя.

У каждого элемента есть встроенный предохранитель, при перегорании которых емкость конденсатора уменьшается на 1,5-3% в зависимости от мощности конденсатора.

Конденсатор имеет встроенное разрядное сопротивление.

Корпус конденсатора с одним выводом находится под напряжением. Важнейший параметр конденсатора – отклонение емкости от номинальной. Оно должно быть в пределах (5-10) %.

Конденсаторы косинусные высоковольтные применяются в электрических установках переменного тока частотой 50 Гц с целью увеличения значения коэффициента его мощности, а также при комплектации различных конденсаторных установок. Использование конденсаторного оборудования направлено на решение таких проблем, как:

- низкий мощностной показатель генераторов и трансформаторов;
- скачки в инженерных сетях (электропередача).

Современные косинусные конденсаторы снабжены предохранителями, оберегающими корпус на случай аварийной эксплуатации, вызванной превышением напряжения. Предельно допустимое превышение напряжения – 110 %, а силы тока – 130 %.

1.2 МКР (металлопленочные) конденсаторы производства компании Electronicon

Конденсаторы, наполненные PUR-смолой, выполняются из металлизированной алюминиево-цинковой полипропиленовой пленки с самовосстанавливающимся диэлектриком. Для того, чтобы избежать превышения давления, конденсаторы монтируются в алюминиевый корпус, в соответствии с рисунком 1.2

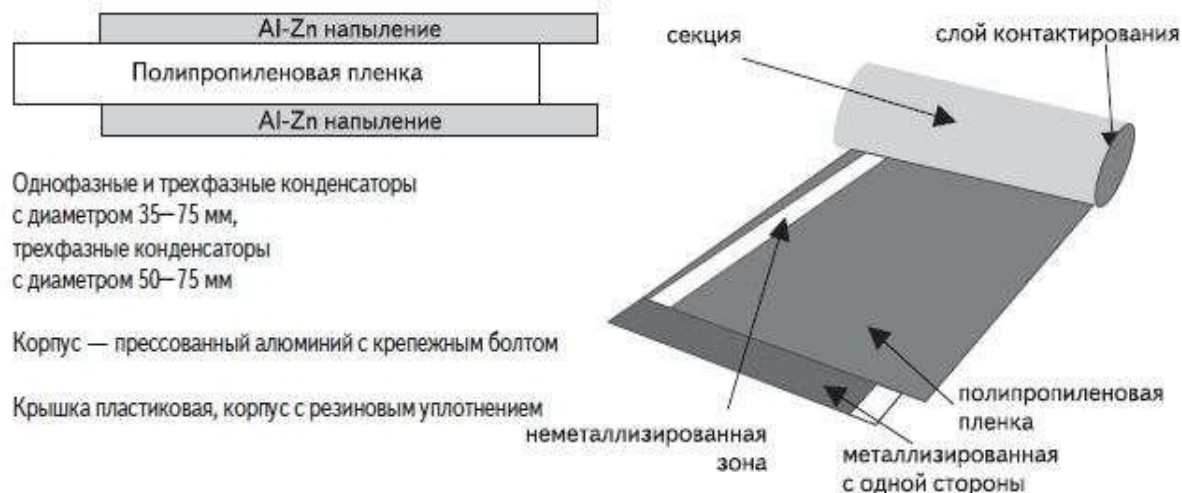


Рисунок 1.2 – устройство металлопленочного конденсатора, который выполнен по технологии МКР/МКРg

Для того, чтобы гарантировать низкоиндуктивный контакт и высокую токовую нагрузку между выводами и секцией, методом напыления металлизуются обе торцевые стороны секции. Прессованный алюминий используется для корпуса конденсатора с крепежным болтом.

Преимущества конденсаторов МКР

- меньшие габаритные размеры в сравнении с конденсаторами, применяемыми ранее.
- большее нагрузочное напряжение (при соответствующей толщине диэлектрика)
- меньшая стоимость (отсутствует необходимость дорогостоящей сушки в вакууме, поскольку отсутствует бумажная прокладка.)
- экологичны;
- герметичность;
- способ монтажа не влияет на рабочие свойства;
- меньший вес, в сравнении с МРР;
- надежность;

МКРg — новое поколение сухих конденсаторов производства компании Electronicon. Отличаются от конденсаторов МКР материалом между обкладками конденсатора. Это пространство заполнено газом, что позволяет уменьшить удельную массу конденсаторов

1.3 Конденсаторные установки производства компании ЭЛПРИ

С 1998 года компания ООО «ЭЛПРИ» выпускала установки типа УККРМ2-УККРМ4, после 2005 в производство поступили УККРМ-5, рассчитанные на напряжение 380 В. Начиная с 2007 года, выпускаются установки УККРМ-6 и УККРМ-7, работающие на напряжениях 660 В и 10 кВ соответственно.

Особенности УККРМ:

- Силовые модули расположены в металлических шкафах. Их конструкция позволяет увеличивать мощность УККРМ, а также упрощает ремонт, поскольку элементы установки можно легко заменить.
- На предприятии выполняется сборка комплектующих УККРМ, а подключение и монтаж установки производится на месте их размещения.
- Конденсаторы, применяемые в установках, имеют защиту от коротких замыканий и перенапряжений, а также наполнены экологически чистым инертным газом.
- Охлаждение тепловыделяющих элементов внутри шкафа осуществляется вентиляторами.
- регулирование РМ осуществляется в широком диапазоне и с высокой точностью про помощи микропроцессорного регулятора РМ.

Технические параметры.

Номинальная мощность УККРМ варьируется от 100 до 3600 квар, а номинальное напряжение питающей сети от 380 В до 10 кВ в зависимости от типа установки, частота 50 Гц.

Настраиваемые параметры:

Требуемый коэффициент мощности – от 0,80 индуктивного характера до 0,90 емкостного. Стандартная коэффициента мощности – 0,98 индуктивного характера.

Время переключения ступеней – 5с.

Блокировка повторного включения ступени – 5с.

Установка величины ступеней и способа подключения – автоматически или вручную [8].

2 Компенсация реактивной мощности

2.1 Поперечная компенсация

Поперечная компенсация применяется для уменьшения перетоков реактивной мощности в сети. В этом случае БК подключают параллельно нагрузке на шины 6-10 кВ подстанций. Это приводит к уменьшению потерь напряжения и мощности во всей сети до места подключения батарей конденсаторов. Рассмотрим этот случай на примере простейшей сети, показанной на рисунке 2.1.

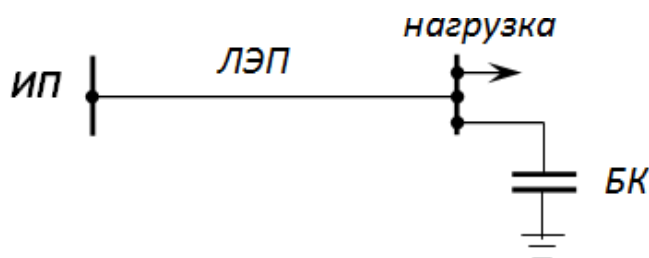


Рисунок 2.1 – Участок сети

На рисунке 2.2 приведены схемы замещения и распределение мощности до и после подключения БК.

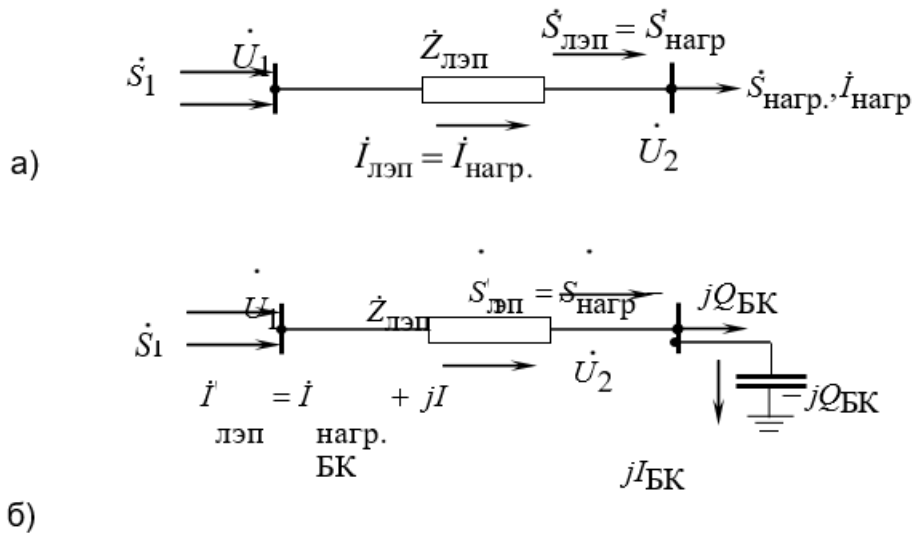


Рисунок 2.2 – Схема замещения сети:
 а) – без БК; б) – с БК

Параметр	Без БК	С БК
Мощность	$\underline{S}_{\text{лэп}} = \underline{S}_{\text{нагр}} = P_{\text{нагр}} + jQ_{\text{нагр}}$	$\underline{S}_{\text{лэп}} = \underline{S}_{\text{нагр}} = P_{\text{нагр}} + j(Q_{\text{нагр}} - Q_{\text{БК}})$
Ток	$\underline{I}_{\text{лэп}} = \underline{I}_{\text{нагр}} = I_{\text{нагр а}} - jI_{\text{нагр р}}$	$\underline{I}_{\text{лэп}} = \underline{I}_{\text{нагр}} = I_{\text{нагр а}} + j(I_{\text{нагр р}} - I_{\text{БК}})$
Потеря мощности	$\Delta P = \frac{P_{\text{нагр}}^2 + Q_{\text{нагр}}^2}{U_{\text{нагр}}^2} \cdot R_{\text{лэп}}$	$\Delta P = \frac{P_{\text{нагр}}^2 + (Q_{\text{нагр}} - Q_{\text{БК}})^2}{U_{\text{нагр}}^2} \cdot R_{\text{лэп}}$
Потеря напряжения	$\Delta U = \frac{P_{\text{нагр}} \cdot R_{\text{лэп}} + Q_{\text{нагр}} \cdot X_{\text{лэп}}}{U_{\text{нагр}}}$	$\Delta U = \frac{P_{\text{нагр}} \cdot R_{\text{лэп}} + (Q_{\text{нагр}} - Q_{\text{БК}}) \cdot X_{\text{лэп}}}{U_{\text{нагр}}}$

При уменьшении нагрузки колебания напряжения остаются неизменными, как до компенсации, так и после, но уровень напряжения будет выше. (из соотношения), поскольку уменьшение потери напряжения зависит только от $Q_{\text{БК}}$ и $X_{\text{лэп}}$, которые являются постоянными величинами. Отсюда можно сделать вывод, что при поперечной компенсации уровень напряжения в сети повышается на постоянную величину и зависит от реактивного сопротивления элементов и мощности БК.

Векторные диаграммы токов и мощностей показаны на рисунке 2.3

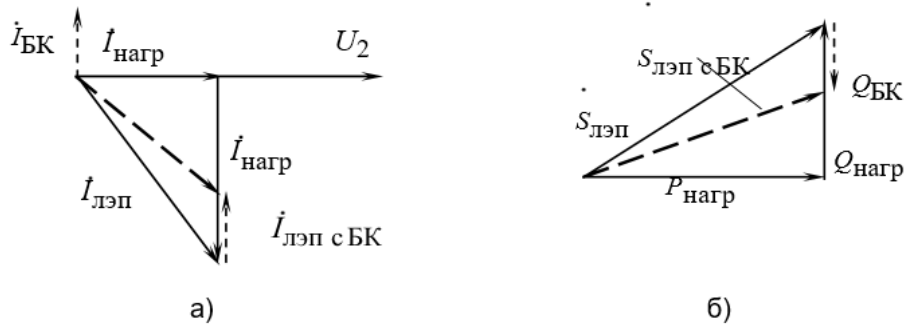


Рисунок 2.3 – Векторные диаграммы:

а) – токов;

б) – мощностей

Векторная диаграмма напряжений приведена на рисунке 2.4

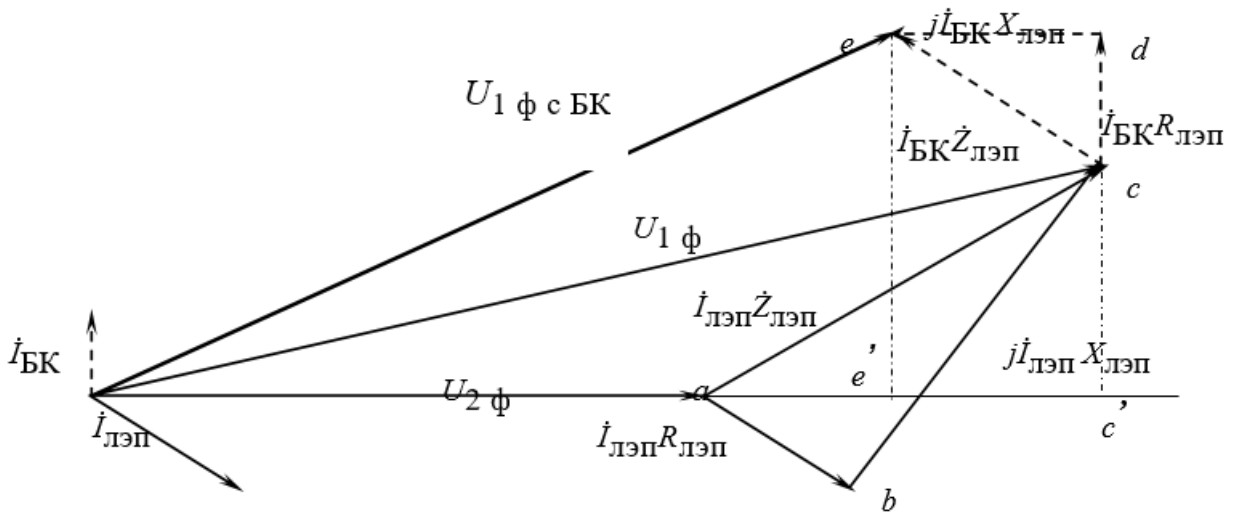


Рисунок 2.4 – Векторная диаграмма напряжений

Сложив напряжение в конце передачи с падением напряжения в реактивном и активном сопротивлениях линий электропередач от тока нагрузки, получим значение падение напряжения в начале передачи. На ВД это треугольник abc . $U_{1\phi}$ – есть величина фазного напряжения в начале передачи до подключения конденсаторной установки. Отрезок ac' численно равен потере напряжения в сети.

Для того, чтобы определить величину $U_{1\phi}$ с БК необходимо достроить треугольник cde . Это треугольник падения напряжения от тока батарей конденсаторов в сопротивлениях линий электропередач. Соединим точку e с точкой начала координат. Видно, что фазное напряжение в начале линий электропередач после установки батарей конденсаторов $U_{1\phi}$ с БК по модулю меньше напряжения $U_{1\phi}$.

Величина потери напряжения после установки БК численно равна отрезку ae' . Сравнивая отрезки ac' и ae' можно заметить, что подключение батарей конденсаторов приводит к уменьшению потери напряжения [5].

Таким образом, при поперечной компенсации, в зависимости от реактивного сопротивления элементов установки и мощности конденсаторов меняется уровень напряжения в сети.

2.2 Продольная компенсация

Продольная компенсация применяется для уменьшения реактивного сопротивления ЛЭП. Включив последовательно в расщелку линий электропередач батарею конденсаторов, можно обеспечить продольную компенсацию. Построим векторную диаграмму напряжений с устройством продольной компенсации (далее УПК) для следующей сети, которую можно видеть на рисунке 3.5.

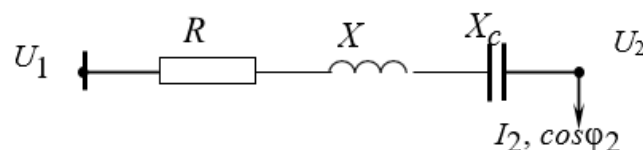


Рисунок 2.5 – Применение УПК в сети

Векторная диаграмма напряжений до применения УПК аналогична векторной диаграмме для ЛЭП с одной нагрузкой как на рисунке 3.6.

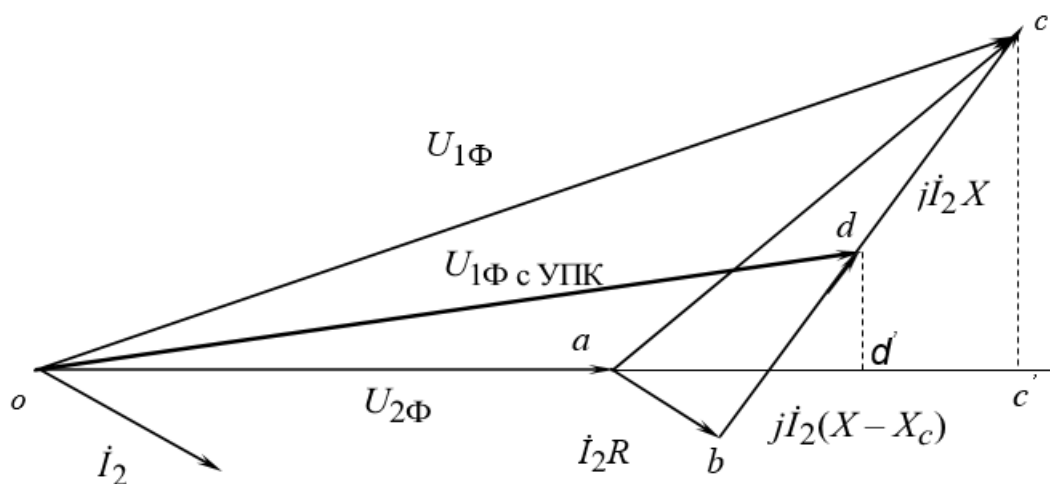


Рисунок 2.6 – Векторная диаграмма напряжений при использовании УПК

Результатом построения является величина напряжения в начале передачи $U_{1\phi}$. При введении УПК в расщелку ЛЭП уменьшается индуктивное сопротивление сети и составляющая падения напряжения в реактивном сопротивлении – отрезок bd вместо bc . Соединяя начало координат с точкой d и получим вектор напряжения в начале передачи при использовании УПК. Оценим влияние УПК на составляющие падения напряжения

Продольная (отрезок ac') и поперечная (отрезок cc') составляющие падения напряжения в исходной сети равны:

$$\Delta U_{\phi} = I_2 (R \cos \phi_2 + X \sin \phi_2) \quad (2.18)$$

$$\delta U_{\phi} = I_2 (X \cos \phi_2 + R \sin \phi_2) \quad (2.19)$$

При компенсации:

- продольная (отрезок ad')

$$\Delta U_{\phi}^{yнк} = I_2 [R \cos \phi_2 + (X - X_c) \sin \phi_2] \quad (2.20)$$

- поперечная (отрезок dd')

$$\delta U_{\phi}^{yнк} = I_2 [(X - X_c) \cos \phi_2 - R \sin \phi_2] \quad (2.21)$$

Если подобрать УПК так, что $X = X_c$, т.е. обеспечить полную компенсацию индуктивного сопротивления ЛЭП, то падение напряжения будет определяться только величиной активного сопротивления ЛЭП:

$$\Delta U_{\phi} = I_2 R \cos \phi_2 \quad (2.22)$$

$$\delta U_{\phi} = I_2 X \cos \phi_2 \quad (2.23)$$

В этом случае напряжение в начале передачи будет равно отрезку ob . Можно найти такое значение X_c , чтобы потеря напряжения в сети равнялась нулю. Если пренебречь поперечной составляющей падения напряжения, имеем:

$$\Delta U_{\phi}^{yнк} = I_2 [R \cos \phi_2 + (X - X_c) \sin \phi_2] = 0 \quad (2.24)$$

Найдем величину X_c :

$$R \cos \phi_2 = (X - X_c) \sin \phi_2 \quad (2.25)$$

$$X_c = X + R \operatorname{ctg} \phi_2 \quad (2.26)$$

По величине X_c подбирают мощность батареи конденсаторов. На практике чаще всего не применяют полную компенсацию и сопротивление УПК рассчитывают из потери напряжения, которая обеспечивает желаемый уровень напряжения в сети

Из формулы для расчета потери напряжения с учетом УПК видно, что применение конденсаторов целесообразно при значительной реактивной составляющей тока, т.е. когда $\operatorname{tg} \phi_2$ близок к единице. При малых значениях $\operatorname{tg} \phi_2$ потеря напряжения в ЛЭП определяется в основном активным сопротивлением.

Достоинства УПК:

- автоматическое и безынерционное регулирование напряжения;
 - увеличение устойчивости системы;
- отсутствие движущихся частей делает установки простыми и надежными в эксплуатации;
- при одинаковом регулирующем эффекте мощность БК, выбранной только для регулирования напряжения, меньше чем при поперечной компенсации.

Недостатки:

- сложные в эксплуатации;
- дорогостоящие установки;
- возможны резонансные явления, которые вызывают качания роторов двигателей, мигание ламп накаливания;
- ограниченные возможности регулирования последовательными конденсаторами;
- увеличение токов короткого замыкания;
- при коротких замыканиях возникает опасность появления на

конденсаторах высокого напряжения. Поэтому для шунтирования БК при коротких замыканиях применяют быстродайствующие разрядники; шунтирование УПК происходит в тот момент, когда система электроснабжения больше всего нуждается ней.

2.3 Сравнение продольной и поперечной компенсаций

Поперечная компенсация получила распространение для повышения коэффициента мощности промышленных предприятий. Это стало возможным благодаря:

- простоте устройства;
- простоте защиты и управления;
- простоте обслуживания и эксплуатации;
- возможности дробления мощности конденсаторных батарей;
- установке их в любом месте, где это экономически целесообразно с учетом технических и эксплуатационных условий.

При поперечной компенсации уровень напряжения повышается, но колебания напряжения при изменении нагрузки сохраняются, как и до компенсации. В часы минимума нагрузки системы напряжение на зажимах конденсаторов может оказаться выше номинального. Отклонение напряжения возрастает при совпадении минимума нагрузки предприятия с минимумом нагрузки системы. В таких ситуациях необходимо принимать меры к его снижению. Одной из мер является регулирование мощности присоединенных к сети конденсаторов автоматически или действиями эксплуатационного персонала путем отключения конденсаторной батареи полностью или частично по заранее разработанному графику.

Повторно-кратковременные и ударные нагрузки вызывают колебания напряжения на шинах источников питания, а, следовательно, и у других приемников с безударной нагрузкой. Питание таких нагрузок по отдельным линиям и даже от отдельных трансформаторов не всегда оказываются экономически целесообразными.

Продольная компенсация, повышая напряжение у приемного конца, обеспечивает колебания напряжения в меньших пределах. Ее целесообразно использовать при кратковременных и резко изменяющихся нагрузках. Включение последовательно в сеть батарей конденсаторов снижает реактивное сопротивление цепи (сети и питающего трансформатора), что приводит к увеличению токов короткого замыкания. В установках напряжением до 1000 В это обстоятельство имеет особое значение, так как не всегда удается подобрать отключающую аппаратуру с достаточной устойчивостью к токам короткого замыкания. Из-за этого нередко приходится прибегать к ограничению единичной мощности устанавливаемых трансформаторов.

Свойства поперечной и продольной компенсации разграничивают их область применения в системах электроснабжения. Продольная компенсация применяется как способ регулирования и стабилизации напряжения в электрических сетях с резкопеременными нагрузками. Поперечная компенсация применяется для повышения косинуса и для регулирования напряжения в системах электроснабжения промышленных предприятий.

3 Расчет устройств продольной и поперечной компенсации реактивной мощности

3.1 Расчет устройств поперечной компенсации

По линии напряжением 3 кВ длиной 6 км, передается активная мощность $P = 100$ кВт при $\cos \phi = 0,75$. Найти мощность компенсирующего устройства поперечной компенсации, позволяющую увеличить пропускную способность линии до $P_k = 150$ кВт без увеличения потерь напряжения. Предполагается, что дополнительные потребители подключаются с тем же $\cos \phi$.

Решение. Приняв из справочников удельные сопротивления, найдем сопротивления линии с учетом заданной длины:

$$R = r_0 l = 0.64 * 6 = 3.84 \text{ Ом}$$

$$X = x_0 l = 0.355 * 6 = 2.13 \text{ Ом}$$

Необходимая мощность компенсирующих устройств при $\cos \phi = 0.75$, $\text{tg} \phi = 0.882$.

$$Q_{\text{ку}} = (P_k - P) \left(\frac{R}{X} + \text{tg} \phi \right) = (150 - 100) \left(\frac{3.84}{2.13} - 0.822 \right) = 121 \text{ квар}$$

Реактивная мощность потребителя в линии до установки компенсирующего устройства

$$Q = P \text{tg} \delta = 100 * 0.882 = 88.2 \text{ квар}$$

Реактивная мощность потребителя при $P_k = 150$ кВт

$$Q_k = P_k \text{tg} \delta = 150 * 0.882 = 132 \text{ квар}$$

А в линии

$$Q_l = Q_k - Q_{\text{ку}} = 132 - 121 = 11 \text{ квар}$$

Потери напряжения до установки компенсирующего устройства

$$\Delta U = \frac{PR + QX}{U} = \frac{100 * 3.84 + 88.2 * 2.13}{3000} = 0.19 \text{ кВ}$$

После установки компенсирующего устройства:

$$\Delta U_k = \frac{P_k R + Q_l X}{U} = \frac{150 * 3.84 + 11 * 2.13}{3000} = 0.19 \text{ кВ}$$

т. е. потеря напряжения не изменилась, а передаваемая активная мощность увеличилась со 100 до 150 кВт.

3.2 Расчет устройств продольной компенсации

Определить число и общую мощность батареи конденсаторов, включаемую в сеть последовательно и предназначенную для регулирования напряжения. В режиме максимальной нагрузки потери напряжения в сети должны быть снижены на 50%. Напряжение сети 3 кВ. Активное

сопротивление сети $R = 4$ Ом. Реактивное сопротивление сети $X_L = 4$ Ом. Передаваемая по линии мощность $P = 100$ кВт. Коэффициент мощности нагрузки равен 0,8. Проверить возможность использования конденсаторов, имеющих рабочее напряжение 600 В, мощность 8,5 квар, емкость 75 мкФ.

Используя исходные данные и выражения (3.31) и (3.32), определяется необходимая емкость и реактивное сопротивление конденсаторов.

Потери напряжения до компенсации:

$$\Delta U = \frac{PR + QX_L}{U_n} = \frac{PR + PX_L \operatorname{tg} \phi}{U_n} = \frac{100 * 4 + 100 * 4 * 0.75}{3}$$

Потери напряжения после компенсации:

$$0.5 \Delta U = \frac{PR + Q(X_L - X_C)}{U_n}$$

Подставляя в последнюю формулу численные значения, получим:

$$0.5 * \frac{100 * 4 + 100 * 4 * 0.75}{3} = \frac{100 * 4 + 75 * (4 - X_C)}{3}$$

отсюда искомое емкостное сопротивление составит:

$$X_C = \frac{350}{75} = 4.67 \text{ Ом.}$$

Необходимая емкость конденсаторной батареи для одной фазы может быть определена из выражения:

$$X_C = \frac{1}{\omega C}$$

То есть:

$$C = \frac{1}{\omega X_C} = \frac{10^6}{314 * 4.67} = 628 \text{ мкФ.}$$

Зная заданную емкость одного конденсатора $C_0 = 75$ мкФ, рассчитывается нужное их число при параллельном соединении:

$$n = \frac{C}{C_0} = \frac{682}{75} = 9$$

$$n_{\Sigma} = 3n = 3 * 9 = 27$$

Рабочий ток одной фазы линии электропередачи:

$$I_{\text{раб}} = \frac{P}{\sqrt{3} U_n \cos \phi} = \frac{100}{\sqrt{3} * 3 * 0.8} = 24 \text{ А}$$

Ток в каждой ветви конденсаторной батареи:

$$I_C = \frac{I_{\text{раб}}}{n} = \frac{24}{9} = 2.67 \text{ A}$$

Сопротивление каждого конденсатора:

$$X_{C0} = \frac{1}{\omega C_0} = \frac{10^6}{314 * 75} = 42.5 \text{ A}$$

а напряжение на конденсаторах в рабочем режиме:

$$U_C = I_C X_{C0} = 2.67 * 42.5 = 113 \text{ B}$$

Общая мощность батареи конденсаторов:

$$Q_C = 3I_{\text{раб}}^2 X_C = 3 * 24^2 * 4.67 * 10^{-3} = 8.05 \text{ квар}$$

Из расчетов следует, что нет необходимости устанавливать для целей компенсации индуктивного сопротивления конденсаторы, рассчитанные на рабочие напряжения сети, так как напряжение между их обкладками определяется не рабочим напряжением сети, а произведением тока на сопротивление.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Целью работы являлся анализ технических параметров современных конденсаторов и конденсаторных установок и их использование в системах электроснабжения.

Рассмотрено влияние реактивной мощности на системы электроснабжения. Выявлены как потребители реактивной мощности, так и ее источники. Проведен анализ конденсаторов и разрядных устройств. Выявлено, что разрядные устройства необходимо ставить на батареи конденсаторов для того, чтобы обезопасить эксплуатацию. Рассмотрено устройство высоковольтных и низковольтных косинусных конденсаторов. Подробно рассмотрено устройство металлопленочных конденсаторов и их исполнение. Сделан вывод о необходимости автоматического регулирования мощности конденсаторных установок. Приведены характеристики регулируемых конденсаторных установок. Дано теоретическое обоснование продольной и поперечной компенсаций, проведен сравнительный анализ устройств компенсации. Выполнен расчет устройств продольной и поперечной компенсации.

Литература

1. Кабышев А.В. Компенсация реактивной мощности в электроустановках промышленных предприятий. М.: Томский политехнический университет, 2012, 234с.
2. Костин Н.В., Распопов Е.В., Родченко Е.А. Передача и распределение электроэнергии. М.: Северо-Западный технический университет, 2003, 145с.
3. Тимофеев А.С. Компенсация реактивной мощности. М.: СибГИУ. Новоку- нецк, 2010, 67с.
4. Герасименко А.А., Нешатаев В.Б. Оптимальная компенсация реактивной мощности в системах распределения электрической энергии. М.: Сибирский федеральный университет,

2015, 219с.

5. Железко Ю.С., Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: руководство для практических расчетов. М.: ЭНАС, 2011, 456с.

6. Голубев И. Обзор современных конденсаторов // Современная электроника. 2010, вып. (№) 5. С. 16 – 21.

7. Юшков А. Конденсаторы Electronicon для компенсации реактивной мощности // Компоненты и технологии. 2006, вып. (№) 3. С. 3 – 4.

8. Лавров А.Г., Колпаков В. Конденсаторные установки ООО «ЭЛПРИ» - наиболее эффективное средство компенсации реактивной мощности // Сило- вая электроника. 2011, вып. (№) 3. С. 116 – 119.