

Аннотация

Темой выпускной квалификационной работы (ВКР) является «Реконструкция электрооборудования ГПП 110/6 кВ и электрической схемы очистных сооружений ООО «АВК».

Объект работы – очистные сооружения ООО «АВК».

Предмет работы - электрооборудование ГПП 110/6 кВ и электрической схемы очистных сооружений ООО «АВК».

Одним из путей снижения себестоимости электроэнергии является техническое перевооружение электрооборудования электрических станций и подстанций, линий передач предприятий генерирующих компаний и электрических сетей, а также предприятий различного назначения. Для решения этой задачи необходимо владеть информацией о его состоянии, новых типах и технических характеристиках отечественного и зарубежного электрооборудования. Поэтому тема работы актуальна.

Цель ВКР - реконструкция электрических сетей существующих сооружений очистки сточных вод ООО «АВК» для улучшения качества сточных вод, сбрасываемых в Куйбышевское и Саратовское водохранилища. Задачи работы: расчёт электрических нагрузок очистных сооружений ООО «АВК»; разработка мероприятий по реконструкции электрооборудования ГПП 110/6 кВ и электрической схемы очистных сооружений; выбор числа и мощности цеховых трансформаторов ТП 6/0,4 кВ и трансформаторов ГПП 110/6 кВ с последующим технико-экономическим обоснованием выбранного варианта; выбор основного электрооборудования и питающих линий 6 кВ очистных сооружений; диагностика состояния кабельных предприятия; экологичность работы.

Содержание

Введение	4
1 Анализ электрооборудования подстанции 110/6 кВ и схемы электроснабжения ООО «АВК»	5
2 Расчёт электрических нагрузок ООО «АВК»	8
2.1 Расчет силовой нагрузки 0,4 кВ и 6 кВ ООО «АВК»	8
2.2 Расчет электрических нагрузок внутреннего и наружного освещения	11
3 Выбор числа и мощности трансформаторов ГППи 110/6 кВ	13
4 Выбор числа и мощности трансформаторов ТП 6/0,4 кВ	18
5 Расчёт токов короткого замыкания	22
6 Выбор коммутирующего электрооборудования ГПП 110/6 кВ и электрических сетей ООО «АВК»	28
6.1 Выбор коммутационного электрооборудования ОРУ 110 кВ	28
6.2 Выбор коммутационного электрооборудования ЗРУ 6 кВ	30
6.3 Выбор и проверка ОПН	32
6.4 Выбор измерительных трансформаторов тока и напряжения	34
6.5 Выбор кабелей	35
7 Диагностирование электрических кабелей в системах электроснабжения	37
8 Экологичность работы	44
9 Экономическая эффективность работы	45
Заключение	48
Список использованных источников	49

Введение

Основными видами деятельности ООО «АВК» являются забор воды из Куйбышевского водохранилища, подготовка и подача воды абонентам и населению Автозаводского района, а также сбор, транспортировка и очистка сточных вод с дальнейшим их выпуском в Куйбышевское и Саратовское водохранилища. Очистные сооружения ООО «АВК» являются экологическим барьером, защищая окружающую среду ежегодно более чем от 8,6 тыс. тонн загрязнений и предотвращая значительный экологический ущерб.

В системе очистных сооружений ООО «АВК» г.Тольятти установлено электрооборудование 1969 – 1975 г.г. выпуска, которое отработало свой срок службы, установленный заводом изготовителем, и поэтому возникает опасность ухудшения качества сточных вод [15].

Поэтому целью работы является реконструкция электрических сетей существующих сооружений очистки сточных вод ООО «АВК» для улучшения качества сточных вод, сбрасываемых в Куйбышевское и Саратовское водохранилища.

В соответствии с поставленной целью задачами работы являются:

- анализ технологического процесса очистных сооружений ООО «АВК»;
- расчёт электрических нагрузок очистных сооружений ООО «АВК»;
- разработка мероприятий по реконструкции электрооборудования ГПП 110/6 кВ и электрической схемы очистных сооружений;
- выбор числа и мощности цеховых трансформаторов 6/0,4 кВ и трансформаторов ГПП 110/6 кВ с последующим технико-экономическим обоснованием выбранного варианта;
- выбор основного электрооборудования и питающих линий очистных сооружений;
- диагностика состояния кабельных предприятия;
- безопасность и экологичность работы.

1 Анализ электрооборудования подстанции 110/6 кВ и схемы электроснабжения ООО «АВК»

Подстанция 110/6 кВ ООО «АВК» получает питание:

- трансформатор Т1 через воздушную линию 110 кВ длиной 25 км «АВК-1» с ОРУ 110 кВ подстанции «Васильевская»;
- трансформатора Т2 через воздушную линию 110 кВ длиной 5 км «АВК-2» с ОРУ 110 кВ ТЭЦ ВАЗа.

РУ 110 кВ подстанции открытого типа; РУ 6 кВ – закрытого типа, укомплектовано ячейками КРУ типа КРУ 2.

Установленное электрооборудование на подстанции 110/6 кВ приведено в таблице 1.1

Таблица 1.1 – Установленное электрооборудование на подстанции 110/6 кВ ООО «АВК»

Электрооборудование подстанции	Год установки	Тип оборудования
Трансформаторы	1969	ТДН-16000/110/6
Разъединители	1969	РНДЗ-110
Отделители	1969	ОД-110Б
Короткозамыкатели	1978	КЗ-110Б
Разрядники	1981	РВС-110, РВС-35+РВС-15
Масляные выключатели 6 кВ	1976	ВМПЭ-10
Трансформаторы напряжения 6 кВ	1976	НТМИ-6
Трансформаторы собственных нужд	1976	ТМ- 63/6,3/0,4
Трансформаторы тока	1976	ТПШЛ-10
Ячейки КРУ 6 кВ	1976	КРУ 2

Таким образом, электрооборудование подстанции 110/6 кВ, установленное в основном 1976 году, морально и физически устарело.

Поэтому необходима реконструкция электрооборудования подстанции 110/6 кВ.

Так же требуется реконструкции ОРУ 110 кВ с установкой взамен отделителей и короткозамыкателей элегазовых выключателей 110 кВ. Это связано с тем, что электроприемники очистных сооружений большей частью относятся к первой и второй и схема РУ 110 кВ, выполненная на выключателях позволит повысить надежность электроснабжения потребителей очистных сооружений [1].

Распределительные сети 6 кВ выполнены по двухступенчатой радиальной схеме. Наряду с потребителями 0,4 кВ имеются крупные потребители 6 кВ – СД для привода насосов станции, которые относятся к нагрузке 1 категории. СД 6 кВ получают питание со сборных шин 6 кВ РУ 6 кВ подстанции 110/6 кВ ООО «АВК». Распределительные сети 0,4 кВ выполнены по радиальной схеме.

Распределительные сети 6 кВ и внутрицеховые сети 0,4 кВ выполнены кабелями с бумажно-масляной изоляцией, проложенными в траншеях. Предлагается заменить существующие на кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена.

Трансформаторы КТП 6/0,4 кВ тоже отслужили свой срок. В настоящее время установлены трансформаторы с масляной изоляцией. В работе предлагается заменить существующие трансформаторы КТП на новые трансформаторы с литой изоляцией.

2 Расчёт электрических нагрузок ООО «АВК»

2.1 Расчет силовой нагрузки 0,4 кВ и 6 кВ ООО «АВК»

Расчет электрических нагрузок ООО «АВК» на ступенях напряжения 0,4 кВ и 6 кВ выполнен в соответствии с рекомендациями [3,4,9,11,13].

Основными электроприемниками ООО «АВК» являются:

1. насосы, маслососы, вентиляция приточная и вытяжная, насосы, игловые насосы, режим работы которых продолжительный. В расчетах принимаем $K_{и} = 0,8$, $\cos\varphi=0,8$. Категория надежности 1;

2. масляные фильтры, нагреватели, дробилки, В расчетах принимаем $K_{и} = 0,7$, $\cos\varphi=0,75$. Категория надежности 2;

3. подъемно-транспортное оборудование (мостовые краны, элеткротельферы, переносной инструмент и тд.), режим работы повторно-кратковременный. В расчетах принимаем $PВ=25\%$, $K_{и} = 0,1$, $\cos\varphi=0,5$. Категория надежности 2;

4. сварочное оборудование, режим работы повторно-кратковременный. В расчетах принимаем $PВ=30\%$, $K_{и} = 0,3$, $\cos\varphi=0,35$. Категория надежности 3.

Электроприемники 1-3 группы – трехфазные, электроприемники 4 группы - однофазные.

Таблица 2.1 – Расчет электрических нагрузок ООО «АВК» на стороне 0,4 кВ и РУ 6 кВ подстанции 110/6 кВ

Источник подключения	Наименование электроприемников	Руст общая, кВт	Р _p , кВт	Q _p , квар	S _p , кВА	I _p , А
ТП1 (Бытовые помещения, азротенки - смесители, воздухопроводная станция)	Насосы маслонасосы вентиляторы здвижки, приводы здвижек обогреватели дробилки маслонасосы освещение внутреннее освещение дорог	645	658	336	889	883,5
ТП2 (отстойники, насосная станция №1, илоуловители, градильня)	Насосы вентиляторы илоскреб здвижки сварочный генератор станочное оборудование освещение внутреннее	964,2	595,5	406	718,3	1036,1

Продолжение таблицы 2.1

Источник подключения	Наименование электроприемников	Руст общая, кВт	Р _р , кВт	Q _р , квар	S _р , кВА	I _р , А
ТПЗ (реагентное хозяйство, насосная станция №2 вторичные отстойники мастерские, гараж, котельная)	Насосы насосы аварийные вентиляторы здвижки, приводы задвижек затворы сварочный генератор илососы дымососы освещение	932,1	738,9	508	818,7	1118,2
ТП4 (песчаные фильтры, насосная станция для песчаных фильтров, микрофильтры)	Насосы вентиляторы сварочный трансформатор кран электротельфер нагреватели компрессоры приводы задвижек приводы микрофильтров освещение	381	387,1	112	481,2	694,4

Продолжение таблицы 2.1

Источник подключения	Наименование электроприемников	Руст общая, кВт	Рр, кВт	Qр, квар	Sp, кВА	Ip, А
ТП5 (котельная, насосная станция №3)	Насосы вентиляторы задвижки станочное оборудование освещение внутреннее	487	765,2	211	845	1097,3
ТП 6 (УФ очистки воды)	Насосы вентиляторы компрессоры освещение	449,2	483,1	15,2	483,1	698,1
РП 6 кВ, 1 с.ш.	ТП3, ТП4, ТП5, ТП6 синхронные двигатели 6 кВ (4x1000+3x1250)	8650	7453	-2243		
РП 6 кВ, 2 с.ш.	ТП1, ТП2, синхронные двигатели 6 кВ (3x1000+3x1250)	8553	7690	-2492		
Итого на стороне 6кВ РУ 6 кВ			15192	-4977	15192	
Потери в Т1 и Т2			95,7	159,2		
			15475	4817,8	15475	

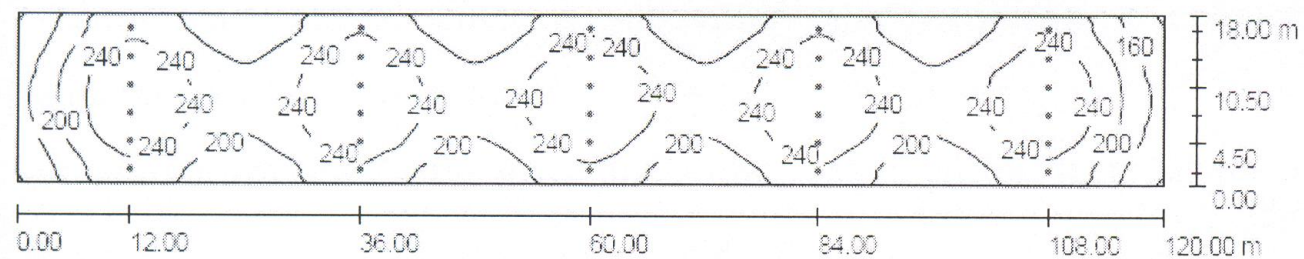
2.2 Расчет электрических нагрузок внутреннего и наружного освещения

Расчет электрических нагрузок по источникам питания (ТП1-ТП6, РУ 6кВ, с.ш.1 и РУ 6 кВ с.ш. 2) приведен в таблице 2.1.

Расчет осветительных нагрузок произведен с помощью программы «DIALux».

Результаты расчета светотехнического освещения для помещений насосной станции №1 для светильников E40 250 OSRAM с металлогалогенными лампами типа ДРИ 250 [17], мощность ламп 1х250 Вт для H=12 м приведены на рисунке 2.1.

Результаты светотехнических расчетов внутреннего и наружного электрического освещения ООО «АВК» сведены в таблицу 2.1.



Высота помещения: 12.000 m, Монтажная высота: 11.600 m,
Показатель техсодержания: 0.80

Значения в Lux, Масштаб 1:858

Поверхность	ρ [%]	$E_{\text{ср}}$ [lx]	E_{min} [lx]	E_{max} [lx]	$E_{\text{min}} / E_{\text{ср}}$
Рабочая плоскость	/	219	116	277	0.53
Полы	20	211	123	250	0.58
Потолок	70	51	31	77	0.61
Стенки (4)	50	121	37	1386	/

Рисунок 2.1 - Распределение освещенности после реконструкции насосной станции №1

3 Выбор числа и мощности трансформаторов ГПП 110/6 кВ

Исходными для выбора силовых трансформаторов ГПП 110/6 кВ являются:

- суммарные расчетные нагрузки подстанции с учетом потерь мощности в силовых трансформаторах;
- годовой график нагрузки подстанции, полученный по данным ЗАО «СКК»;
- категория надежности потребителей очистных сооружений;
- режим работы основных потребителей очистных сооружений.

Годовой график электрических нагрузок подстанции представлен на рисунке 3.1.

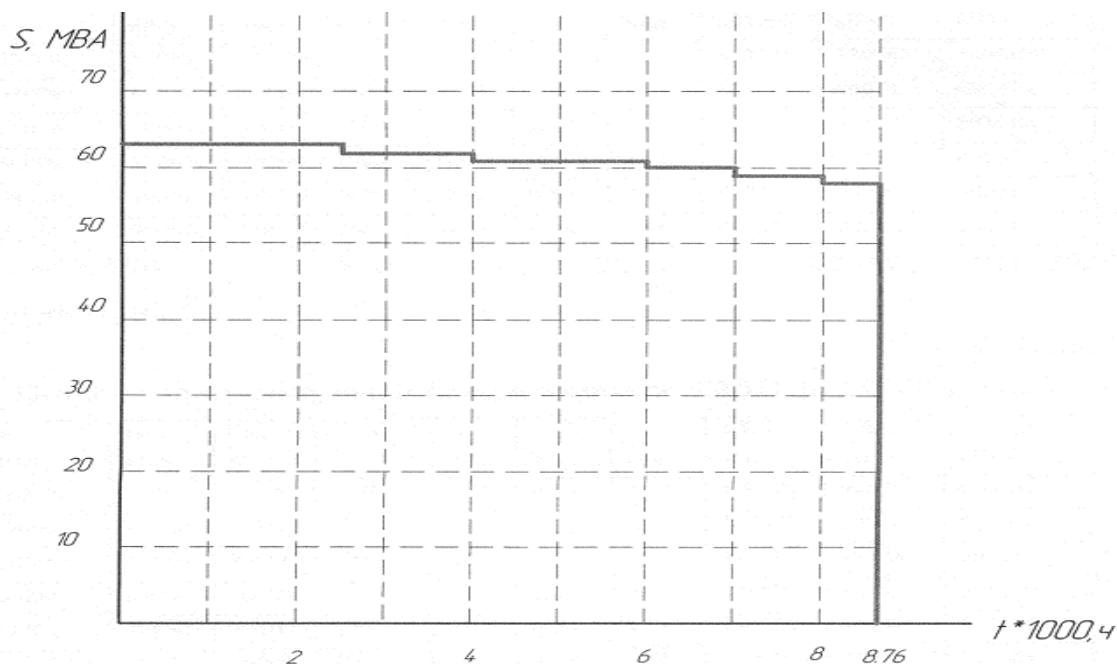


Рисунок 3.1 - Годовой график нагрузки подстанции 110/6 кВ

На ООО «АВК» имеются потребители 1 и 2 категории, поэтому к установке принимаем два трансформатора [10].

Номинальная мощность трансформаторов выбирается по выражению:

$$S_{номт} \geq 0,7 S_{ПС} = 0,7 \cdot 15139 = 10797 \text{ кВА}.$$

К установке принимаем два варианта:

1. два трансформатора типа ТДН – 16000/110/6

2 два трансформаторы типа ТДН – 25000/110/6 .

Вариант 1 - Технические характеристики трансформатора ТДТН - 10000/110/35/10:

$$P_x = 39 \text{ кВт}; P_K = 150 \text{ кВт}; I_x = 1,2; U_{K.BH-CH} = 10,5 \%; U_{K.BH-HH} = 17 \%; U_{K.CH-BH} = 6 \%.$$

Вариант 2 - Технические характеристики трансформатора ТДТН - 10000/110/35/10:

$$P_x = 36 \text{ кВт}; P_K = 145 \text{ кВт}; I_x = 1,0; U_{K.BH-CH} = 10,5 \%; U_{K.BH-HH} = 17 \%; U_{K.CH-BH} = 6 \%.$$

Для выбора силовых трансформаторов произведем расчет потерь мощности и потерь электрической энергии, которые выполняются по литературе [13,14].

Паспортные данные силовых трансформаторов приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 - Паспортные данные силовых трансформаторов

Параметры СТ	Варианты СТ	
	Вариант1	Вариант 2
P_x	18 кВт	25 кВт
P_K	85 кВт	120 кВт
I_x	0,7 %	0,65 %
U_K	10,5%	10,5 %

Расчет потерь мощности в трансформаторах приведен в таблице 2.2.

Таблица 3.2 - Результаты расчета потерь мощности в трансформаторах по варианту 1 и варианту 2

Расчетная величина	Единица измерения	Результат	
		Вариант1	Вариант2
$K_3 = \frac{S_{нагр}}{S_{ном,Т}}$		0,53	0,31
$P'_X = P_X + K_{III} \cdot Q_X$	кВт	15,7	15,1
$Q_X = \frac{I_x(\%)}{100} \cdot S_{номт},$	квар	222,3	288,3
$Q_K = \frac{U_K(\%)}{100} \cdot S_{номт}.$	квар	415,3	512,4
$P'_K = P_K + K_{III} \cdot Q_K$	кВт	23,6	33,2
$P'_T = P'_X + K_3^2 \cdot P'_K$	кВт	169	253,4
$S_{эпс} = S_{ном} \cdot \sqrt{n \cdot (n-1) \cdot \frac{P'_x}{P'_k}}$	МВА	8,53	11,49

Расчет потерь электроэнергии для трансформаторов вариантов 1 и 2 приведен в таблицах 3.3 и 3.4.

Расчеты потерь электроэнергии в трансформаторах выполнены по методике [14]:

$$\Delta W_{ПС} = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{kiBi} = \sum n_i \cdot \Delta P'_x \cdot T_i + \sum_{i=1}^k \left(\frac{1}{n} \cdot K_3^2 \cdot P_K \cdot T_i \right).$$

Таблица 3.3 – Расчет потерь электроэнергии в силовых трансформаторах ТДН - 16000/110/6 (Вариант 1)

№	S_i	n_i	T_i	$\Delta W_{x.i.}$	K_3	ΔW_K
1	15139	2	2000	293350	0,47	11802,56
2	14332	2	1000	197006	0,44	12114,2
3	13755	2	1000	187033	0,41	11863,8
4	12589	2	2000	156750	0,39	19110
5	12009	2	2000	194000	0,35	2750,8
6	11506	2	1000	97000	0,29	1210,3
7	10956	2	760	73720	0,27	1110,1

$$\Sigma \Delta W_{\text{ТС1}} = 497676,09 \text{ кВт}\cdot\text{ч.}$$

Таблица 3.4 – Расчет потерь электроэнергии в силовых трансформаторах ТДН - 25000/110/6 (Вариант 2)

№	S_i	n_i	T_i	$\Delta W_{x.i.}$	K_3	ΔW_K
1	15139	2	2000	353350	0,30	3577,6
2	14332	2	1000	221991	0,28	3107,5
3	13755	2	1000	210663	0,25	2992,8
4	12589	2	2000	194000	0,21	1987,3
5	12009	2	2000	189953	0,19	1611,5
6	11506	2	1000	152951	0,18	9807,5
7	10956	2	760	129342	0,17	9807,5

$$\Sigma \Delta W_{\text{ТС2}} = 472000 \text{ кВт}\cdot\text{ч.}$$

Приведенные затраты на установку трансформаторов.

Вариант 1

$$З_{пр 1} = \varepsilon_n \cdot K_1 + И_{\Delta W_{пс1}} = 0,15 \cdot 163200 + 1144526 = 5126,8 \text{ тыс. руб.}$$

Вариант 2

$$З_{пр 2} = \varepsilon_n \cdot K_2 + И_{\Delta W_{пс2}} = 0,15 \cdot 22270 + 1096371 = 6529,3 \text{ тыс. руб.}$$

Здесь ε_n - нормативный коэффициент отчислений;

K_1 и K_2 - стоимость трансформаторов по варианту 1 и 2;

$И_{\Delta W_{пс1}}$ и $И_{\Delta W_{пс2}}$ – стоимость потерь электроэнергии в трансформаторах по варианту 1 и 2.

Так как приведенные затраты по варианту 1 ниже, то к установке принимаем трансформаторы ТДН - 16000/110/35/10.

4 Выбор числа и мощности трансформаторов ТП 6/0,4 кВ

На ООО «АВК» преобладают потребители 1 и 2 категории, поэтому к установке на ТП6/0,4 кВ принимаем два трансформатора.

Номинальная мощность трансформаторов с учетом допустимой аварийной перегрузки выбирается по выражению:

$$S_{номт} \geq 0,7 S_{ПСТП}$$

Данные для выбора трансформаторов ТП берутся из таблицы 2.1 расчета электрических нагрузок очистных сооружений.

Подробный расчет выбора сделаем на примере ТП1.

$$S_{номт} = 0,7 \cdot S_{max ПС} = 0,7 \cdot 878 = 614 \text{ кВА},$$

$$S_{номт} \geq 0,7 S_{ПС} = 0,7 \cdot 889 = 622,3 \text{ кВА}.$$

К установке принимаем два трансформатора типа ТМ -630/6 [14] с паспортными данными:

$U_{BH} = 6,3 \text{ кВ}, U_{HH} = 0,4 \text{ кВ}, U_{K3} = 5,5\%, \Delta P_{K3} = 8,5 \text{ кВт}, \Delta P_{XX} = 1,42 \text{ кВт}, I_{XX} = 2\%, \Delta Q_{XX} = 12,6 \text{ квар}.$

По годовому графику нагрузки очистных сооружений выполним расчет потерь электроэнергии в трансформаторах ТП1.

Из расчета потребляемой электроэнергии:

$$W = \sum P_{in} \cdot t_i;$$

$$W=1632,17 \cdot 850 + 1470 \cdot 730 + 1355 \cdot 1560 + 1290 \cdot 770 + 1150 \cdot 820 + 1000 \cdot 1170 + \\ + 690 \cdot 750 + 450 \cdot 650 + 250 \cdot 1360 = 8858 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Определим:

- продолжительность максимальной годовой нагрузки и коэффициент заполнения графика нагрузки:

$$T_{\max} = \frac{W}{P_{\max}}.$$

$$T_{\max} = 5247,4 \text{ ч};$$

$$k_{\text{зан}} = 5247,4 / 8760 = 0,59.$$

Расчетные данные по потерям электроэнергии в трансформаторах ТП1 сведены в таблицу 4.1.

Таблица 4.1 – Расчет потери электроэнергии в трансформаторах ТМ 630/6

№ ступени	S_i кВА	n_i	T_i ч	ΔW_{xi} кВт·ч	κ_z	ΔW_k кВт·ч
1	889	2	850	3485	0,65	1836,92
2	851	2	730	2993	0,58	1256,1
3	723	2	1560	6396	0,54	2326,79
4	669	2	770	3157	0,51	1024,42
5	601	2	820	3362	0,46	877,52
6	578	2	1170	4797	0,39	910,25
7	545	2	750	3075	0,31	368,67
Σ				35916		8783
$\Sigma \text{ТП}$				71832		17566

Проверим трансформаторы ТП1 на перегрузочную способность:

- определим коэффициент перегрузки

$$K_{пер1} = \frac{S_{номт} \cdot n}{S_m} = \frac{630 \cdot 2}{889} \geq 1,0.$$

Т.к. $K_{пер} \geq 1$, то силовые трансформаторы ТП не испытывают систематической перегрузки и проверка на аварийную перегрузку не требуется [14].

Таким образом, на ТП1 к установке принимаем два трансформатора типа ТМГ-630/6/0,4 производства ООО «Тольяттинский трансформатор» [24].

Выбор трансформаторов на остальных ТП сведен в таблицу 4.2.

Таблица 4.2 – Выбор типа и количества трансформаторов ТП 1- ТП-6 очистных сооружений ООО «АВК»

№ ТП	$S_{рТП}$	Категория надежности потребителей ТП	Тип и количество трансформаторов ТП
ТП1	889 кВА	1, 2, 3	2хТМГ -630/6/0,4
ТП2	718,3 кВА	2, 3	2хТМГ -630/6/0,4
ТП3	818,7 кВА	1, 2, 3	2хТМГ -630/6/0,4
ТП4	481,2 кВА	2, 3	2хТМГ -400/6/0,4
ТП5	845 кВА	1, 2, 3	2хТМГ -630/6/0,4
ТП6	483,1 кВА	1, 2, 3	2хТМГ -400/6/0,4

Проверим трансформаторы ТП2-ТП6 на перегрузочную способность:

определим коэффициент перегрузки:

$$K_{пер2} = \frac{S_{номт} \cdot n}{S_m} = \frac{630 \cdot 2}{718.3} \geq 1,0.$$

$$K_{пер3} = \frac{S_{номт} \cdot n}{S_m} = \frac{630 \cdot 2}{818.7} \geq 1,0.$$

$$K_{пер4} = \frac{S_{номт} \cdot n}{S_m} = \frac{400 \cdot 2}{481.2} \geq 1,0.$$

$$K_{пер5} = \frac{S_{номт} \cdot n}{S_m} = \frac{630 \cdot 2}{845} \geq 1,0.$$

$$K_{пер6} = \frac{S_{номт} \cdot n}{S_m} = \frac{400 \cdot 2}{483.1} \geq 1,0.$$

Т.к. $K_{пер} \geq 1$, то силовые трансформаторы ТП не испытывают систематической перегрузки и проверка на аварийную перегрузку не требуется [14].

Окончательно к установке принимаем на ТП1-ТП6 к установке по два трансформатора типа ТМГ мощностями 630 кВА и 400 кВА производства ООО «Тольяттинский трансформатор» [24].

5 Расчёт токов короткого замыкания

Для обоснования технических решений по реконструкции электрооборудования ГПП и электрической схемы очистных сооружений в соответствии с требованиями [1,2,5,12] необходимо выполнить расчет токов КЗ. Расчетная схема и схема замещения для расчета токов КЗ представлены на рисунках 5.1 и 5.2.

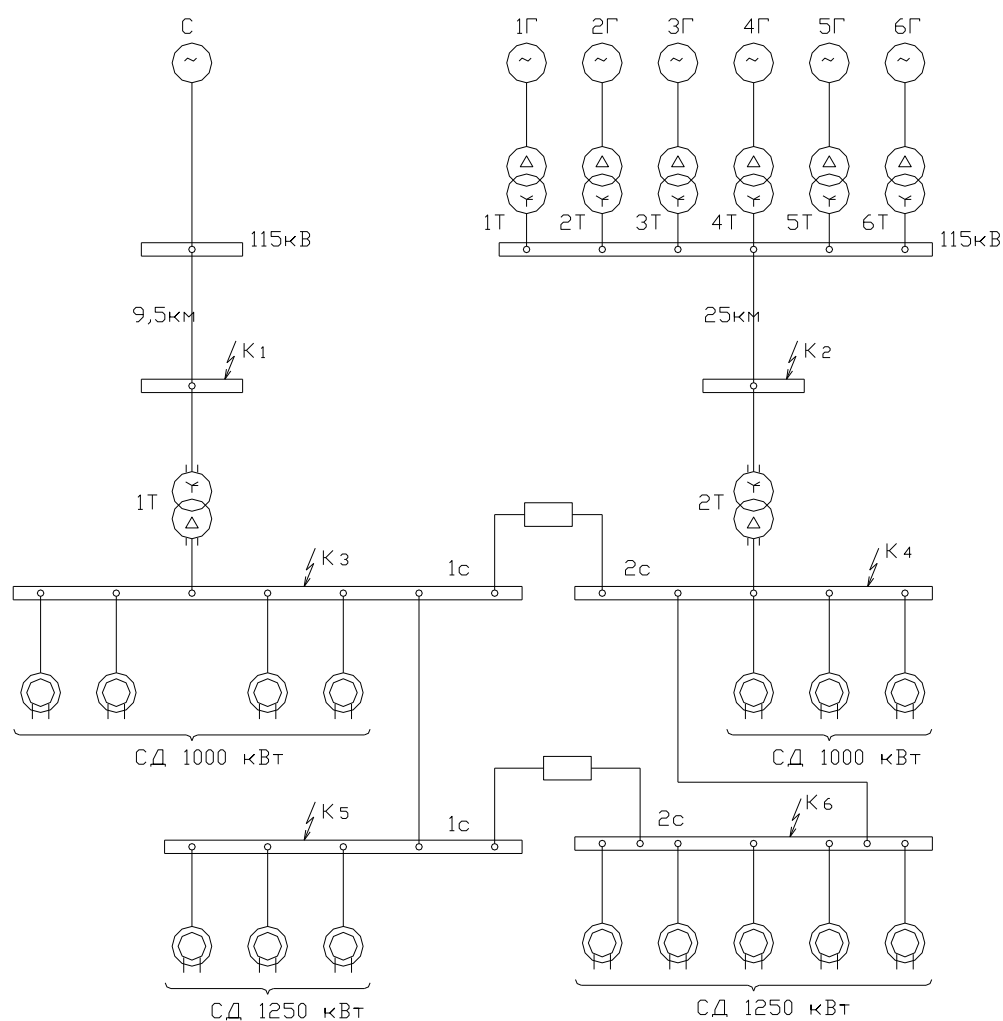


Рисунок 5.1 – Расчетная схема для расчета токов

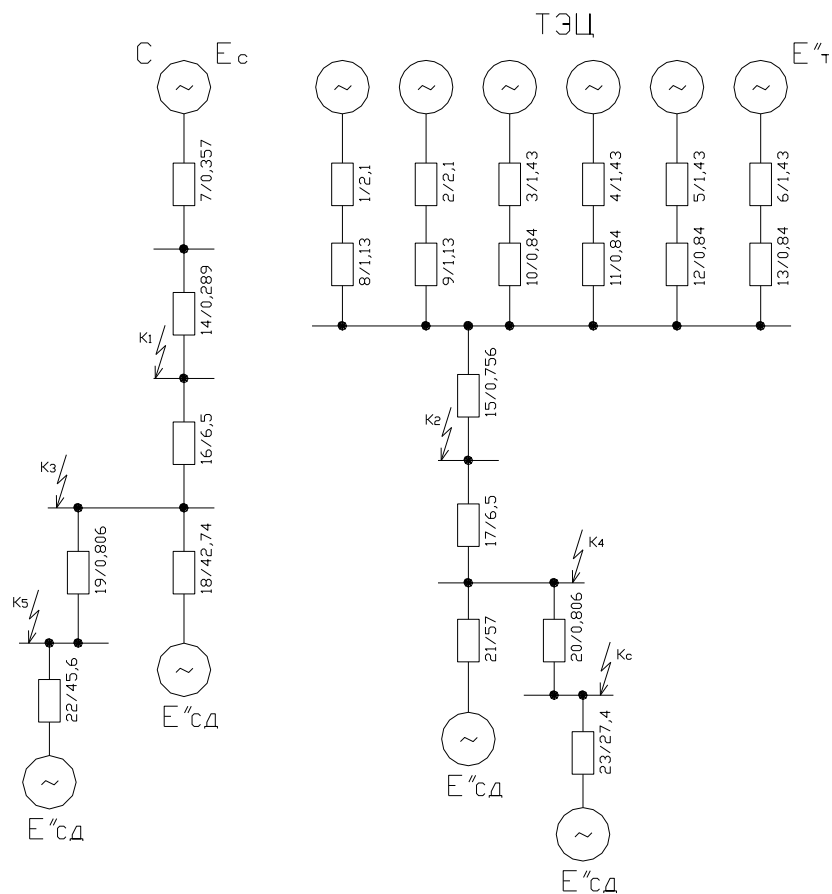


Рисунок 5.2 – Расчетная схема замещения

Технические данные расчетной схемы замещения :

Система: $U_H=115$ кВ; $S_{K3\ 110} = 2800$ МВА

Линия ВЛ 110 кВ «АВК-1»: $U_H=115$ кВ, $X_0 = 0,2$ Ом/км, $l=9,55$ км.

Трансформатор: $S_H = 16000$ кВА

В расчетах принимаем:

$S_6=1000$ МВА;

$U_6=115$ кВ.

В таблице 5.1 приведены каталожные данные СД 6 кВ очистных сооружений.

Таблица 5.1 – Каталожные данные синхронных двигателей 6 кВ очистных сооружений

Серия	P _н	S _н	U _н	I _н	η _н	M _{max}	M _п	I _п	U _{фн}	I _{фн}
	кВт	кВА	В	А	%	о.е	о.е	о.е	В	А
СД-1000	10000	11400	6000	1098	97,8	1,73	2,06	8,1	190	270
СД-1250	12500	14200	6000	1368	98	1,74	2,24	8,86	220	290

Расчетные индуктивные сопротивления и постоянные времени СД 6 кВ для расчета токов КЗ приведены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Расчетные индуктивные сопротивления и постоянные времени

$x_d,$ <i>о.е</i>	$x'_d,$ <i>о.е</i>	$x''_d,$ <i>о.е</i>	$T_{d0},$ с	$T'_d,$ с	$T''_d,$ с	$T_a,$ с
1,85	0,32	0,207	7,4	1,3	0,05	0,14

Преобразования и расчет результирующих сопротивлений, токов КЗ без учета и с учетом подпитки от СД для точки К1 (рисунок 5.3).

$$X_{24} = X_7 + X_{14} = 0.357 + 0.289 = 0.646 \quad X_{25} = X_{19} + X_{22} = 0.806 + 45.6 = 46.406$$

$$X_{26} = \frac{1}{\frac{1}{X_{25}} + \frac{1}{X_{18}}} = \frac{1}{\frac{1}{46.406} + \frac{1}{42.74}} = 22.249$$

$$X_{27} = X_{16} + X_{26} = 6.5 + 22.249 = 28.749$$

$$I_{к.с.} = \frac{1}{X_{24}} \cdot \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{1}{0.646} \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 7.77 \text{ кА}$$

$$X_{расч} = X_{27} \cdot \frac{S_{д\Sigma}}{S_6} = 28.749 \cdot \frac{9.066}{1000} = 0.26$$

$$X'_{расч} = X_{расч} + 0.07 = 0.26 + 0.07 = 0.33$$

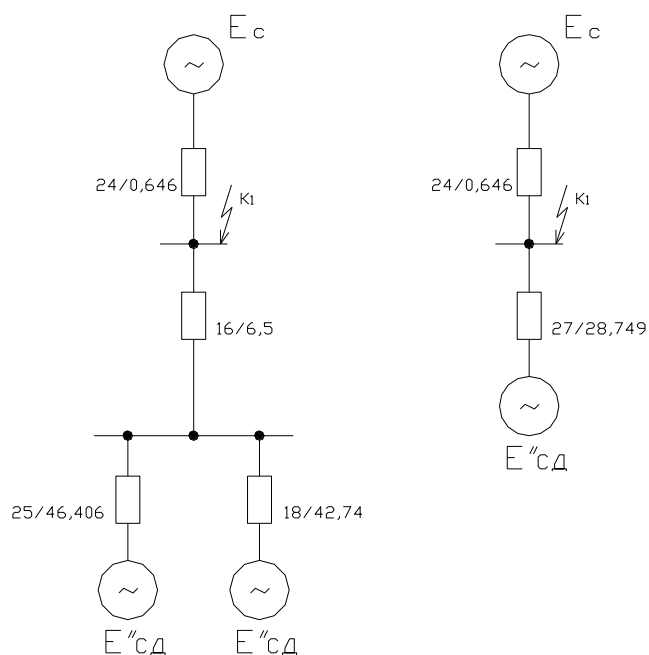


Рисунок 5.3 – Схема замещения

Трёхфазные токи КЗ в точке К1

$$I''_д = I_{кп} \cdot I_{д\Sigma}$$

$$\text{где } I_{д\Sigma} = \frac{S_{нд\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{9.066}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0.045 \text{ кА} \text{ приведённый}$$

$$I''_д = 4.2 \cdot 0.045 = 0.189 \text{ кА} \quad I_{д0,2} = 3.1 \cdot 0.045 = 0.139 \text{ кА} \quad I_{д\infty} = 3.05 \cdot 0.045 = 0.137 \text{ кА}$$

$$I'' = I_{к.с.} + I''_д = 7.77 + 0.189 = 7.959 \text{ кА}$$

$$I_{0,2} = I_{к.с.} + I_{д0,2} = 7.77 + 0.139 = 7.909 \text{ кА}$$

$$I_{\infty} = I_{к.с.} + I_{д\infty} = 7.77 + 0.137 = 7.907 \text{ кА}$$

$$i_y = 2.55 \cdot I'' = 2.55 \cdot 7.96 = 20.3 \text{ кА}$$

Остальные расчеты выполняются аналогично.

Результаты расчетов результирующих сопротивлений и токов КЗ сведены в таблицы 5.3 – 5.5.

Таблица 5.3 – Параметры схемы замещения и результаты расчета токов КЗ (точка К1 и К2)

Элемент схемы замещения	$X_{\text{расч1}}$	$I_{\kappa 1}^{(3)}$	$I_{\kappa 1(0,2)}^{(3)}$	$I_{\kappa 1\infty}^{(3)}$	i_{y01}	S_K
	О.е.	кА	кА	кА	кА	МВА
Система	0,26	7,959	7,907	20,3	27,15	1575
ТЭЦ	0,33	4,224	3,636	4,602	10,77	724

Таблица 5.4 – Параметры схемы замещения и результаты расчета токов КЗ (точка К3 и К4)

Элемент схемы замещения	$X_{\text{расч2}}$	$I_{\kappa 2}^{(3)}$	$I_{\kappa 2(0,2)}^{(3)}$	$I_{\kappa 2\infty}^{(3)}$	i_{y02}	S_K
	О.е.	кА	кА	кА	кА	МВА
Система	0,21	17,385	15,932	15,534	44,33	174
ТЭЦ	0,27	17,286	15,5	15,1	44,08	156

Таблица 5.5 – Параметры схемы замещения и результаты расчета токов КЗ (точка К5 и К6)

Элемент схемы замещения	$X_{расч3}$	$I_{\kappa3}^{(3)}$	$I_{\kappa3(0,2)}^{(3)}$	$I_{\kappa3\infty}^{(3)}$	i_{y03}	S_K
	О.е.	кА	кА	кА	кА	МВА
Система	0,21	15,668	14,324	14,016	39,95	172
ТЭЦ	0,28	15,64	14,05	13,80	39,88	153Л

Схема замещения для расчета ток КЗ на стороне 0,4 кВ приведена на рисунке 5.4. Расчет токов КЗ выполнен по методике [5].

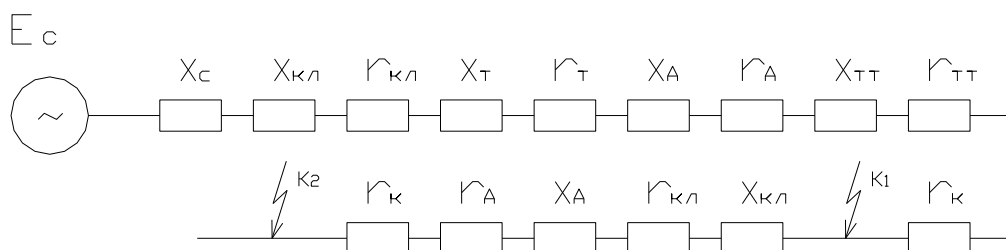


Рисунок 5.4 - Схема замещения для расчета токов КЗ сети 0,4 кВ

Результирующие сопротивления и расчетные значения токов КЗ сведены в таблицу 5.6.

Таблица 5.6 - Результирующие сопротивления и расчетные значения токов КЗ для точек К1 и К2

K1	x_C	x_{KL}	r_{KL}	x_T	r_T	x_A	r_A	r_K	$I_{\kappa 1}^{(3)}$	$i_{y\varnothing 1}$
	0,846 МОМ	$8,06 \cdot 10^{-3}$ МОМ	0,04 МОМ	8,8 МОМ	1,17 МОМ	0,7 МОМ	0,4 МОМ	15 МОМ	8,99 кА	12,72 кА
K2	x_{KL}	r_{KL}	x_A	r_A	r_K	$I_{\kappa 2}^{(3)}$	$i_{y\varnothing 2}$			
	14 МОМ	88 МОМ	0,09 МОМ	0,12 МОМ	15 МОМ	1,519 кА	2,149 кА			

6 Выбор коммутирующего электрооборудования ГПП 110/6 кВ и электрических сетей ООО «АВК»

6.1 Выбор коммутационного электрооборудования ОРУ 110 кВ

На рисунке 6.1 представлен внешний вид РУ 110 кВ в открытом исполнении (ОРУ) на элегазовом электрооборудовании.



Рисунок 6.1 –ОРУ 110 кВ на элегазовом оборудовании

Выбор и проверка коммутационного электрооборудования ОРУ 110 кВ подстанции приведено в таблице 6.1.

Таблица 6.1 - Выбор и проверка коммутационного электрооборудования ОРУ 110 кВ подстанции

Тип электрооборудования	Условия проверки	Расчетное значение	Паспортное значение
Выключатель WCB LTB	$U_{уст} \leq U_{ном}$	110 кВ	110 кВ
	$I_p \leq I_{ном}$	117,6 А	630 А
	$i_{уд} \leq i_{дин}$	20,3 кА	81 кА
	$I_{откл} \leq I_{K0,2}$	14,35 кА	40 кА
	$i_{a,\tau} \leq i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{откл,ном}$	20,3 кА	51,2 кА
	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_T$	103,4 кА ² ·с	256 кА ² ·с
Разъединитель WCB LS	$U_{уст} \leq U_{ном}$	110 кВ	110 кВ
	$I_p \leq I_{ном}$	117,6 А	630 А
	$i_{уд} \leq i_{дин}$	20,3 кА	81 кА
	$I_{откл} \leq I_{K0,2}$	14,35 кА	40 кА
	$i_{a,\tau} \leq i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{откл,ном}$	20,3 кА	51,2 кА
	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_T$	103,4 кА ² ·с	256 кА ² ·с
Разъединитель отделитель S2DA 245	$U_{уст} \leq U_{ном}$	110 кВ	110 кВ
	$I_p \leq I_{ном}$	72,7 А	630 А
	$i_{уд} \leq i_{дин}$	20,3 кА	81 кА
	$I_{откл} \leq I_{K0,2}$	14,35 кА	40 кА
	$i_{a,\tau} \leq i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{откл,ном}$	20,3 кА	51,2 кА
	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_T$	103,4 кА ² ·с	256 кА ² ·с

К установке принимаем элегазовое коммутационное оборудование производства группы компаний «Электрощит» г.Москва [23].

6.2 Выбор коммутационного электрооборудования ЗРУ 6 кВ

В настоящее время ЗРУ 6 кВ укомплектовано ячейками КРУ серии КРУ-2 с маломасляными выключателями типа ВМПЭ-10. На основании выполненного анализа отечественных и зарубежных производителей КРУ выбираем ячейки КРУ с элегазовой изоляцией типа RM6 компании Шнайдер Электрик [22] (рисунок 6.2).



Рисунок 6.2 – ячейки КРУ с элегазовой изоляцией типа RM6

Выбор электрооборудования ячеек КРУ типа RM6 приведено в таблице 6.2.

Таблица 6.2 - Выбор и проверка коммутационного электрооборудования КРУ типа RM6

Тип электрооборудования	Условия проверки	Расчетное значение	Паспортное значение
Выключатель вводной Evolis F 2500	$U_{уст} \leq U_{ном}$	6 кВ	10 кВ
	$I_p \leq I_{ном}$	1026 А	2500 А
	$i_{уд} \leq i_{дин}$	39,95 кА	80 кА
	$I_{откл} \leq I_{K0,2}$	14,35 кА	40 кА
	$i_{a.т} \leq i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{откл.ном}$	44,3 кА	44,5 кА
	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_T$	1582,3 кА ² ·с	2976,75 кА ² ·с
Выключатель секционный Evolis F 2500	$U_{уст} \leq U_{ном}$	6 кВ	10 кВ
	$I_p \leq I_{ном}$	1026 А	2500 А
	$i_{уд} \leq i_{дин}$	39,95 кА	80 кА
	$I_{откл} \leq I_{K0,2}$	14,35 кА	40 кА
	$i_{a.т} \leq i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{откл.ном}$	44,3 кА	44,5 кА
	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_T$	1582,3 кА ² ·с	2976,75 кА ² ·с
Выключатель линейный Evolis F 1000	$U_{уст} \leq U_{ном}$	6 кВ	10 кВ
	$I_p \leq I_{ном}$	1026 А	1000 А
	$i_{уд} \leq i_{дин}$	25,83 кА	50 кА
	$I_{откл} \leq I_{K0,2}$	11,12 кА	31,5 кА
	$i_{a.т} \leq i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{откл.ном}$	33,23 кА	39,1 кА
	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_T$	925,6 кА ² ·с	1200 кА ² ·с

6.3 Выбор и проверка ОПН

В настоящее время на ОРУ 110 кВ ГПП очистных сооружений установлены РВС -110 и в нейтрали силовых трансформаторов – РВС-35+РВС-15. В настоящее время вентильные разрядники сняты с производства. Взамен установим ограничители перенапряжения нелинейные типа ОПН-110 производства компании ОПН ЗАО «Феникс» [11]. Выбор и проверка ОПН приведена в таблице 6.3.

Таблица 6.3 - Выбор и проверка ОПН 110 кВ

Тип электро-оборудования	Условия проверки	Расчетное значение	Паспортное значение
ОПН-110 в ОРУ 110 кВ	Наибольшее длительное допустимое напряжение	73 кВ	88 кВ
	Номинальный разрядный ток	1 кА	10 кА
	Значение остающегося напряжения	222 кВ	286 кВ
	Наибольший ток в режиме коммутационных перенапряжений	220 А	1000 А
	$U_{ост}$	321 кВ	400 кВ
	Максимальное значение тока при грозовых перенапряжениях	1,61 кА	10 кА

Продолжение таблицы 6.3

Тип электро- оборудования	Условия проверки	Расчетное значение	Паспортное значение
	Энергия, поглощаемая ОПН при коммутационных и грозовых перенапряжениях	1,353 кДж	1,775 кДж
	Обеспечение взрывобезопасности	7,5 кА	40 кА
ОПН-110 в нейтрали силового трансформатора	Наибольшее длительное допустимое напряжение	42 кВ	56 кВ
	Номинальный разрядный ток	1 кА	10 кА
	Значение остающегося напряжения	138 кВ	141 кВ
	Наибольший ток в режиме коммутационных перенапряжений	220 А	1000 А
	Максимальное значение тока при грозовых перенапряжениях	3,33 кА	10 кА
	Энергия, поглощаемая ОПН при	1,353 кДж	1,775 кДж

Тип электро-оборудования	Условия проверки	Расчетное значение	Паспортное значение
	коммутационных и грозовых перенапряжениях		
	Обеспечение взрывобезопасности	7,5 кА	40 кА

6.4 Выбор измерительных трансформаторов тока и напряжения

Выбор измерительных трансформаторов тока и напряжения ОРУ 110 кВ и ячеек КРУ приведен в таблице 6.4.

Таблица 6.4 – Выбор трансформатора тока и напряжения 110 кВ и 6 кВ

Тип оборудования	Проверяемые параметры	Расчетное значение	Паспортное значение
Трансформатор тока ТВТ 110	$U_{уст} \leq U_{ном}$	110 кВ	110 кВ
	$I_p \leq I_{ном}$	117,6 А	250 А
	Номинальный вторичный ток	5 А	
	Класс точности	0,5/10Р	
	$i_{уд} \leq i_{дин}$	20,3 кА	31,5 кА
	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_T$	103,4 кА ² ·с	402 кА ² ·с
Трансформатор тока CLP1-150/5	$U_{уст} \leq U_{ном}$	6 кВ	10 кВ
	$I_p \leq I_{ном}$	2887 А	4000 А
	$i_{уд} \leq i_{дин}$	80,2 кА	112 кА

Тип электро-оборудования	Условия проверки	Расчетное значение	Паспортное значение
Трансформатор напряжения CVP1-230/100	$U_{уст} \leq U_{ном}$	6 кВ	10 кВ
	$S_{\sum np} \leq S_{ном}$	58 ВА	250 ВА

Таким образом, на ГПП 110/6 кВ установлено оборудование:

- на ОРУ 110 кВ:

элегазовые выключатели типа WCB LTB

элегазовые разъединители типа WCB LS

разъединители - отделители типа S2DA 245;

ОПН-110

- на ЗРУ 6 кВ

ячейки КРУ 6 кВ типа RM6 элегазовыми выключателями типа Evolis F 2500 и Evolis F 1000

6.5 Выбор кабелей 6 кВ

В распределительных сетях 6 кВ для прокладки в кабельных каналах и траншеях выбираем кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена типа АПВВ и АПВП ЗАО «Электрокабель» [8, 25]. Выбор сечений кабелей распределительных сетей 6 кВ сведен в таблицу 6.5.

U

Таблица 6.5 - Выбор сечений кабелей распределительных сетей 6 кВ

А1 - А2	Тип	$S_{мм^2}$	L м
ГПП яч. 2 СД - 1	АПВВ	$3 \cdot 95$	280
ГПП яч. 2 - СД 2	АПВВ	$3 \cdot 95$	280
ГПП яч. 2 -РП	АПВП	$2 (3 \cdot 150)$	400
ГПП яч. 12 - СД 3	АПВВ	$3 \cdot 95$	280
ГПП яч. 13-ТП 3	АПВВ	$3 \cdot 95$	340
ГПП яч. 14 - СД 4	АПВВ	$3 \cdot 95$	280
ГПП яч. 15 -ТП 5	АПВП	$3 \cdot 95$	810
ГПП яч. 16 -ТП 6	АПВП	$3 \cdot 95$	830
ГПП яч. 18 СД 5	АПВВ	$3 \cdot 95$	280
ГПП яч. 21 ТП -3	АПВВ	$3 \cdot 95$	340
ГПП яч. 22 - СД 6	АПВВ	$3 \cdot 95$	280
ГПП яч. 23 - ТП 6	АПВП	$3 \cdot 95$	830
ГПП яч. 24- РП	АПВП	$2 (3 \cdot 150)$	400
ГПП яч. 26-ТП 5	АПВП	$3 \cdot 95$	810
ГПП яч. 28 - СД 7	АПВВ	$3 \cdot 95$	280
ГПП яч. 33-ТП 4	АПВП	$3 \cdot 95$	760
РП яч. 2 - СД 8	АПВВ	$3 \cdot 95$	90
РП яч. 2-СД 9	АПВВ	$3 \cdot 95$	90
РП яч. 8 - СД 10	АПВВ	$3 \cdot 95$	90
РП яч.9 ТП 1	АПВВ	$3 \cdot 95$	30
РП яч. 11 - ТП 1	АПВВ	$3 \cdot 95$	30
ГПП яч. 13- СД 11	АПВВ	$3 \cdot 95$	120

7 Диагностирование электрических кабелей в системах электроснабжения

Распределительные сети 6 кВ и 0,4 кВ очистных сооружений ООО «АВК» в настоящее время выполнены кабелями с бумажно-масляной изоляцией. В процессе эксплуатации электрических сетей предприятия возможно возникновение отказов различного рода, некоторые из которых могут привести к срабатыванию защиты, обесточиванию ответственных электроприемников и т. д.

Опыт эксплуатации показывает, что большая часть отказов в СЭС приходится на силовые электрические сети (кабельные трассы). В связи с этим важное значение в процессе эксплуатации имеет диагностирование электрических кабелей СЭС.

Определение технического состояния силовых электрических сетей СЭС прежде всего связано с диагностированием кабельных трасс. Диагностирование кабеля заключается в определении технического состояния кабеля и (или) определении места и вида его неисправности (дефектов изоляционно-защитных или токопроводящих элементов кабеля).

В процессе диагностирования необходимо учитывать ряд особенностей, среди которых следует отметить:

- групповой способ прокладки кабелей, многочисленные контактные соединения, при этом потеря напряжения в контактах не должна превышать для 1-жильных кабелей 25 мВ, для 2-жильных - 19 мВ, для 3-жильных - 18 мВ;
- разветвленность сети, и, как правило, недоступность для наблюдений отдельных участков при возможности различных воздействий (температурных, атмосферных, затоплений, воздействия нефтепродуктов и др.).

Наиболее характерными видами дефектов изоляционно-защитных элементов кабеля являются:

- старение (естественное и термическое);
- увлажнение (объемное и поверхностное);
- пробой изоляции;
- поверхностное загрязнение;
- наличие воздушных включений.

Наиболее вероятными неисправностями токопроводящих жил кабелей являются:

- обрыв жил кабеля;
- замыкание жил на корпусе;
- замыкание жил кабеля между собой;
- обгорание концов.

Для снижения затрат на техническое обслуживание и ремонт кабелей необходимо с минимальными затратами и достаточно достоверно определять техническое состояние, а также вид и место неисправности кабелей, что позволит устанавливать оптимальный (минимально необходимый) объем работ по ТО или ремонту кабеля.

При оценке технического состояния и поиске неисправности в кабельных сетях объема и последовательность работ следует определять с учетом наиболее вероятных причин, мест и видов отказов кабелей. Анализ отказов кабелей при неподвижной их прокладке в условиях эксплуатации показывает, что вероятность появления отказов уменьшается в следующих последовательностях:

- по причинному характеру - механическое воздействие (удары, изгибы, скручивания), агрессивная среда, температурные воздействия, повышенная влажность и др.;

- по помещениям объекта - открытые места, помещения электрооборудования и др.;
- по длине кабеля - район ввода кабеля в сальниковое уплотнение, места разделки кабеля, изгибы кабельной трассы;
- по видам отказов - замыкание на корпус, замыкание жил, обрыв кабеля, обгорание концов.

Для определения технического состояния кабелей и возможности дальнейшей их эксплуатации следует проводить комплексную оценку состояния как изоляции(оболочки), так и токопроводящих жил кабелей.

Заклучения о техническом состоянии кабелей может быть сделано на основе результатов измерений совокупности параметров технического состояния и сравнения измеренных значений с установленными допусками. При выходе хотя бы одного из параметров за пределы допуска кабель оценивается как неработоспособный.

Для оценки технического состояния изоляции кабелей и проводов и вида ее дефектов в настоящее время в общем случае могут быть выбраны следующие параметры:

- сопротивление изоляции R_n постоянному току через 60 с после начала измерения;
- коэффициент изменения сопротивления $K_1 = R'_n / R_n$, где R'_n - сопротивление изоляции при обратной полярности включения мегаомметра;
- расчетный параметр сопротивления изоляции $R_p = R_5 \cdot R_6 / [R_{60} - R_5]$, где R_{60} и R_5 -показания мегаомметра через 5 с после начала измерения и через 60 с, соответственно;
- коэффициент абсорбции $K_a = R_{60}/R_{15}$, где R_{15} - показания мегаомметра через 15 с после начала измерения;
- тангенс угла диэлектрических потерь $\text{tg } \delta = I_a/I_p$, где I_a и I_p - активная и реактивная составляющая тока;

- угол, дополняющий угол φ до 90° (угол диэлектрических потерь);
отношение емкостей изоляции при разных частотах C_{f1}/C_{f2} , где C_{f1} и C_{f2} -
емкости изоляции при частотах f_1 и f_2 (обычно принимают $f_1 = 25$ Гц,
 $f_2=50$ Гц);

- емкость изоляции (C).

Связь указанных параметров с характерными дефектами изоляции
показана в таблице 7.1.

Таблица 7.1 - Диагностические параметры и дефекты изоляции

Параметры	Старение		Увлажнение		Про- бой	Пов. загрязнен ие	Возд. включе ния
	естеств.	терм.	объем н.	повер хн.			
Сопротивление изоляции постоянному току R_n	3	-	1	3	1	3	-
Коэффициент измерения изоляции K_1	2	-	1	3	-	-	-
Коэффициент абсорбции K_a	1	-	1	2	1	2	-
Расчетное сопротивление изоляции R_p	-	-	2	-	-	-	-
Тангенс угла диэлектрических потерь $\operatorname{tg}\delta$	1	3	2	2	3	2	1
Отношение значений емкостей изоляции, измеренных при различных значениях частоты C_{f1}/C_{f2}	3	-	1	-	3	2	3
Емкость изоляции относительно корпуса $C_{и}$	3	2	1	2	3	2	3

Анализ таблицы показывает, что наиболее информативными параметрами изоляции кабелей являются $C_{и}$ и $tg\delta$. Сюда следует отнести и $R_{п}$, как самый распространенный параметр. Эти параметры технического состояния изоляции могут быть включены в минимальную совокупность параметров для оценки ТС и определения вида дефекта изоляции.

Параметры $R_{п}$, $C_{и}$ и $tg\delta$ позволяют учесть при оценке ТС и определении вида дефекта все указанные в таблице семь видов дефектов изоляции, то есть с их помощью в принципе можно осуществить полный контроль ТС изоляции кабелей.

Заключение о техническом состоянии кабеля делается на основе анализа измеряемых параметров и определяемых при осмотре признаков технического состояния и сравнения их с нормативными, допустимыми или заданными значениями, а также со значениями в предшествующий период.

Факт снижения уровня технического состояния изоляции в кабельных трассах определяется с помощью различных методов, устройств и приборов, предназначенных в основном для контроля и измерения сопротивления изоляции.

Для диагностики изоляции электрооборудования на основе анализа изменения $R_{п} = f(t)$ разработано автоматизированное цифровое устройство «ДИПСЭЛ», которое предназначено для:

- диагностирования изоляции электрооборудования и кабелей, в частности по электрическим параметрам;
- определения причины, вызвавшей неисправность изоляции, - старение, механическое повреждение, увлажнение или короткое замыкание;
- измерения активного сопротивления токопроводящих элементов электрооборудования в диапазоне от единиц до 1 кОм и от 20 кОм до 10 МОм;

- контроля изменения R_n электрооборудования за период диагностирования;

- восстановления R_n увлажненного электрооборудования (кабелей, электрических машин) без нагрева (удаления влаги из изоляции на основе явления электроосмоса).

После обнаружения факта снижения сопротивления изоляции в электрической сети и определения причины его снижения приступают к поиску места неисправности. Для отыскания места неисправности в кабеле используются следующие методы и средства, основанные:

- на относительных измерениях, которые используются для определения расстояния от конца кабеля до зоны неисправности;

- на абсолютных измерениях, которые используются для нахождения места неисправности внутри зоны повреждения, определенной одним из относительных методов.

Как показывает анализ, наиболее приемлемыми к использованию в системах электроснабжения являются (рисунок 7.1):

- из относительных методов - приборы и устройства, принцип работы которых основан на импульсном методе, методе колебательного разряда, петлевом методе;

- из абсолютных методов - приборы и устройства, принцип работы которых основан на индукционном методе, акустический метод и метод высокочастотного импульсного магнитного поля - для обнаружения места неисправности только в кабелях с защитой или экранной оболочкой либо помещенные в защитные трубы.

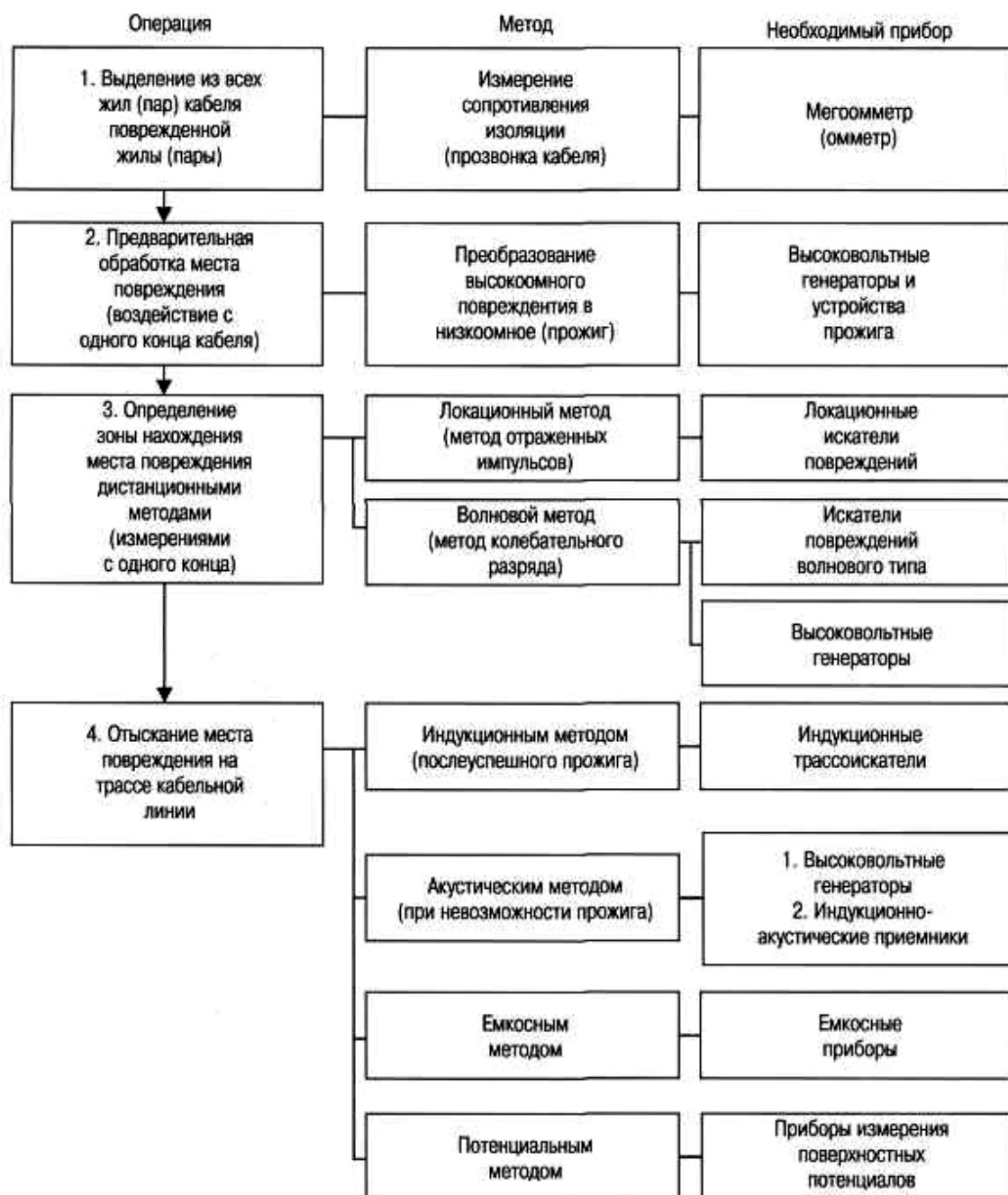


Рисунок 7.1 - Процедура обнаружения и определения мест повреждения в силовых кабельных линиях

8 Экологичность работы

В производственной деятельности ООО «АВК» важное значение уделяется охране окружающей среды и рациональному использованию природных ресурсов. Обозначены следующие направления природоохранной деятельности ООО «АВК»:

- разработка и внедрение ресурсосберегающих малоотходных, экологически безопасных технологий;
- рациональное использование природных ресурсов;
- соблюдение экологических нормативов и требований в технологических процессах при строительстве, реконструкции и расширении производственных объектов;
- охрана атмосферного воздуха; охрана водных ресурсов; обращение с отходами производства;
- обращение с объектами растительного мира; готовность к аварийным ситуациям;
- обучение персонала вопросам в области охраны окружающей среды.

Для осуществления производственного экологического контроля и координации деятельности в области окружающей среды на ООО «АВК»:

- отслеживается и актуализируется нормативно-правовая и техническая нормативно-правовая база на предприятии;
- разрабатываются инструкции, приказы, распоряжения для обеспечения выполнения требований законодательства в области охраны окружающей среды и осуществляет контроль за их выполнением;
- ведется учетная и отчетная документация по охране окружающей среды;
- планируются и реализовываются мероприятия по охране окружающей среды.

9 Экономическая эффективность работы

При реконструкции электрооборудования ГПП 110/6 кВ и электрических сетей очистных сооружений ООО «АВК» к установке принято следующее оборудование:

- трансформаторы ТДН-16000/110/35/6;
- на ОРУ 110 кВ элегазовые выключатели типа WCB LTB, элегазовые разъединители типа WCB LS, разъединители - отделители типа S2DA 245; ОПН-110;
- на ЗРУ 6 кВ ячейки КРУ 6 кВ типа RM6 с элегазовыми выключателями типа Evolis F 2500 и Evolis F 1000;
- в ТП1-6 трансформаторы типа ТМГ мощностью 630 кВА и 400 кВ;
- кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена типа АПвВ и АПвП.

Капитальные затраты реконструкции электрооборудования ГПП 110/6 кВ и электрических сетей очистных сооружений ООО «АВК» приведены в таблице 9.1.

Таблица 10.1 - Капитальные затраты на реконструкцию электрооборудования ГПП 110/6 кВ и электрических сетей очистных сооружений ООО «АВК»

Наименование оборудования	Единиц оборудов ания	Капитальные затраты с учетом СМР, тыс. руб.
Трансформатор ТДН-16000/110/6	2	2880
Выключатель WCB LTB	2	1250
Разъединитель WCB LS	2	1250
Разъединитель – отделитель S2DA 245	2	1200
ОПН - 110	8	24,2

Продолжение таблицы 10.1

Наименование оборудования	Единиц оборудов ания	Капитальные затраты с учетом СМР, тыс. руб.
КРУ 6 кВ типа RM6	34	2482
Кабели 6 кВ	-	162
КТП	6	3640

Капитальные затраты на реконструкцию схемы электроснабжения очистных сооружений составили:

$$K_{\text{СЭС}} = 15266 \text{ тыс. руб.}$$

Определим затраты на схему электроснабжения.

Амортизационные отчисления:

$$Z_{\text{ам}} = 15266 \cdot 0,044 = 671,7 \text{ тыс.руб.},$$

где $K_{\text{обор}} = 15266$ тыс.руб. - первоначальная стоимость основных фондов (элементов схемы), для проектируемого варианта, руб; $H_a = 4,4\%$ норма амортизации, соответственно по видам оборудования.

Основным критерием для определения затрат на оплату труда ремонтному персоналу является необходимость проведения ремонтных работ электрооборудования на ГПП.

ОРУ 110 кВ и ЗРУ кВ ГПП выполнены на основе элегазового электрооборудования, гарантийное обслуживание которого составляет 25 лет. Выбранные к установке элегазовые выключатели не требуют частого и трудоемкого ремонта. Поэтому затраты на оплату труда ремонтного персонала не требуются и составляют для ГПП $Z_{\text{фот}} = 0$.

Отчисления в ремонтный фонд $Z_{\text{рем}}$ включают расход запасных частей, кабельной продукции, вспомогательных материалов и т.д., и практически

определяются косвенно, например сложившимся на предприятии процентом от основной заработной платы рабочих в электрохозяйстве или процентом от суммы капитальных затрат $K_{СЭС}$.

Так ремонт электрооборудования подстанции осуществляется за счет продавцов оборудования, то

$$З_{рем} = 0.$$

Стоимость потерь в трансформаторах составляет:

$$З_{пот.} = 2691,15 \text{ тыс. руб.}$$

Суммарные затраты на схему электроснабжения составляют:

$$З_{эксpl} = З_{ам} + З_{пот} + З_{рем} + З_{пот} = 671,7 + 1144,526 = 1816,26 \text{ тыс.руб.}$$

Заключение

На основании анализа технологического процесса и существующей схемы электроснабжения очистных сооружений разработаны мероприятия по реконструкции электрооборудования ГПП 110/6 кВ и электрической схемы очистных сооружений ООО «АВК»:

- на ГПП 110/6 кВ установить трансформаторы ТДН-16000/110/35/6 производства ООО «Тольяттинский трансформатор»;
- на ОРУ 110 кВ ГПП установить элегазовые выключатели типа WCB LTB, элегазовые разъединители типа WCB LS, разъединители - отделители типа S2DA 245 производства «Электрощит» г.Москва, ОПН-110 производства ОПН ЗАО «ФЕНИКС»
- на ЗРУ 6 кВ установить ячейки КРУ 6 кВ типа RM6 с элегазовыми выключателями типа Evolis F 2500 и Evolis F 1000 производства Шнайдер Электрик;
- в ТП1-6 установить трансформаторы типа ТМГ мощностью 630 кВА и 400 кВ производства ООО «Тольяттинский трансформатор»;
- распределительные сети 6 кВ предприятия выполнить кабель с изоляцией из сшитого полиэтилена типа АПвВ и АПвП, проложенными в траншеях и кабельных каналах.

Список использованных источников

1. Правила устройства электроустановок. – 7-е издание. – М. : Изд-во НЦ ЭНАС, 2009.
2. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. – М.: Омега-Л, 2014.
3. РД 153-34.0 – 03.150-00. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок.
4. Стандарт организации. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35 - 750 кВ (НТП ПС). - Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 13 апреля 2009 г. № 136.
5. ГОСТ Р 50270-92. Короткие замыкания в электроустановках переменного напряжения до 1 кВ. – М.: Издательство межгосударственных стандартов, 2004.
6. ГОСТ Р 552735 – 2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках напряжением выше 1 кВ. – М. : Стандартинформ, 2007.
7. ГОСТ 12.1.030-2001. ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление. – М.: Издательство межгосударственных стандартов, 2001.
8. Алиев, И.И. Электротехнические материалы и кабельные изделия: справочник / И.И. Алиев. - М.: ИП РадиоСОФТ, 2014.
9. Киреева, Э.А. Электрооборудование электрических станции и подстанций / Э.А. Киреева. – М.: КНОРУС, 2017.
10. Конюхова, Е.А. Электроснабжение : учебник для вузов / Е.А. Конюхова. – М.: Издательский дом МЭИ, 2014.
11. Киреева, Э.А. Полный справочник по электрооборудованию систем электроснабжения (с примерами расчетов) : справочное издание / Э.А. Киреева; под общ. ред. С.Н. Шерстнева. - М.: КНОРУС, 2017.

12. Короткие замыкания и выбор электрооборудования : учебное пособие для вузов / И.П. Крючков, В.А. Старшинов, Ю.П. Гусев и др.; под ред. И.П. Крючкова, В.А. Старшинова. – М. : Изд. дом МЭИ, 2012.
13. Кудрин, Б.И. Электроснабжение потребителей и режимы: учебник для вузов / Б.И. Кудрин, Б.В. Жилин, Ю.В. Матюнина. – М. : Изд. дом МЭИ, 2013.
14. Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций : справочные материалы для курсового и дипломного проектирования : учеб. пособие для вузов / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. – Энергоатомиздат, 2014.
15. Охрана окружающей среды/ Я. Д. Вишняков, П. В. Зозуля, А. В. Зозуля, С. П. Киселева. - М. : Академия, 2013.
16. Переходные процессы в электроэнергетических системах : учебник для вузов / И.П. Крючков, В.А. Старшинов, Ю.П. Гусев, М.В. Пиратов; под ред. И.П. Крючкова. – М. : Изд. дом МЭИ, 2012.
17. Рекус, Г.Г. Электрооборудование производств : учеб. пособие / Г.Г. Рекус. - Гриф УМО. - М. : Высш. шк., 2013.
18. Сибикин, Ю.Д. Электроснабжение промышленных предприятий и установк / Ю.Д. Сибикин, М.Ю. Сибикин, В.А. Яшков. – М. : ФОРУМ; ИНФРА-М, 2015.
19. Jorgensen, S. Encyclopedia of Ecology (Vol. 1-5) / S.Jorgensen, B. Fath. - Elsevier, 2008.
20. James, G. A manual on ground resistance testing: electric and scientific instruments / G. James, Co Biddle. - 1316 Arch St., Philadelphia RA, 2007.
21. Каталог продукции компании «Световые технологии» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.ltcompany.com/ru/> (25.05.17).

22. Каталог продукции Schneider Electric [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.pro-schneider.ru/technical_support/technical_collection (25.05.17).
23. Каталог продукции МосЭлектрощит [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.moselectroshield.ru/> (25.05.17).
24. Каталог электротехнической продукции [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.energocentr.ru/> (25.05.17).
25. Каталог продукции ЗАО «Электрокабель» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.elcable.ru/product/catalog/> (25.05.17)