

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт энергетики и электротехники

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение
(направленность (профиль))

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Электроснабжение поселка «Поволжский»»

Студент(ка)

С.Н. Потапенко

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

Д.А. Нагаев

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Консультанты

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Допустить к защите

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина _____

« ___ » _____ 2016 г.

Тольятти 2016

Аннотация

Темой выпускной квалификационной работы бакалавра является «Электроснабжение поселка Поволжский».

Исходя из исходных данных (план поселка, сведения об источнике питания и потребителях электроэнергии) выполнен расчет электрических нагрузок, выбор числа и мощности трансформаторов поселковых подстанций и ГПП, произведен выбор схемы и расчет параметров распределительной сети, рассчитаны токи короткого замыкания, выбрано основное оборудование на ТП и ГПП. Рассмотрены вопросы тепловизионного контроля и диагностики электрооборудования. Рассмотрены вопросы безопасности и экологичности электроснабжения поселка «Поволжский», выполнен расчет заземления и молниезащиты ГПП.

Выпускная квалификационная работа бакалавра выполнена в объеме 60 страниц, содержит 4 таблицы и 4 рисунка.

Содержание

Введение	5
1. Расчет нагрузок поселка	7
2. Выбор оптимального напряжения распределительной сети поселка	14
3. Определение числа и мощности силовых трансформаторов главной понизительной подстанции	15
4. Выбор схемы распределительной сети поселка	28
5. Расчет параметров распределительной сети поселка	29
6. Расчёт токов короткого замыкания	33
7. Выбор и проверка электрических аппаратов	40
8. Собственные нужды ГПП	51
9 Молниезащита	53
10 Тепловизионный контроль и диагностика электрооборудования подстанции	54
Заключение	57
Список использованных источников	58

Введение

Большинство электроприемников поселковых сетей электроснабжения предназначены для эксплуатации при напряжении до 1 кВ [1-3, 6, 12]. Понижение напряжения происходит на главных понизительных подстанциях 110/10(6) кВ, трансформаторных подстанциях 10(6)/0,4 кВ, а распределение электроэнергии выполняется по электрическим сетям при напряжении 10(6) кВ от ГПП до ТП и на напряжении 0,4 кВ от ТП до жилых домов, зданий и сооружений. Наиболее распространенной является схема электроснабжения районов города от энергосистемы, представленной ТЭЦ.

Грамотно выполненный расчет нагрузок подстанции дает возможность определить оптимальные расчетные величины электрических сетей, позволяющие осуществлять их перспективное развитие и в то же время не допускать перерасхода проводникового материала, выбора трансформаторов, работающих с большой недогрузкой или перегрузкой в нормальном режиме. Электрические сети городов должны отвечать следующим требованиям: обеспечивать высокую надежность электроснабжения потребителей; соответствие передаваемой электроэнергии требованиям ГОСТ на качество электрической энергии; безопасность эксплуатирующего персонала; экономичность при сооружении и последующей эксплуатации; возможность последующего изменения сетей вместе с расширением жилых и производственных районов города; минимальные потери электроэнергии; отсутствие вредного воздействия на экологию и окружающую среду.

Систему электроснабжения (СЭС) можно разделить на три системы: систему внешнего электроснабжения города; систему внутреннего электроснабжения; систему электроснабжения и электропотребления на напряжении 0,4 кВ. Вместе с тем, СЭС города является подсистемой общей энергосистемы и одной из подсистем инфраструктуры города. К системе внешнего электроснабжения города относятся электроустановки и устройства между узловым распределительным пунктом энергосистемы (УРП) и главной

понижительной подстанцией (ГПП). В качестве номинальных напряжений в системе внешнего электроснабжения городов применяются напряжения 35, 110, 220 кВ. Внутренняя система электроснабжения городов характеризуется большой разветвленностью и протяженностью распределительной сети, включающей воздушные линии и кабельные, распределительные пункты (РП), трансформаторные подстанции (ТП), коммутационные аппараты. Распределение электрической энергии в системе внутреннего электроснабжения города выполняется при $U = 6, 10$ кВ, а в крупных городах с высокой плотностью застройки при $U = 20$ кВ.

Целью выпускной квалификационной работы бакалавра является разработка надежной и экономичной системы электроснабжения поселка Поволжский. Задан генплан поселка и перечень потребителей электроэнергии.

Задачами выпускной квалификационной работы являются:

- расчет электрических нагрузок поселка;
- выбор напряжения распределительной сети;
- технико-экономический расчет мощности силовых трансформаторов на главной понизительной подстанции (ГПП).
- выбор схемы и определение параметров распределительной сети города;
- расчет токов короткого замыкания;
- выбор электрической аппаратуры и токоведущих частей;
- выбор основных конструктивных решений по ТП и ГПП.

1 Расчет нагрузок поселка

Согласно СП 31-110-2003 [1] нагрузки для питающих линий квартир $P_{кв}$, кВт, вычисляются по формуле

$$P_{кв} = P_{кв.уд} \cdot n,$$

Расчетная электрическая нагрузка двух жилых девятиэтажных домов на 126 и 144 квартиры с электрическими плитами

$$P_{кв126} = 1,11 \cdot 126 = 140 \text{ кВт},$$

$$P_{кв144} = 1,11 \cdot 144 = 160 \text{ кВт}.$$

Реактивную мощность вычисляем по формуле

$$Q = P_{кв} \cdot \operatorname{tg} \varphi,$$

$$Q_{126} = 140 \cdot 0,2 = 28 \text{ кВАр},$$

$$Q_{144} = 160 \cdot 0,2 = 32 \text{ кВАр},$$

На каждый дом приходится по 4 лифта. Мощность лифтовых установок $P_{рл}$, кВт, вычисляем по формуле:

$$P_{рл} = K_c \cdot P_{ni} \cdot n_l,$$

$$P_{рл126} = 0,7 \cdot 15,7 \cdot 4 = 44 \text{ кВт},$$

$$P_{рл144} = 0,7 \cdot 15,7 \cdot 4 = 44 \text{ кВт}$$

Реактивная мощность лифтовых установок при $\operatorname{tg} \varphi = 1,335$ [1, таблица 2.3.1]:

$$Q = K_c \cdot n_l \cdot P_{ni} \cdot \operatorname{tg} \varphi,$$

$$Q_{126} = 0,7 \cdot 4 \cdot 15,7 \cdot 1,335 = 58,7 \text{ кВАр},$$

$$Q_{144} = 0,7 \cdot 4 \cdot 15,7 \cdot 1,335 = 58,7 \text{ кВАр}$$

Коэффициент одновременности K_o для лифтов и коэффициент участия в максимуме $K_{у.м.}$ жилых домов находим их [1, таблица 4.1.2]

$$K_o = 0,7; K_{у.м.} = 0,9$$

Активную нагрузку на шинах силовых трансформаторов вычисляем по формуле:

$$P_p = P_{кв} \cdot K_o \cdot K_{у.м.},$$

$$P_{p126} = 44 \cdot 0,7 \cdot 0,9 = 27,7 \text{ кВт},$$

$$P_{p144} = 44 \cdot 0,7 \cdot 0,9 = 27,7 \text{ кВт}.$$

Реактивную нагрузку на шинах силовых трансформаторов вычисляем по формуле:

$$Q_p = Q \cdot K_o \cdot K_{у.м.},$$

$$Q_{p126} = 58,7 \cdot 0,7 \cdot 0,9 = 36,9 \text{ кВАр},$$

$$Q_{p144} = 58,7 \cdot 0,7 \cdot 0,9 = 36,9 \text{ кВАр},$$

Аналогично распределяем и подсчитываем нагрузки по ТП-61 и ТП-62 остальных жилых и общественных зданий. Результаты сводим в таблицу 1.1.

Результаты выбора мощности силовых трансформаторных подстанций для поселка Поволжский сводим в таблицу 1.2.

Таблица 1.1 - Расчет силовых нагрузок

№ п/ п	Наименование	Адрес	Жилые дома						
			Количество присоединенных квартир		Нагрузка одной квартиры	Силовая нагрузка		Коэффициент одновременности	
			трансформа тор 1	трансформа тор 2		актив ная, кВт	реактив ная, кВАр	трансфор матор 1	трансфор матор 2
1	жилые дома	60 лет СССР 16	60		1,3				
		60 лет СССР 18		60	1,3				
		60 лет СССР 20		60	1,3				
		Полевая 27		60	1,3				
		Полевая 21	90		1,2				
2	лифты в жилых домах	Полевая 21				33	44,3	0,8	
3	средняя школа №83	Олимпийская 11 (1 ввод)							
		Олимпийская 11 (2 ввод)							
4	продуктовый магазин	Полевая 25							
5	промтоварный магазин	Полевая 23							

Продолжение таблицы 1.1

6	КБО	Полевая 19 (1 ввод)							
		Полевая 19 (2 ввод)							
7	освещение хоккейной площадки								
8	уличное освещение								
9	итого на шинах 380В								
10	жилые дома	Олим-кая 28		126	1,11				
		Тенистый 11	144		1,1				
		Олим-кая 30		126	1,11				
		Тенистый 13	144		1,1				
		Олим-кая 32		126	1,11				
11	лифты в жилых домах	Олим-кая 28				44	58,7	0,7	
		Тенистый 11				44	58,7		0,7
		Олим-кая 30				44	58,7	0,7	
		Тенистый 13				44	58,7		0,7
		Олим-кая 32				44	58,7	0,7	
12	ЦТП								
13	итого на шинах 380В								

Продолжение таблицы 1.1

№ п/п	Общественные здания				Нагрузка на шинах по трансформаторам				Выбранная мощность ТП, кВА	Коэффициент загрузки трансформаторов, %	
	Нагрузка освещения	Силовая нагрузка		Коэффициент участия в максимуме	Трансформатор 1		Трансформатор 2			Трансформатор 1	Трансформатор 2
		активная, кВт	реактивная, кВАр		активная, кВт	реактивная, кВАр	активная, кВт	Реактивная, кВАр			
1					78	15,6					
							78	15,6			
							78	15,6			
							78	15,6			
						108	21,6				
2				0,9	23,8	31,7					
3		70,5	36,1	0,6	43	21,96					
		74,5	46,2	0,6			44,7	27,72			
4		25	15,5	0,8	20	12,4					
5		25	15,5	0,8			20	12,4			

Продолжение таблицы 1.1

6		53,5	25,9	0,7	35,16	18,1					
		50	22,8	0,7			35,16	16			
7					36	17,4					
8							8,4	5,2			
9					389,3	130,94	411,9	166,02	ТП – 61 2x630	65	70
					S = 410,73 кВА		S = 444 кВА				
10							120	23			
					138,4	26,6					
							120	23			
					138,4	26,6					
11				0,9	27,7	31,9					
				0,9			27,7	31,9			
				0,9	27,7	31,9					
				0,9			27,7	31,9			
				0,9	27,7	31,9					
12		33	16	0,7			23,1	11,2			
		31,9	15,4	0,7	22,3	10,8					
13					382	150,1	430,1	132,9	ТП – 62 2x630	65,1	71,4
					S = 410,43 кВА		S = 450,24 кВА				

Таблица 1.2 - Результаты выбора силовых трансформаторов

№ п/п	№ ТП	Кол-во установленных трансформаторов, шт	Мощность одного трансформатора, кВА
1	ТП - 14	1	400
2	ТП - 34	1	400
3	ТП - 43	1	250
4	ТП - 32	2	400
5	ТП - 35	2	250
6	ТП - 36	1	630
7	ТП - 40	1	160
8	ТП - 60	2	400
9	ТП - 59	1	400
10	ТП - 58	1	250
11	ТП - 50	1	250
12	ТП - 48	1	100
13	ТП - 30	1	160
14	ТП - 37	2	250
15	ТП - 41	1	160
16	ТП - 30	2	400
17	ТП - 31	2	400
18	ТП - 38	2	160
19	ТП - 61	2	630
20	ТП - 62	2	630
21	ТП - 63	1	400
22	ТП - 53	2	160
23	ТП - 39	2	250
24	ТП - 54	1	250
25	ТП - 55	1	160

2 Выбор оптимального напряжения распределительной сети поселка

Для большинства городов в настоящее время предпочтительной является шкала напряжений 220-110/10 кВ, для крупнейших городов 500/220-110/10 кВ или 330/110/10 кВ. В существующих сетях городов и поселков следует стремиться к снижению доли напряжения 35 кВ и переводу сетей 35 кВ на повышенное напряжение 110 кВ [6]. Напряжение 35 кВ должно сохраняться только при наличии технико-экономических обоснований. Число городских ГПП с высшим напряжением 35 кВ должно быть максимально сокращено. Выбор напряжения внешнего электроснабжения определяется обычно техническими ограничениями (предельной передаваемой мощностью, наличием стандартных трансформаторов нужной мощности с конкретным высшим напряжением), возможностью применения нескольких уровней напряжения [6]. Но главным фактором, определяющим экономичность варианта, является наличие желаемого уровня напряжения в энергосистеме (районная подстанция, электростанция и т.д.). В настоящее время имеется две системы напряжений высоковольтных сетей: 110-220-500 кВ и 150-330-750 кВ. Увеличение напряжения уменьшает протекающие нагрузочные токи, следовательно, и потери мощности и энергии, и сечения токоведущих частей. Однако выбор напряжения ограничен номинальным напряжением электроприемников, и параметрами электрической системы, питающей город. Распространенным ранее было напряжение распределительной сети 6 кВ, затем 10 кВ, перспективным считается 20 кВ. Для распределительной сети поселка принимаем номинальное напряжение $U = 10$ кВ.

3 Определение числа и мощности силовых трансформаторов главной понизительной подстанции

3.1 Выбор трансформаторов с учетом категории потребителей и приближенный расчет номинальной мощности

Так как присутствуют потребители I категории выбираются два трансформатора. $S_{ном\ T}$ определяется с учетом 40% перегрузки в нормальном режиме и с учетом коэффициента участия потребителей первой категории

$$S_{ном\ T} = \frac{S_{max.ЛС} \cdot K_{1-2}}{K_{пер} \cdot (n-1)},$$

$$S_{ном\ T} = \frac{27,0 \cdot 0,8}{1,4 \cdot 1} = 15,4 \text{ МВА.}$$

где $S_{max.ЛС}$ - суммарная нагрузка подстанции, которая складывается из нагрузки поселка Поволжский (10500 кВА) и нагрузки сторонних потребителей (16500 кВА).

Применительно к полученному значению $S_{ном.Т}$ по шкале мощности трансформаторов из справочника [7] выбираем два ближайших по мощности трансформатора из условия

$$S_{ном.Т2} > S_{ном.Т1} > S_{ном.Т},$$
$$25 \text{ МВА} > 16 \text{ МВА} > 15,4 \text{ МВА.}$$

Выбираем по справочнику трансформаторы марок:

ТДТН - 16000/110/35/10

ТДТН - 25000/110/35/10

3.2 Технико-экономический расчёт выбора трансформаторов

3.2.1 Вариант ГПП с установкой двух силовых трансформаторов ТДТН - 16000/110/35/10

Технические данные силового трансформатора ТДТН - 16000/110/35/10:

$$\Delta P_{XX} = 21 \text{ кВт};$$

$$I_{XX\%} = 0.8\%;$$

$$\Delta P_{K3} = 100 \text{ кВт};$$

$$U_{кВН-СН} = 10.5\%,$$

$$U_{кВН-НН} = 17.5\%,$$

$$U_{кСН-НН} = 6.5\%.$$

Определим потери реактивной мощности в трансформаторе на XX:

$$Q_{xx} = \frac{I_{xx\%}}{100} \cdot S_{ном.т.},$$

$$Q_{xx} = \frac{0,8}{100} \cdot 16000 = 128 \text{ квар.}$$

Определим потери активной мощности в трансформаторе на XX:

$$P'_{xx} = P_{xx} + K_{un} \cdot Q_{xx},$$

$$P'_{xx} = 21 + 0,05 \cdot 128 = 27,4 \text{ кВт.}$$

Определим напряжение КЗ обмоток трёхфазного трансформатора:

$$U_{кв} = 0.5 \cdot (U_{кВН-СН} + U_{кВН-НН} - U_{кСН-НН}),$$

$$U_{кв} = 0.5 \cdot 10,5 + 17,5 - 6,5 = 10,75\%,$$

$$U_{кс} = 0.5 \cdot (U_{кВН-СН} + U_{кСН-НН} - U_{кВН-НН}),$$

$$U_{кс} = 0.5 \cdot 10,5 + 6,5 - 17,5 = 0\%.$$

$$U_{кн} = 0.5 \cdot (U_{кВН-НН} + U_{кСН-НН} - U_{кВН-СН}),$$

$$U_{кн} = 0.5 \cdot 17,5 + 6,5 - 10,5 = 6,75\%.$$

Определим потери реактивной мощности в трансформаторе в режиме КЗ:

$$Q_{к.вн} = \frac{U_{к.вн}}{100} \cdot S_{ном.т.},$$

$$Q_{к.вн} = \frac{10,75}{100} \cdot 16000 = 1720 \text{ квар};$$

$$Q_{к.с} = \frac{U_{к.с}}{100} \cdot S_{ном.т.},$$

$$Q_{к.с} = \frac{0}{100} \cdot 16000 = 0 \text{ квар.}$$

$$Q_{к.н} = \frac{U_{к.н}}{100} \cdot S_{ном.т.},$$

$$Q_{к.н} = \frac{6,75}{100} \cdot 16000 = 1080 \text{ квар.}$$

Определим приведённые потери активной мощности в режиме КЗ трансформатора:

$$\begin{aligned} \Delta P_{кв} &= \Delta P_{кс} = \Delta P_{кн} = 0,5 \cdot \Delta P_{к}, \\ \Delta P_{кв} &= \Delta P_{кс} = \Delta P_{кн} = 0,5 \cdot 100 = 50 \text{ кВт}; \\ P_{к.вн}' &= P_{к.вн} + K_{уп} \cdot Q_{к.вн}; \\ P_{к.вн}' &= 50 + 0,05 \cdot 1720 = 136 \text{ кВт}; \\ P_{к.сн}' &= P_{к.сн} + K_{уп} \cdot Q_{к.сн}; \\ P_{к.сн}' &= 50 + 0,05 \cdot 0 = 50 \text{ кВт}; \\ P_{к.нн}' &= P_{к.нн} + K_{уп} \cdot Q_{к.нн}; \\ P_{к.нн}' &= 50 + 0,05 \cdot 1080 = 104 \text{ кВт}; \\ P_{к}' &= P_{к.вн}' + P_{к.сн}' + P_{к.нн}'; \\ P_{к}' &= 136 + 50 + 104 = 290 \text{ кВт}. \end{aligned}$$

Коэффициент загрузки обмотки высокого напряжения трансформатора на *i*-ой ступени годового графика нагрузки определим по формуле:

$$\begin{aligned} K_{36} &= \frac{S_{ВНi}}{S_{НОМ.Т}}, \\ K_{36} &= \frac{13500}{16000} = 0.844. \end{aligned}$$

Коэффициент загрузки обмотки среднего напряжения трансформатора на *i*-ой ступени годового графика нагрузки определим по формуле:

$$\begin{aligned} K_{36} &= \frac{S_{СНi}}{S_{НОМ.Т}}, \\ K_{36} &= \frac{6250}{16000} = 0,391. \end{aligned}$$

Коэффициент загрузки обмотки низкого напряжения трансформатора на *i*-ой ступени годового графика нагрузки определим по формуле:

$$K_{зв} = \frac{S_{\text{HHi}}}{S_{\text{НОМ.Т}}},$$

$$K_{зв} = \frac{7250}{16000} = 0,453.$$

Определим приведённые потери мощности в силовом трансформаторе:

$$P_m' = P_x' + K_{загр.в}^2 \cdot P_{к.вн}' + K_{загр.сн}^2 \cdot P_{к.сн}' + K_{загр.нн}^2 \cdot P_{к.нн}';$$

$$P_m' = 27,4 + 0,844^2 \cdot 136 + 0,391^2 \cdot 50 + 0,453^2 \cdot 104 = 153,2 \text{ кВт}.$$

Определим потери электрической энергии в режиме холостого хода на i -й ступени годового графика нагрузки:

$$\Delta W_{xx} = n_m \cdot P_x' \cdot T_i;$$

Суммарные потери в режиме холостого хода найдем по формуле:

$$\Delta W_{xx} = \sum \Delta W_{xx.i};$$

Определим потери электрической энергии в режиме короткого замыкания на i -й ступени годового графика нагрузки:

$$\Delta W_{кз} = \frac{1}{n_T} \cdot P_{к.вн} \cdot K_{зв}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n_T} \cdot P_{к.сн} \cdot K_{зсн}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n_T} \cdot P_{к.нн} \cdot K_{знн}^2 \cdot T_i;$$

Суммарные потери в режиме короткого замыкания найдем по формуле:

$$W_{кз} = \sum \Delta W_{кз.i};$$

Суммарные потери электрической энергии в силовых трансформаторах ГПП:

$$\Delta W_{nc} = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{квi} + \sum \Delta W_{кci} + \sum \Delta W_{кни}.$$

Определим экономическую нагрузку ниже которой целесообразно отключать один из силовых трансформаторов ГПП:

$$S_{э.нс} = S_{ном.т} \cdot \sqrt{n_T \cdot (n_T - 1) \cdot \frac{P_x'}{P_k}};$$

$$S_{э.нс} = 16000 \cdot \sqrt{2 \cdot (2 - 1) \cdot \frac{27,4}{290}} = 6,955 \text{ МВА}.$$

Результаты расчетов потерь электрической энергии сведем в таблицу 3.1.

Таблица 3.1 - Расчёт потерь электроэнергии в трансформаторе ТДТН - 16000/110/35/10

<i>N</i>	<i>S_{внi}</i> , <i>MBA</i>	<i>S_{снi}</i> , <i>MBA</i>	<i>S_{ннi}</i> , <i>MBA</i>	<i>n_i</i> , <i>шт</i>	<i>T_i</i> , <i>ч</i>	ΔW_{xi} , <i>кВт·ч</i>	<i>K_{звi}</i>	<i>K_{зсi}</i>	<i>K_{знi}</i>	$\Delta W_{к.вi}$ <i>кВт·ч</i>	$\Delta W_{к.с}$ <i>кВт·ч</i>	$\Delta W_{к.н}$ <i>кВт·ч</i>
1	13,5	6,264	7,236	2	213	11670	0,844	0,392	0,452	10000	816	2300
2	13,199	6,124	7,075	2	426	23340	0,825	0,383	0,442	20000	1600	4300
3	12,871	5,972	6,899	2	319	17510	0,804	0,373	0,431	14000	1100	3100
4	11,68	5,42	6,26	2	517	28330	0,73	0,339	0,391	19000	1500	4100
5	11,238	5,214	6,024	2	213	11670	0,702	0,326	0,376	7100	566	1600
6	10,367	4,81	5,556	2	547	30000	0,648	0,301	0,347	16000	1200	3400
7	9,969	4,625	5,343	2	973	53350	0,623	0,289	0,334	26000	2000	5600
8	9,36	4,343	5,017	2	213	11670	0,585	0,271	0,314	5000	392	1100
9	8,916	4,137	4,779	2	365	20000	0,557	0,259	0,299	7700	610	1700
10	8,454	3,923	4,531	2	912	50000	0,528	0,245	0,283	17000	1400	3800
11	7,747	3,595	4,153	2	912	49980	0,484	0,225	0,26	15000	1200	3200
12	7,009	3,252	3,757	2	182	10000	0,438	0,203	0,235	2400	189	523
13	6,327	2,936	3,392	2	106	5836	0,395	0,183	0,212	1100	90	249
14	5,417	2,513	2,903	2	289	15840	0,339	0,157	0,181	2300	178	495
15	4,884	2,266	2,618	2	182	10000	0,305	0,142	0,164	1200	92	254
16	4,571	2,121	2,45	2	213	11670	0,286	0,133	0,153	1200	94	260

Продолжение таблицы 3.1

<i>N</i>	<i>S_{внi}</i> , <i>MBA</i>	<i>S_{снi}</i> , <i>MBA</i>	<i>S_{ннi}</i> , <i>MBA</i>	<i>n_i</i> , <i>шт</i>	<i>T_i</i> , <i>ч</i>	ΔW_{xi} , <i>кВт·ч</i>	<i>K_{звi}</i>	<i>K_{зсi}</i>	<i>K_{знi}</i>	$\Delta W_{к.вi}$ <i>кВт·ч</i>	$\Delta W_{к.с}$ <i>кВт·ч</i>	$\Delta W_{к.н}$ <i>кВт·ч</i>
17	4,295	1,993	2,302	2	152	8330	0,268	0,125	0,144	745	59	164
18	3,517	1,632	1,885	2	654	35840	0,22	0,102	0,118	2100	170	472
19	2,493	1,157	1,336	1	228	6245	0,156	0,072	0,084	753	60	165
20	2,083	0,967	1,116	1	608	16680	0,13	0,06	0,07	1400	111	308
21	1,757	0,815	0,942	1	152	4165	0,11	0,051	0,059	249	20	55
22	1,296	0,601	0,695	1	380	10410	0,081	0,038	0,043	339	27	75
Итого потери по ГПП:						442531				169550,7	13420,9	37252,1
						662755						

$$\Delta W_{nc} = 662755 \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \Sigma \Delta W_{xx} = 442531 \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \Sigma \Delta W_{кз} = 220223,7 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

Стоимость потерь электрической энергии в силовом трансформаторе за год:

$$I_{\Delta W_{nc}} = C_{эx} T_x \Delta W_{xx} + C_{эк}(t) \Delta W_{кз},$$

$$I_{\Delta W_{nc}} = 0,648 \cdot 442531 + 0,918 \cdot 220223,7 = 448925,4 \text{ руб.}$$

Приведённые затраты:

$$З_{np} = E_n \cdot K + I = E_n \cdot K + I_{э} + I_{W_{nc}},$$

$$З_{np} = 0,33 \cdot 15,1 \cdot 10^6 + 1,419 \cdot 10^6 + 0,449 \cdot 10^6 = 6,891 \cdot 10^6 \text{ руб.}$$

3.2.2 Вариант ГПП с установкой двух силовых трансформаторов ТДТН - 25000/110/35/10

Технические данные силового трансформатора ТДТН - 25000/110/35/10:

$$\Delta P_{xx} = 28,5 \text{ кВт};$$

$$I_{xx\%} = 0,7\%;$$

$$\Delta P_{кз} = 140 \text{ кВт};$$

$$U_{к_{BH-CH}} = 10,5\%,$$

$$U_{к_{BH-НН}} = 17,5\%,$$

$$U_{к_{CH-НН}} = 6,5\%.$$

Определим потери реактивной мощности в трансформаторе на XX:

$$Q_{xx} = \frac{I_{xx\%}}{100} \cdot S_{ном\ t},$$

$$Q_{xx} = \frac{0,7}{100} \cdot 25000 = 175 \text{ квар.}$$

Определим потери активной мощности в трансформаторе на XX:

$$P'_{xx} = P_{xx} + K_{un} \cdot Q_{xx},$$

$$P'_{xx} = 28,5 + 0,05 \cdot 175 = 37,25 \text{ кВт.}$$

$$U_{к\theta} = 0,5 \cdot (U_{к_{BH-CH}} + U_{к_{BH-НН}} - U_{к_{CH-НН}}),$$

$$U_{кв} = 0,5 \cdot 10,5 + 17,5 - 6,5 = 10,75\%,$$

$$U_{кс} = 0,5 \cdot (U_{кВН-СН} + U_{кСН-НН} - U_{кВН-НН}),$$

$$U_{кс} = 0,5 \cdot 10,5 + 6,5 - 17,5 = 0\%.$$

$$U_{кн} = 0,5 \cdot (U_{кВН-НН} + U_{кСН-НН} - U_{кВН-СН}),$$

$$U_{кн} = 0,5 \cdot 17,5 + 6,5 - 10,5 = 6,75\%.$$

Определим потери реактивной мощности в трансформаторе в режиме КЗ:

$$Q_{к.вн} = \frac{U_{к.вн}}{100} \cdot S_{ном.т},$$

$$Q_{к.вн} = \frac{10,75}{100} \cdot 25000 = 2687 \text{ квар};$$

$$Q_{к.с} = \frac{U_{к.с}}{100} \cdot S_{ном.т},$$

$$Q_{к.с} = \frac{0}{100} \cdot 25000 = 0 \text{ квар}.$$

$$Q_{к.н} = \frac{U_{к.н}}{100} \cdot S_{ном.т},$$

$$Q_{к.н} = \frac{6,75}{100} \cdot 25000 = 1687,5 \text{ квар}.$$

Определим приведённые потери активной мощности в режиме КЗ трансформатора:

$$\Delta P_{кв} = \Delta P_{кс} = \Delta P_{кн} = 0,5 \cdot \Delta P_{к},$$

$$\Delta P_{кв} = \Delta P_{кс} = \Delta P_{кн} = 0,5 \cdot 140 = 70 \text{ кВт};$$

$$P_{к.вн}' = P_{к.вн} + K_{ин} \cdot Q_{к.вн};$$

$$P_{к.вн}' = 70 + 0,05 \cdot 2687,5 = 204,4 \text{ кВт};$$

$$P_{к.сн}' = P_{к.сн} + K_{ин} \cdot Q_{к.сн};$$

$$P_{к.сн}' = 70 + 0,05 \cdot 0 = 70 \text{ кВт};$$

$$P_{к.нн}' = P_{к.нн} + K_{ин} \cdot Q_{к.нн};$$

$$P_{к.нн}' = 70 + 0,05 \cdot 1687,5 = 154,4 \text{ кВт};$$

$$P_{\kappa}' = P_{\kappa.вн}' + P_{\kappa.сн}' + P_{\kappa.нн}';$$

$$P_{\kappa}' = 204,4 + 70 + 154,4 = 428,8 \text{ кВт.}$$

Коэффициент загрузки обмотки высокого напряжения трансформатора на i -ой ступени годового графика нагрузки определим по формуле:

$$K_{36} = \frac{S_{ВНi}}{S_{НОМ.Т}},$$

$$K_{36} = \frac{13500}{25000} = 0,54.$$

Коэффициент загрузки обмотки среднего напряжения трансформатора на i -ой ступени годового графика нагрузки определим по формуле:

$$K_{36} = \frac{S_{СНi}}{S_{НОМ.Т}},$$

$$K_{36} = \frac{6250}{25000} = 0,25.$$

Коэффициент загрузки обмотки низкого напряжения трансформатора на i -ой ступени годового графика нагрузки определим по формуле:

$$K_{36} = \frac{S_{ННi}}{S_{НОМ.Т}},$$

$$K_{36} = \frac{7250}{25000} = 0,29.$$

Определим приведённые потери мощности в силовом трансформаторе:

$$P_m' = P_x' + K_{загр.в}^2 \cdot P_{\kappa.вн}' + K_{загр.сн}^2 \cdot P_{\kappa.сн}' + K_{загр.нн}^2 \cdot P_{\kappa.нн}';$$

$$P_m' = 27,4 + 0,844^2 \cdot 136 + 0,391^2 \cdot 50 + 0,453^2 \cdot 104 = 153,2 \text{ кВт.}$$

Определим потери электрической энергии в режиме холостого хода на i -й ступени годового графика нагрузки:

$$\Delta W_{xx} = n_m \cdot P_x' \cdot T_i;$$

Суммарные потери в режиме холостого хода найдем по формуле:

$$\Delta W_{xx} = \Sigma \Delta W_{xx.i};$$

Определим потери электрической энергии в режиме короткого замыкания на i -й ступени годового графика нагрузки:

$$\Delta W_{K3} = \frac{1}{n_T} \cdot P_{K.BH} \cdot K_{3B}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n_T} \cdot P_{K.CH} \cdot K_{3CH}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n_T} \cdot P_{K.HH} \cdot K_{3HH}^2 \cdot T_i;$$

Суммарные потери в режиме короткого замыкания найдем по формуле:

$$W_{K3} = \Sigma \Delta W_{K3.i};$$

Суммарные потери электрической энергии в силовых трансформаторах ГПП:

$$\Delta W_{nc} = \Sigma \Delta W_{xi} + \Sigma \Delta W_{kvi} + \Sigma \Delta W_{kci} + \Sigma \Delta W_{khi}.$$

Определим экономическую нагрузку ниже которой целесообразно отключать один из силовых трансформаторов ГПП:

$$S_{э.nc} = S_{ном.т} \cdot \sqrt{n_T \cdot (n_T - 1) \cdot \frac{P_x}{P_k}};$$

$$S_{э.nc} = 25000 \cdot \sqrt{2 \cdot (2 - 1) \cdot \frac{37,25}{428,8}} = 10,421 \text{ МВА}.$$

Результаты расчетов потерь электрической энергии сведем в таблицу 3.2.

Таблица 3.2 - Расчёт потерь электроэнергии в трансформаторе ТДТН - 25000/110/35/10

<i>N</i>	<i>S_{внi}</i> , <i>MBA</i>	<i>S_{снi}</i> , <i>MBA</i>	<i>S_{ннi}</i> , <i>MBA</i>	<i>n_i</i> , <i>шт</i>	<i>T_i</i> , <i>ч</i>	ΔW_{xi} , <i>кВт·ч</i>	<i>K_{звi}</i>	<i>K_{зci}</i>	<i>K_{знi}</i>	$\Delta W_{к.вi}$ <i>кВт·ч</i>	$\Delta W_{к.с}$ <i>кВт·ч</i>	$\Delta W_{к.н}$ <i>кВт·ч</i>
1	13,5	6,264	7,236	2	213	11670	0,54	0,251	0,289	10000	816	2300
2	13,199	6,124	7,075	2	426	23340	0,528	0,245	0,283	20000	1600	4300
3	12,871	5,972	6,899	2	319	17510	0,515	0,239	0,276	14000	1100	3100
4	11,68	5,42	6,26	2	517	28330	0,467	0,217	0,25	19000	1500	4100
5	11,238	5,214	6,024	2	213	11670	0,45	0,209	0,241	7100	566	1600
6	10,367	4,81	5,556	2	547	30000	0,415	0,192	0,222	16000	1200	3400
7	9,969	4,625	5,343	2	973	53350	0,399	0,185	0,214	26000	2000	5600
8	9,36	4,343	5,017	2	213	11670	0,374	0,174	0,201	5000	392	1100
9	8,916	4,137	4,779	2	365	20000	0,357	0,165	0,191	7700	610	1700
10	8,454	3,923	4,531	2	912	50000	0,338	0,157	0,181	17000	1400	3800
11	7,747	3,595	4,153	2	912	49980	0,31	0,144	0,166	15000	1200	3200
12	7,009	3,252	3,757	2	182	10000	0,28	0,13	0,15	2400	189	523
13	6,327	2,936	3,392	2	106	5836	0,253	0,117	0,136	1100	90	249
14	5,417	2,513	2,903	2	289	15840	0,217	0,101	0,116	2300	178	495
15	4,884	2,266	2,618	2	182	5000	0,195	0,091	0,105	2300	183	508
16	4,571	2,121	2,45	2	213	5835	0,183	0,085	0,098	2400	187	519

Продолжение таблицы 3.2

<i>N</i>	<i>S_{внi}</i> , <i>MBA</i>	<i>S_{снi}</i> , <i>MBA</i>	<i>S_{ннi}</i> , <i>MBA</i>	<i>n_i</i> , <i>шт</i>	<i>T_i</i> , <i>ч</i>	ΔW_{xi} , <i>кВт·ч</i>	<i>K_{звi}</i>	<i>K_{зci}</i>	<i>K_{знi}</i>	$\Delta W_{к.вi}$ <i>кВт·ч</i>	$\Delta W_{к.с}$ <i>кВт·ч</i>	$\Delta W_{к.н}$ <i>кВт·ч</i>
17	4,295	1,993	2,302	2	152	4165	0,172	0,08	0,092	1500	118	327
18	3,517	1,632	1,885	2	654	17920	0,141	0,065	0,075	4300	340	944
19	2,493	1,157	1,336	1	228	6245	0,1	0,046	0,053	753	60	165
20	2,083	0,967	1,116	1	608	16680	0,083	0,039	0,045	1400	111	308
21	1,757	0,815	0,942	1	152	4165	0,07	0,033	0,038	249	20	55
22	1,296	0,601	0,695	1	380	10410	0,052	0,024	0,028	339	27	75
Итого потери по ГПП:						409611				174782.7	13835	38401.5
												636630

$$\Delta W_{nc} = 636630 \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \Sigma \Delta W_{xx} = 409611 \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \Sigma \Delta W_{кз} = 227019,2 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

Стоимость потерь электрической энергии в силовом трансформаторе за год:

$$I_{\Delta W_{nc}} = C_{эx} T_x \Delta W_{xx} + C_{эк}(t) \Delta W_{кз},$$

$$I_{\Delta W_{nc}} = 0,648 \cdot 409611 + 0,918 \cdot 227019,2 = 473831,6 \text{ руб.}$$

Приведённые затраты:

$$Z_{np} = E_n \cdot K + I = E_n \cdot K + I_{э} + I_{W_{nc}},$$

$$Z_{np} = 0,33 \cdot 23,6 \cdot 10^6 + 2,218 \cdot 10^6 + 0,474 \cdot 10^6 = 10,480 \cdot 10^6 \text{ руб.}$$

Окончательно выбираем вариант где меньше приведенные затраты, т.е. вариант с двумя силовыми трансформаторами ТДТН - 16000/110/35/10.

4 Выбор схемы распределительной сети поселка

При проектировании системы электроснабжения микрорайонов города с ЭП, относящимися к 1й и 2й категории по надежности электроснабжения, рекомендованной схемой сети 10 кВ является комбинированная петлевая двухлучевая схема с двухсторонним питанием [3, 6].

Согласно руководящим документам при проектировании распределительной сети города напряжением 10 кВ для питания ЭП, относящихся к 1й категории по надежности электроснабжения является двухлучевая схема с двухсторонним питанием от независимых источников питания. На шинах низкого напряжения трансформаторных подстанций с двумя трансформаторами и у самих потребителей с ЭП, относящимися к 1й категории должен быть предусмотрен автоматический ввод резерва. По возможности питание ЭП 1й по сети напряжением 0.38 кВ следует осуществлять от разных городских трансформаторных подстанций, подключенных независимым источникам питания. В этом случае должны быть предусмотрены резервы в пропускной способности всех элементов схемы в соответствии с величиной нагрузки ЭП 1й категории надежности электроснабжения.

В жилых многоквартирных зданиях с электроплитами, а также во всех зданиях этажностью более 9 этажей при осуществлении питания от трансформаторных подстанций с 1 трансформатором должно быть предусмотрено резервное питание по сети напряжением 0.38 кВ от других трансформаторных подстанций.

Таким образом, для электроснабжения поселка «Поволжский» применим двухлучевую схему электроснабжения с двухсторонним питанием от разных секций сборных шин ГПП «Матюшкино».

5 Расчет параметров распределительной сети поселка

Найдем параметры распределительной сети города и произведем выбор КЛ 10 кВ:

$$I_{\text{расч.}} = \frac{S_{\text{р.л.}}}{\sqrt{3}U_{\text{н}}};$$

$$S_{\text{р.л.}} = S_{\text{ном.т}} \cdot n \cdot K_3 \cdot K_{\text{ум}}.$$

Для линии от главной понизительной подстанции до трансформаторной подстанции №31:

$$I_{1 \text{ расч}} = \frac{0,85 \cdot (400 + 630 + 630 + 160 + 250) \cdot 0,85}{\sqrt{3} \cdot 10} = 86 \text{ А.}$$

Для линии от трансформаторной подстанции №31 до трансформаторной подстанции №61:

$$I_{2 \text{ расч.}} = \frac{0,85 \cdot (630 + 630 + 160 + 250) \cdot 0,85}{\sqrt{3} \cdot 10} = 70 \text{ А.}$$

Для линии от трансформаторной подстанции №61 до трансформаторной подстанции №62:

$$I_{3 \text{ расч.}} = \frac{0,85 \cdot (630 + 160 + 250) \cdot 0,85}{\sqrt{3} \cdot 10} = 43 \text{ А;}$$

Для линии от трансформаторной подстанции №62 до трансформаторной подстанции №53:

$$I_{4 \text{ расч.}} = \frac{0,85 \cdot (160 + 250) \cdot 0,85}{\sqrt{3} \cdot 10} = 17 \text{ А.}$$

Для линии от трансформаторной подстанции №53 до трансформаторной подстанции №42:

$$I_{5 \text{ расч}} = \frac{0,85 \cdot 250 \cdot 0,85}{\sqrt{3} \cdot 10} = 11 \text{ А.}$$

Токи в послеаварийном режиме:

$$I_{\text{i.ав}} = \frac{S_{\text{ав.л.}}}{\sqrt{3}U_{\text{н}}};$$

$$I_{1\text{ав.}} = \frac{0,85 \cdot (400 + 2 \cdot 630 + 2 \cdot 630 + 2 \cdot 160 + 250) \cdot 0,8}{\sqrt{3} \cdot 10} = 146 \text{ A};$$

$$I_{2\text{ ав.}} = \frac{0,85 \cdot (2 \cdot 630 + 2 \cdot 630 + 2 \cdot 160 + 250) \cdot 0,8}{\sqrt{3} \cdot 10} = 129 \text{ A};$$

$$I_{3\text{ ав.}} = \frac{0,85 \cdot (2 \cdot 630 + 2 \cdot 160 + 250) \cdot 0,8}{\sqrt{3} \cdot 10} = 76 \text{ A};$$

$$I_{4\text{ ав.}} = \frac{0,85 \cdot (2 \cdot 160 + 250) \cdot 0,8}{\sqrt{3} \cdot 10} = 24 \text{ A};$$

$$I_{5\text{ ав.}} = \frac{0,85 \cdot 250 \cdot 0,8}{\sqrt{3} \cdot 10} = 11 \text{ A}.$$

Производим выбор сечения жил кабелей по экономической плотности тока:

$$F_3 = \frac{I_{\text{р.л.}}}{j_{\text{эк}}},$$

Учитывая рекомендации использовать для линий напряжением 10 кВ сечение кабеля не ниже 70 мм²:

$$F_{31} = 86 / 1,4 = 61 \text{ мм}^2, I_{\text{дл доп}} = 171 \text{ A}, \text{ выбираем кабель АПвЭКВ } 3 \times 70.$$

$$F_{32} = 70 / 1,4 = 50 \text{ мм}^2, I_{\text{дл доп}} = 171 \text{ A}, \text{ выбираем кабель АПвЭКВ } 3 \times 70.$$

$$F_{33} = 43 / 1,4 = 31 \text{ мм}^2, I_{\text{дл доп}} = 171 \text{ A}, \text{ выбираем кабель АПвЭКВ } 3 \times 70.$$

$$F_{34} = 17 / 1,4 = 12 \text{ мм}^2, I_{\text{дл доп}} = 171 \text{ A}, \text{ выбираем кабель АПвЭКВ } 3 \times 70.$$

$$F_{35} = 11 / 1,4 = 8 \text{ мм}^2, I_{\text{дл доп}} = 171 \text{ A}, \text{ выбираем кабель АПвЭКВ } 3 \times 70.$$

Выполним проверку выбранных кабелей по допустимому нагреву:

$$I_{\text{идоп}} = k_1 \cdot k_2 \cdot I_{\text{доп}},$$

$$I_{\text{идоп}} > I_{\text{расч}},$$

$$I_{1\text{ доп}} = 1,2 \cdot 0,9 \cdot 171 = 185 \text{ A},$$

$$185 \text{ A} > 86 \text{ A},$$

$$I_{2\text{ доп}} = 1,2 \cdot 0,9 \cdot 171 = 185 \text{ A},$$

$$185 \text{ A} > 70 \text{ A},$$

$$I_{3 \text{ доп}} = 1,2 \cdot 0,9 \cdot 171 = 185 \text{ A},$$

$$185 \text{ A} > 43 \text{ A},$$

$$I_{4 \text{ доп}} = 1,2 \cdot 0,9 \cdot 171 = 185 \text{ A},$$

$$185 \text{ A} > 17 \text{ A},$$

$$I_{5 \text{ доп}} = 1,2 \cdot 0,9 \cdot 171 = 185 \text{ A},$$

$$185 \text{ A} > 11 \text{ A}.$$

Все выбранные кабели подходят проверку по нагреву.

Выполним проверку выбранных сечений кабелей по току в послеаварийном режиме:

$$I_{\text{доп.ав.}} = 1,3 \cdot I_{\text{доп}},$$

$$I_{\text{доп.ав.}} > I_{\text{ав}},$$

$$I_{1 \text{ доп.ав.}} = 1,3 \cdot 171 = 241 \text{ A},$$

$$241 \text{ A} > 146 \text{ A},$$

$$I_{2 \text{ доп.ав.}} = 1,3 \cdot 171 = 241 \text{ A},$$

$$241 \text{ A} > 129 \text{ A},$$

$$I_{3 \text{ доп.ав.}} = 1,3 \cdot 171 = 241 \text{ A},$$

$$241 \text{ A} > 76 \text{ A},$$

$$I_{4 \text{ доп.ав.}} = 1,3 \cdot 171 = 241 \text{ A},$$

$$241 \text{ A} > 24 \text{ A},$$

$$I_{5 \text{ доп.ав.}} = 1,3 \cdot 171 = 241 \text{ A},$$

$$241 \text{ A} > 11 \text{ A}.$$

Все выбранные кабели подходят проверку по нагреву в послеаварийном режиме.

Выполним проверку выбранного сечения жил кабельных линий по потерям напряжения для линии с наибольшей длиной.

Потери напряжения определим по формуле:

$$\Delta U = I_{\text{ав}} \cdot r \cdot \cos \varphi,$$

$$\Delta U_{\text{л1}} = 146 \cdot 0,443 \cdot 2,58 \cdot 0,95 = 159 \text{ В В};$$

$$\Delta U_{л2} = 159 + 129 \cdot 0,443 \cdot 0,79 \cdot 0,95 = 202 \text{ В};$$

$$\Delta U_{л3} = 202 + 76 \cdot 0,443 \cdot 0,72 \cdot 0,95 = 225 \text{ В};$$

$$\Delta U_{л4} = 225 + 24 \cdot 0,443 \cdot 0,65 \cdot 0,95 = 232 \text{ В};$$

$$\Delta U_{л5} = 232 + 11 \cdot 0,443 \cdot 0,76 \cdot 0,95 = 235 \text{ В}.$$

Таким образом, максимальные потери напряжения в кабельной линии максимальной протяженности не превышают 2,3%, т.е. выбранные кабельные линии проходят проверку по потерям напряжения.

6 Расчёт токов короткого замыкания

Для нахождения токов короткого замыкания (КЗ) составляем расчетную схему, приведенную на рисунке 6.1 и схему замещения, приведенную на рисунке 6.2. Для каждой из выбранных точек расчета токов короткого замыкания определяем результирующие сопротивления.

Исходные данные для расчета токов КЗ:

$$S_{\sigma} = 1000 \text{ МВА};$$

Система:

$$U_H = 110 \text{ кВ}, \quad S_{\text{КЗ}} = 3000 \text{ МВА};$$

Воздушная линия:

$$x_0 = 0,4 \text{ Ом/км}, \quad l = 10 \text{ км}, \quad U_H = 110 \text{ кВ};$$

Кабельные линии:

от ГПП до ТП-31:

$$x_0 = 0,443 \text{ Ом/км} \quad l = 2,58 \text{ км} \quad U_H = 10 \text{ кВ}$$

от ТП-32 до ТП-61:

$$x_0 = 0,443 \text{ Ом/км} \quad l = 0,79 \text{ км} \quad U_H = 10 \text{ кВ}$$

от ТП-61 до ТП-62:

$$x_0 = 0,443 \text{ Ом/км} \quad l = 0,72 \text{ км} \quad U_H = 10 \text{ кВ}$$

от ТП-62 до ТП-53:

$$x_0 = 0,443 \text{ Ом/км} \quad l = 0,65 \text{ км} \quad U_H = 10 \text{ кВ}$$

от ТП-53 до ТП-42:

$$x_0 = 0,443 \text{ Ом/км} \quad l = 0,76 \text{ км} \quad U_H = 10 \text{ кВ}$$

Силовой трансформатор:

$$S_H = 16 \text{ МВА.}$$

Найдем сопротивления схемы замещения при $S_{\sigma} = 1000 \text{ МВА}$:

$$x_C = \frac{S_{\sigma}}{S_{\text{КЗ}}},$$

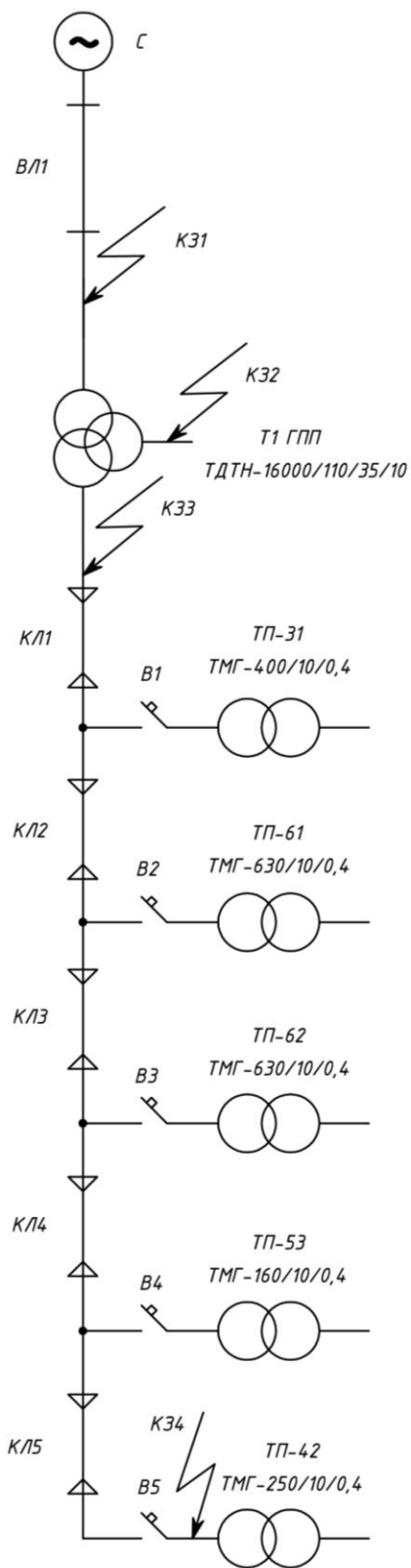


Рисунок 6.1 - Электрическая схема для расчета токов КЗ

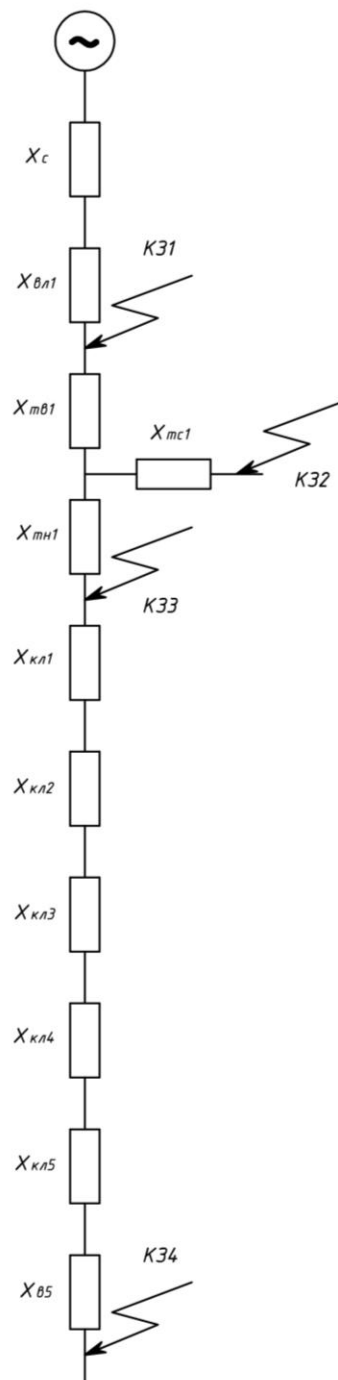


Рисунок 6.2 - Схема замещения

$$x_c = \frac{1000}{3000} = 0,333;$$

$$x_{\text{л}} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\text{н}}^2},$$

$$x_{\text{л}} = 0,4 \cdot 10 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,302;$$

$$x_{\text{TB}} = \frac{U_{\text{К.В.}}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{\text{HT}}},$$

$$x_{\text{TB}} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{1000}{16} = 6,718;$$

$$x_{\text{TC}} = 0$$

$$x_{\text{TH}} = \frac{U_{\text{К.Н.}}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{\text{HT}}},$$

$$x_{\text{TH}} = \frac{7,25}{100} \cdot \frac{1000}{16} = 4,531;$$

$$x_{\text{кл}} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\text{н}}^2},$$

$$x_{\text{кл1}} = 0,443 \cdot 2,58 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 10,367,$$

$$x_{\text{кл2}} = 0,443 \cdot 0,79 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 3,174,$$

$$x_{\text{кл3}} = 0,443 \cdot 0,72 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 2,893,$$

$$x_{\text{кл4}} = 0,443 \cdot 0,65 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 2,611,$$

$$x_{\text{кл5}} = 0,443 \cdot 0,76 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 3,054.$$

Для точки К1:

$$x_{\Sigma 1} = x_{\Sigma 2} = x_c + x_{\text{л}};$$

$$x_{\Sigma 1} = x_{\Sigma 2} = 0,333 + 0,302 = 0,635.$$

$$X_{0\Sigma} = x_c + 3 \cdot x_{\text{л}};$$

$$X_{0\Sigma} = 0,333 + 3 \cdot 0,302 = 1,239.$$

Ток трехфазного короткого замыкания:

$$I_{\text{кз}}^3 = \frac{E}{X_{\Sigma 1}}, \text{ где } E = 1.$$

$$I_{\text{кз}}^3 = \frac{1}{0,635} = 1,575.$$

Сверхпереходной ток:

$$I_{\text{кз}}^{(3)} = I_{\text{кз}}^{(3)} \cdot I_{\sigma} = I_{\text{кз}}^{(3)} \cdot \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}};$$

$$I_{\text{кз}}^{(3)} = 1,575 \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 7,9 \text{ кА}.$$

Ударный ток:

$$i_{\text{ук1}} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд}} \cdot I_{\text{кз}}^{(3)},$$

$$i_{\text{ук1}} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 7,9 = 20,1 \text{ кА},$$

Действующее значение ударного тока:

$$I_{\text{ук1}} = I_{\text{кз}}^3 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{\text{уд}} - 1)^2};$$

$$I_{\text{ук1}} = 7,9 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 11,9 \text{ кА}.$$

Мощность КЗ для точки К1:

$$S_{k_1} = \sqrt{3} \cdot I_{\text{кз}}^3 \cdot U_{\text{н}};$$

$$S_{k_1} = \sqrt{3} \cdot 7,9 \cdot 115 = 1574 \text{ МВА}.$$

Для точки К2:

$$x_{\Sigma 2} = x_c + x_l + x_{m\sigma} + x_{m\epsilon};$$

$$x_{\Sigma 2} = 0,333 + 0,302 + 6,718 + 0 = 7,353;$$

$$X_{0S} = x_c + 3 \cdot x_l + x_m;$$

$$X_{0S} = 0,333 + 3 \cdot 0,302 + 6,718 + 0 = 7,957;$$

$$I_{\text{кз}}^3 = \frac{E}{X_{\Sigma 2}},$$

$$I_{\text{кз}}^3 = \frac{1}{12,939} = 0,126;$$

Сверхпереходной ток:

$$I_{кз}^{(3)} = I_{кз}^{(3)} \cdot I_{\sigma} = I_{кз}^{(3)} \cdot \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}};$$

$$I_{кз}^{(3)} = 0,126 \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 2 \text{ кА.}$$

Ударный ток:

$$i_{y \text{ к}2} = \sqrt{2} \cdot k_{y\sigma} \cdot I_{кз}^3,$$

$$i_{y \text{ к}2} = \sqrt{2} \cdot 1,92 \cdot 2 = 5,43 \text{ кА,}$$

Действующее значение ударного тока:

$$I_{y \text{ к}2} = I_{кз}^3 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{y\sigma} - 1)^2}.$$

$$I_{y \text{ к}2} = 2 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,92 - 1)^2} = 3,4 \text{ кА.}$$

Мощность КЗ для точки К2:

$$S_{k_2} = \sqrt{3} \cdot I_{кз}^3 \cdot U_{н};$$

$$S_{k_2} = \sqrt{3} \cdot 2 \cdot 37 = 128, \text{ МВА.}$$

Для точки К3:

$$x_{\Sigma 3} = x_c + x_l + x_{m\sigma} + x_{mн};$$

$$x_{\Sigma 3} = 0,333 + 0,302 + 6,718 + 4,531 = 11,884;$$

$$X_{0\Sigma} = x_c + 3 \cdot x_l + x_m,$$

$$X_{\Sigma S} = 0,333 + 3 \cdot 0,302 + 6,718 + 4,531 = 12,488,$$

$$I_{кз}^3 = \frac{E}{X_{\Sigma 3}},$$

$$I_{кз}^3 = \frac{1}{11,884} = 0,084.$$

Сверхпереходной ток:

$$I_{кз}^{(3)} = I_{кз}^{(3)} \cdot I_{\sigma} = I_{кз}^{(3)} \cdot \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}};$$

$$I_{кз}^{(3)} = 0,084 \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 4,6 \text{ кА.}$$

Ударный ток:

$$i_{yк3} = \sqrt{2} \cdot k_{y\delta} \cdot I_{к3}^{(3)},$$

$$i_{yк3} = \sqrt{2} \cdot 1,92 \cdot 4,6 = 11,8 \text{ кА.}$$

Действующее значение ударного тока:

$$I_{yк3} = I_{к3}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{y\delta} - 1)^2};$$

$$I_{yк3} = 4,6 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,92 - 1)^2} = 7,2 \text{ кА.}$$

Мощность КЗ для точки К3:

$$S_{k3} = \sqrt{3} \cdot I_{к3}^{(3)} \cdot U_n;$$

$$S_{k3} = \sqrt{3} \cdot 4,6 \cdot 10,5 = 79 \text{ МВА.}$$

Для точки К4:

$$x_{\Sigma 1} = x_c + x_l + x_m + x_{кл1} + x_{кл2} + x_{кл3} + x_{кл4} + x_{кл5};$$

$$x_{\Sigma 4} = 0,333 + 0,302 + 12,304 + 10,367 + 3,174 + 2,893 + 2,611 + 3,054 = 35,038;$$

$$X_{0\Sigma} = x_c + 3 \cdot x_l + x_m,$$

$$X_{0\Sigma} = 0,333 + 3 \cdot 0,302 + 12,304 + 3 \cdot 22,099 = 79,934,$$

$$I_{к3}^{(3)} = \frac{E}{X_{\Sigma 4}},$$

$$I_{к3}^{(3)} = \frac{1}{35,038} = 0,029.$$

Сверхпереходной ток:

$$I_{к3}^{(3)} = I_{к3}^{(3)} \cdot I_{\delta} = I_{к3}^{(3)} \cdot \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}};$$

$$I_{к3}^{(3)} = 0,029 \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1,6 \text{ кА.}$$

Ударный ток:

$$i_{yк3} = \sqrt{2} \cdot k_{y\delta} \cdot I_{к3}^{(3)},$$

$$i_{yк3} = \sqrt{2} \cdot 1,92 \cdot 1,6 = 4,3 \text{ кА.}$$

Действующее значение ударного тока:

$$I_{y_{\kappa 3}} = I_{\kappa 3}^3 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{y\theta} - 1)^2};$$

$$I_{y_{\kappa 3}} = 1,6 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,92 - 1)^2} = 2,7 \text{ кА.}$$

Мощность КЗ для точки К4:

$$S_{k_3} = \sqrt{3} \cdot I_{\kappa 3}^3 \cdot U_H;$$

$$S_{k_3} = \sqrt{3} \cdot 1,6 \cdot 10,5 = 30 \text{ МВА.}$$

7 Выбор и проверка электрических аппаратов

7.1 Выбор разъединителей

Определим рабочий ток:

$$I_{\text{раб}} = \frac{K_{\text{пер}} \cdot S_T}{\sqrt{3} \cdot U_n}$$

На стороне 110 кВ:

$$I_{\text{раб}} = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 113 \text{ А.}$$

Условие выбора по напряжению:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}},$$

$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ.}$$

Условие выбора по номинальному длительному току:

$$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{ном}},$$

$$113 \text{ А} \leq 1000 \text{ А.}$$

Условие проверки по электродинамической стойкости:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.с}},$$

$$20,1 \text{ кА} \leq 80 \text{ кА.}$$

Условие проверки по термической стойкости:

$$B_k \leq I_t^2 \cdot t_t,$$

$$7,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

К установке на подстанции принимаем разъединитель типа РЛНДЗ – 2-110/1000УХЛ1.

На стороне 35 кВ:

$$I_{\text{раб}} = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 370 \text{ А.}$$

Условие выбора по напряжению:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}},$$

$$40$$

$$35 \text{ кВ} \leq 35 \text{ кВ.}$$

Условие выбора по номинальному длительному току:

$$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{ном}},$$

$$370 \text{ А} \leq 630 \text{ А.}$$

Условие проверки по электродинамической стойкости:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.с}},$$

$$5,4 \text{ кА} \leq 60 \text{ кА.}$$

Условие проверки по термической стойкости:

$$B_{\text{к}} \leq I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}},$$

$$5,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

К установке на подстанции принимаем разъединитель типа РНДЗ – 1-35/630У1.

7.2 Выбор выключателей

На стороне 110 кВ.

Условие выбора по напряжению:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}},$$

$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ.}$$

Условие выбора по номинальному длительному току:

$$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{ном}},$$

$$113 \text{ А} \leq 1600 \text{ А.}$$

Условие проверки по отключающей способности:

$$I_{\text{н.л}} \leq I_{\text{ном.откл}},$$

$$11,9 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА.}$$

Условие проверки по электродинамической стойкости:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.с}},$$

$$20,1 \text{ кА} \leq 60 \text{ кА.}$$

Условие проверки по термической стойкости:

$$B_{\kappa} \leq I_t^2 \cdot t_t,$$

$$28 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 1670 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выбираем элегазовый высоковольтный выключатель типа ВЭБ-110-40/1600 УХЛ.

На стороне 35 кВ.

Условие выбора по напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

$$35 \text{ кВ} \leq 35 \text{ кВ}.$$

Условие выбора по номинальному длительному току:

$$I_{раб} \leq I_{ном},$$

$$370 \text{ А} \leq 630 \text{ А}.$$

Условие проверки по отключающей способности:

$$I_{н.л} \leq I_{ном.откл},$$

$$3,4 \text{ кА} \leq 25 \text{ кА}.$$

Условие проверки по электродинамической стойкости:

$$i_{уд} \leq i_{нр.с},$$

$$5,4 \text{ кА} \leq 63 \text{ кА}.$$

Условие проверки по термической стойкости:

$$B_{\kappa} \leq I_t^2 \cdot t_t,$$

$$35 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выбираем высоковольтный выключатель типа ВБЭТ-35-25/630УХЛ1.

На стороне 10 кВ.

Условие выбора по напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ}.$$

Условие выбора по номинальному длительному току:

$$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{ном}},$$

$$1295 \text{ А} \leq 1600 \text{ А}.$$

Условие проверки по отключающей способности:

$$I_{\text{н.л}} \leq I_{\text{ном.откл}},$$

$$7,2 \text{ кА} \leq 20 \text{ кА}.$$

Условие проверки по электродинамической стойкости:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{нр.с}},$$

$$11,8 \text{ кА} \leq 51 \text{ кА}.$$

Условие проверки по термической стойкости:

$$B_{\text{к}} \leq I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}},$$

$$62,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 3970 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выбираем высоковольтный выключатель типа ВБЭ-10-20/1600УХЛ2.

В качестве секционных высоковольтных выключателей и высоковольтных выключателей на отходящих линиях выбираем выключатели ВБЭ-10-20/1600УХЛ2, ВБЭ-10-20/630УХЛ2 рассчитанные на номинальный ток 1600 А и 630 А соответственно.

Выключатели размещаем в ячейках типа КРУ 2 - 10 -20УЗ.

7.3 Выбор заземлителя

Для заземления нейтрали силового трансформатора используется однополюсный заземлитель.

Условие выбора по напряжению:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}},$$

$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ}.$$

Условие проверки по электродинамической стойкости:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{нр.с}},$$

$$20,1 \text{ кА} \leq 32 \text{ кА}.$$

Условие проверки по термической стойкости:

$$B_k \leq I_t^2 \cdot t_t,$$

$$85 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 468 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выбираем однополюсный заземлитель ЗОН-110М-УХЛ1.

7.4 Выбор трансформаторов тока

Рабочий ток на стороне 110 кВ:

$$I_{\text{раб}} = \frac{K_{\text{пер}} \cdot S_T}{\sqrt{3} \cdot U_n}.$$

$$I_{\text{раб}} = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 113 \text{ А}.$$

Приборы, устанавливаемые на стороне 110 кВ - амперметр типа Э-377 с полной мощностью $S = 0.1 \text{ ВА}$.

Условие выбора по напряжению:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}},$$

$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ}.$$

Условие выбора по номинальному длительному току:

$$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{ном}},$$

$$113 \text{ А} \leq 200 \text{ А}.$$

Условие проверки по электродинамической стойкости:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{нр.с}},$$

$$20,1 \text{ кА} \leq 22,4 \text{ кА}.$$

Условие проверки по термической стойкости:

$$B_k \leq I_t^2 \cdot t_t,$$

$$28 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 1670 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Условие проверки по величине вторичной нагрузки:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}},$$

$$1,2 \text{ Ом} \leq 1,2 \text{ Ом}.$$

Определим сопротивление приборов:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{пр}}}{I_2^2},$$

$$R_{\text{приб}} = \frac{0.1}{25} = 0.004 \text{ Ом.}$$

Найдем полное вторичное сопротивление:

$$R_{\text{пров}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{конт}},$$

$$R_{\text{пров}} = 1,2 - 0,004 - 0,1 = 1,096 \text{ Ом.}$$

По расчетному сечению $q = \frac{2,83}{1.096} = 2,6 \text{ мм}^2$ выбираем алюминиевые

провода сечением $q = 4 \text{ мм}^2$.

Выбираем трансформатор тока ТВТ 110–III–200/5.

Рабочий ток на стороне 35 кВ:

$$I_p = \frac{K_n \cdot S_T}{\sqrt{3} \cdot U_n},$$

$$I_p = \frac{1,4 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 370 \text{ А.}$$

Условие выбора по напряжению:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}},$$

$$35 \text{ кВ} \leq 35 \text{ кВ.}$$

Условие выбора по номинальному длительному току:

$$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{ном}},$$

$$370 \text{ А} \leq 400 \text{ А.}$$

Условие проверки по электродинамической стойкости:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.с}},$$

$$5,4 \text{ кА} \leq 10 \text{ кА.}$$

Условие проверки по термической стойкости:

$$B_k \leq I_t^2 \cdot t_t,$$

$$35 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

На стороне 35 кВ ГПП устанавливаются амперметр, ваттметр, варметр, счетчик активной энергии и счетчик реактивной энергии.

Определим сопротивление приборов:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{пр}}}{I_2^2},$$

$$R_{\text{приб}} = \frac{64,1}{5^2} = 0,16 \text{ Ом.}$$

Найдем полное вторичное сопротивление:

$$R_{\text{пров}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{конт}},$$

$$R_{\text{пров}} = 1,2 - 0,16 - 0,1 = 0,96 \text{ Ом.}$$

По расчетному сечению провода $q = \frac{2,83}{0,96} = 3,02 \text{ мм}^2$ выбираем

алюминиевые провода сечением $q = 4 \text{ мм}^2$.

$$R_2 \approx Z_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пров}} + R_{\text{конт}},$$

$$R_2 \approx Z_2 = 0,14 + 0,96 + 0,1 = 1,2 \text{ Ом.}$$

Выбираем трансформатор тока ТВ – 35-І– 400/5.

Рабочий ток на стороне 10 кВ:

$$I_p = \frac{K_n \cdot S_T}{\sqrt{3} \cdot U_n},$$

$$I_p = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1295 \text{ А.}$$

Условие выбора по напряжению:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}},$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ.}$$

Условие выбора по номинальному длительному току:

$$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{ном}},$$

$$1295 \text{ А} \leq 1500 \text{ А.}$$

Условие проверки по электродинамической стойкости:

$$i_{y\partial} \leq i_{np.c},$$

$$11,8 \text{ кА} \leq 254 \text{ кА}.$$

Условие проверки по термической стойкости:

$$B_k \leq I_t^2 \cdot t_t,$$

$$62,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 3970 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

На стороне 10 кВ ГПП устанавливаются амперметр, ваттметр, варметр, счетчик активной энергии и счетчик реактивной энергии.

Определим сопротивление приборов:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{пр}}}{I_2^2},$$

$$R_{\text{приб}} = \frac{64,1}{5^2} = 0,16 \text{ Ом}.$$

Найдем полное вторичное сопротивление:

$$R_{\text{пров}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{конт}},$$

$$R_{\text{пров}} = 1,2 - 0,16 - 0,1 = 0,96 \text{ Ом}.$$

По расчетному сечению провода $q = \frac{2,83}{0,94} = 3,02 \text{ мм}^2$ выбираем

алюминиевые провода сечением $q = 4 \text{ мм}^2$.

$$R_2 \approx Z_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пров}} + R_{\text{конт}},$$

$$R_2 \approx Z_2 = 0,14 + 0,96 + 0,1 = 1,2 \text{ Ом}.$$

Выбираем трансформатор тока ТПОЛ – 10 – 1500/5.

7.5 Выбор трансформаторов напряжения

На стороне 35 кВ:

К трансформатору напряжения (ТН) подключаются 2 вольтметра, ваттметр, варметр, 7 счётчиков активной и реактивной энергии суммарной мощностью $S_{\text{приб}} = 35 \text{ ВА}$.

Условие выбора по напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

$$35 \text{ кВ} \leq 35 \text{ кВ}.$$

Условие выбора по вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном},$$

$$35 \text{ ВА} \leq 120 \text{ ВА}.$$

Выбираем трансформатор напряжения НАМИ-35УХЛ1, класса точности 0,5.

На стороне 10 кВ:

Условие выбора по напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ}.$$

Условие выбора по вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном},$$

$$35 \text{ ВА} \leq 120 \text{ ВА}.$$

Выбираем трансформатор напряжения НАМИ-10-95УХЛ2, класса точности 0,5.

7.6 Выбор ограничителей перенапряжений

Условие выбора по напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ}.$$

Выбираем ограничители перенапряжений на стороне 110 кВ – ОПН-110У1; на стороне 35 кВ – ОПН-35У1; на стороне 10 кВ – ОПН-10У1.

7.7 Выбор предохранителей

Предохранители необходимы для защиты измерительных ТН.:

Условие выбора по напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ.}$$

Условие выбора по номинальному току:

$$I_n \leq I_{\text{ном}},$$

$$I_n = \frac{\Sigma S_{\text{приб.}}}{\sqrt{3}U_M},$$

$$I_n = \frac{0.035}{1.73 \cdot 10.5} = 3.4 \cdot 10^{-3} \text{ А,}$$

$$3.4 \cdot 10^{-3} \text{ А} \leq 2 \text{ А.}$$

Выбираем предохранитель ПКТ – 10 – 8/2 – 12,5 УЗ.

7.8 Выбор гибких шин

Выбираем гибкие шины на стороне 110 кВ. В качестве гибких шин используем провода марки АС.

1. Определяем сечение по экономической плотности тока:

$$q = \frac{I_{\text{раб.ном}}}{j_{\text{эк}}},$$

$$q = \frac{113}{1,1} = 103 \text{ мм}^2.$$

Выбираем провод марки АС – 120.

2. Проверяем по длительно допустимому току

$$I_{\text{раб.мах}} < I_{\text{дон}},$$

$$113 \text{ А} < 400 \text{ А.}$$

Голые провода, проложенные на открытом воздухе, на термическую и электродинамическую стойкость к токам короткого замыкания не проверяются.

3. Выполним проверку на коронирование:

$$1,07E \leq 0,9E_0,$$

$$E_0 = 24,8 \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) = 30.83 \text{ кВ / см,}$$

$$E = 0.354 \frac{U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}},$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 115}{1,51 \cdot \lg \frac{500}{1,51}} = 15,08 \text{ кВ/см},$$

Данное условие выполняется:

$$1,07E \leq 0,9E_0,$$

$$16,14 \leq 27,75.$$

Провод марки АС –120 проходит проверку и может быть использован на ПС в качестве гибкой ошиновки.

7.9 Выбор изоляторов

На стороне ВН для крепления гибких шин используются подвесные изоляторы, количество которых находится в зависимости от номинального напряжения $U_n = 110$ кВ.

Выбираем подвеску из 8 изоляторов типа ПС–СА.

На стороне 35 кВ выбираем опорные изоляторы ОНШ – 35 – 20 УХЛ1.

На стороне 10 кВ выбираем опорные изоляторы ОНШ – 10 – 5 УХЛ1.

8 Собственные нужды ГПП

К наиболее ответственным потребителям подстанции относятся устройства управления, релейной защиты и автоматики, сигнализации и телемеханики [7]. От этих устройств зависит работа основного оборудования ГПП и кратковременное прекращение их электроснабжения может привести к частичному или полному отключению подстанции. Электроприемники собственных нужд, перерыв в электроснабжении которых не вызывает отключения основного оборудования ГПП или снижения передаваемой мощности, относят к неответственным. Для надежного электроснабжения потребителей собственных нужд ГПП предусматривается установка не менее двух трансформаторов собственных нужд (СН). Согласно схемам собственных нужд ГПП предусматривают присоединение трансформаторов СН к различным источникам питания (вводам силовых трансформаторов или секциям РУ). На стороне низкого напряжения трансформаторы собственных нужд должны работать отдельно с взаимным резервированием с помощью устройства автоматического ввода резерва. На ГПП с напряжением на стороне ВН 330 кВ и выше должно быть предусмотрено резервное питание СН от независимого источника питания. Мощность трансформаторов собственных нужд выбирается по нагрузке в разных режимах работы подстанции с учетом коэффициентов одновременности их загрузки и перегрузочной способности трансформаторов, но при этом не должна превышать мощности 630 кВА для подстанций 110-220 кВ.

На ГПП с постоянным оперативным током трансформаторы собственных нужд присоединяются через предохранители или выключатели к сборным шинам РУ 6-35 кВ, а при их отсутствии - к обмотке НН основных силовых трансформаторов подстанции. На ГПП с переменным и выпрямленным оперативным током трансформаторы СН присоединяются через предохранители в промежутке между вводами низкого напряжения основного силового трансформатора и его вводным выключателем.

Потребителями собственных нужд на реконструируемой подстанции являются:

- Электродвигатели охлаждения трансформаторов с $P_{ном} = 5$ кВт;
- Подогрев шкафов КРУ с $P_{ном} = 1$ кВт;
- Подогрев приводов с $P_{ном} = 0,7$ кВт;
- Подогрев релейного шкафа с $P_{ном} = 1$ кВт;
- Освещение, вентиляция ЗРУ с $P_{ном} = 6$ кВт;
- Освещение ОРУ с $P_{ном} = 7$ кВт;
- Отопление с $P_{ном} = 22$ кВт;
- Эксплуатационные и ремонтные нагрузки с $P_{ном} = 31$ кВт;
- ОПУ с $P_{ном} = 40$ кВт.

Суммарная нагрузка собственных нужд равна $P_{сн} = 113,7$ кВт.

Суммарная нагрузка собственных нужд с учетом коэффициента загрузки 0,7 равна $P_{сн} = 79,6$ кВт.

Таким образом, к установке на подстанции принимаем два трансформатора собственных нужд типа ТМ-40/10.

Для защиты трансформатора собственных нужд выбираем предохранители:

Условие выбора по напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ}.$$

Условие выбора по номинальному току:

$$I_n \leq I_{ном},$$

$$2,19 \text{ А} \leq 3,2 \text{ А}.$$

Выбираем предохранитель ПКТ-10-3,2-31,5УЗ.

9 Молниезащита

Для защиты здания ТП от прямых ударов молнии на крыше здания ТП выполняется молниезащитная сетка, которая присоединяется к заземляющему устройству двумя спусками.

Здания и сооружения ГПП защищаются молниеотводами от попадания молний.

Расчет защиты от попаданий молний заключается в определении зоны защиты и параметров молниеотвода.

Порядок расчета стержневого молниеотвода:

1. Найдем активную высоту молниеотвода, приняв его высоту равной $h = 30$ м;

2. Определим активную высоту молниеотвода:

$$h_a = h - h_x;$$

$$h_a = 30 - 12 = 18 \text{ м.}$$

3. Найдем максимальную высоту защищаемого объекта $h_x = 12$ м;

4. Найдем максимальную полуширину зоны r_x в горизонтальном сечении на высоте h_x :

$$r_x = \frac{1,6 \cdot h_0 \cdot p}{1 + \frac{h_x}{h}},$$

$$r_x = \frac{1,6 \cdot 18 \cdot 1}{1 + \frac{12}{30}} = 21 \text{ м.}$$

Принимаем к установке 4 молниеотвода.

10 Тепловизионный контроль и диагностика электрооборудования подстанции

Современным и высокоэффективным способом диагностики является тепловизионное обследование оборудования, которое позволяет определить дефекты на стадии их появления. Весьма эффективными являются тепловизионные обследования по обнаружению дефектов в действующем электрооборудовании, таком как: контактные соединения, перегруженные участки кабелей; оценка температурного режима силовых трансформаторов, ЭД, реакторов и много другого электротехнического оборудования при его эксплуатации и что важно без снятия напряжения.

Использование тепловизионных обследований позволяет организовать мониторинг технического состояния электрооборудования и проведение ремонта по результатам этого мониторинга.

Тепловизионный метод диагностики заключается в дистанционной регистрации температурного поля на поверхности оборудования с помощью измерительной аппаратуры, последующем анализе термограмм с использованием персонального компьютера с целью обнаружения дефектов и выработки решения по возможности эксплуатации оборудования в дальнейшем. Присутствие дефекта определяется по аномальному повышению температуры в дефектной зоне по сравнению с другими областями.

В качестве средства измерения используется тепловизор, регистрирующий инфракрасное излучение.

Основными преимуществами тепловизионной диагностики электрооборудования являются:

- возможность обследования объектов электрохозяйства в процессе эксплуатации оборудования без снятия напряжения;
- классификация выявленных дефектов по степени их опасности;
- возможность документирования обнаруженных дефектов и сохранение результатов замеров.

Получаемые расчетным путем значения превышения температуры позволяют для контактов и болтовых контактных соединений оценить степень неисправности (рисунок 10.1).

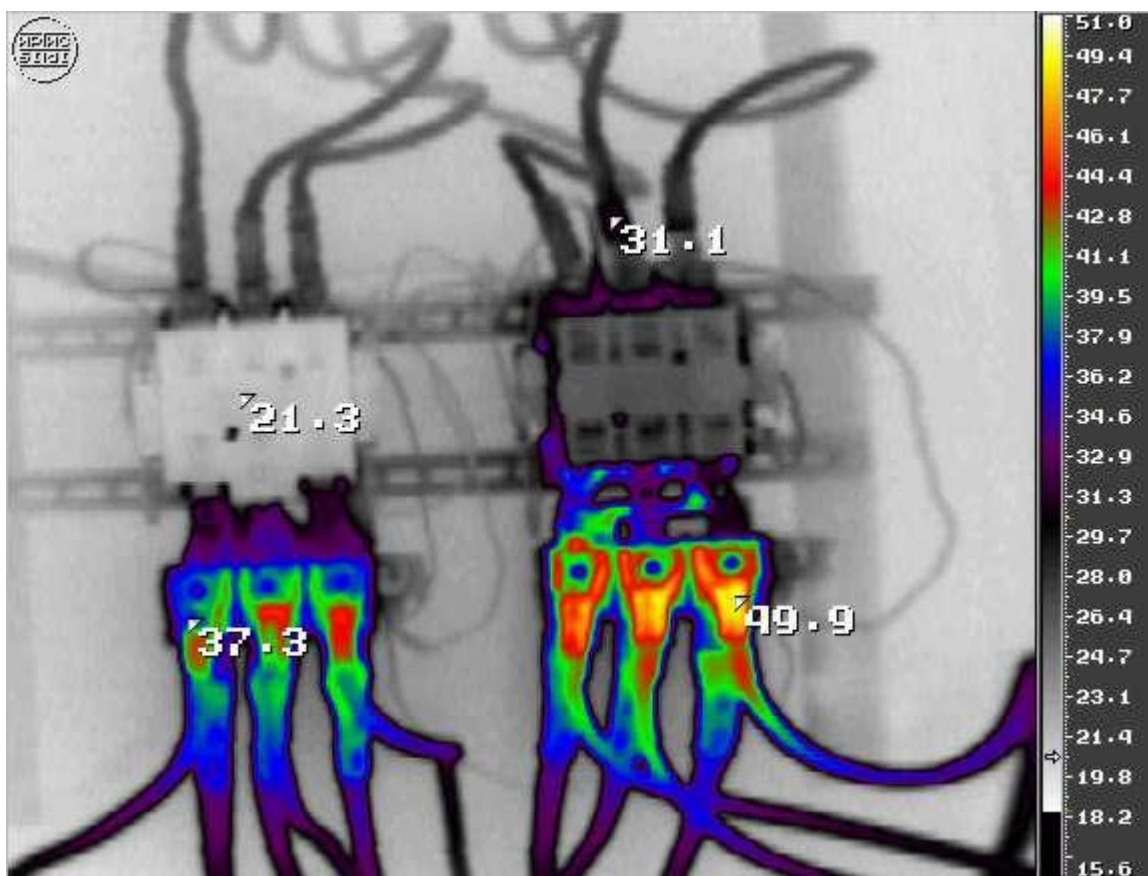


Рисунок 10.1 - Перегрев контакта из-за нарушения болтового соединения

Если избыточная температура находится в пределах 5°C - 10°C , то это является начальной стадией неисправности и меры по ее устранению принимают в ходе запланированного ремонта.

Избыточная температура в 10°C - 30°C является развившимся дефектом, который устраняют при плановом выводе электрооборудования из работы.

Если избыточная температура превышает 30°C , то это является аварийной ситуацией, требующей немедленного устранения дефекта.

Тепловизионное обследование силовых трансформаторов позволяет оценить его тепловое состояние и исправность входящих в него систем и узлов (рисунок 10.2).

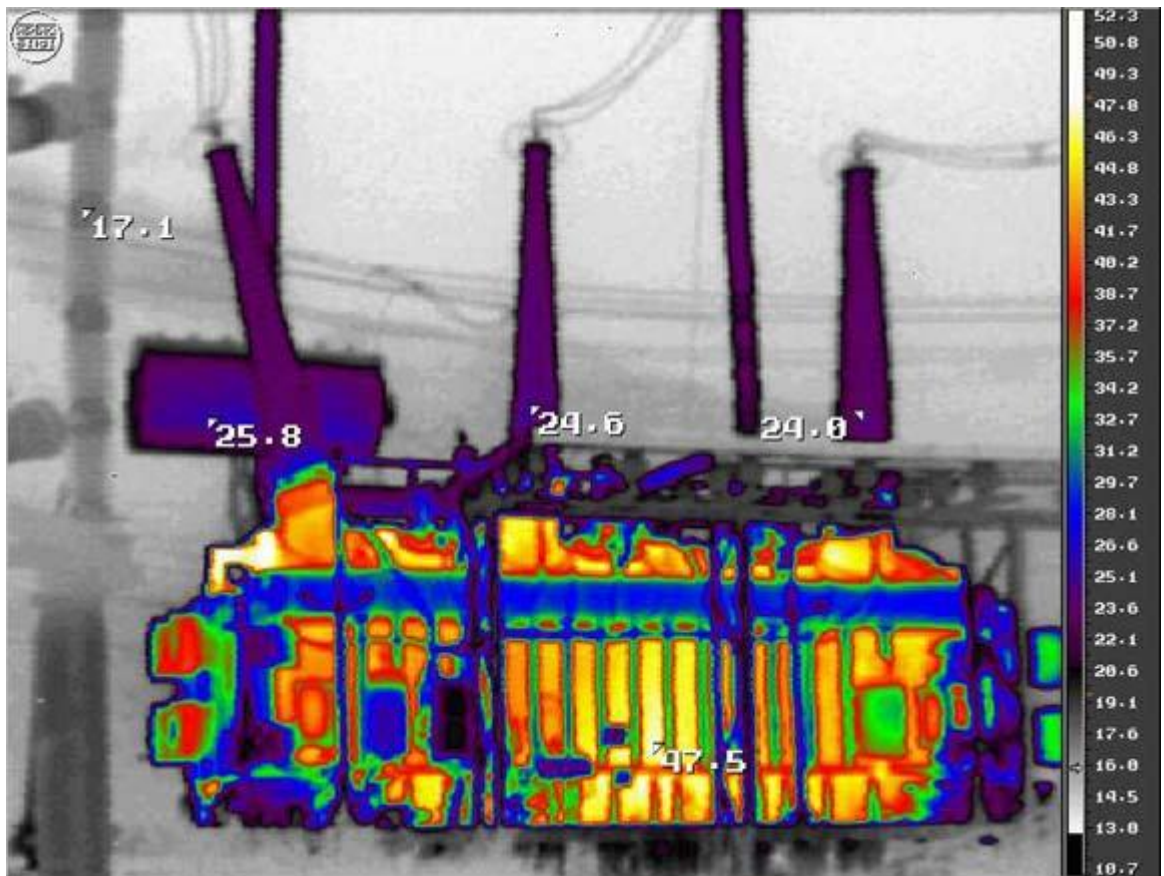


Рисунок 10.2 - Локальный перегрев трансформатора

Основными преимуществами тепловизионного метода диагностики являются:

1. Дистанционность, объективность, производительность и оперативность по сравнению с традиционными методами диагностики электрооборудования при обследовании электрооборудования в пределах одного предприятия.

2. Диагностика проводится в процессе эксплуатации электрооборудования без снятия напряжения, что позволяет обнаруживать дефекты на ранней стадии.

Заключение

Разработка выпускной квалификационной работы по электроснабжению поселка «Поволжский» направлена на оптимизацию схемы электроснабжения, снижение потерь электроэнергии и повышение надежности электроснабжения.

В ходе выполнения работы были произведены: расчет нагрузок по поселку; технико-экономический расчет мощности и числа силовых трансформаторов на главной понизительной подстанции; выбор и обоснование схемы электроснабжения; расчет токов короткого замыкания; выбор электрических аппаратов на ГПП на напряжениях 110, 35 и 10 кВ; выбор и проверка кабельных линий и др. Рассмотрены актуальные вопросы тепловизионного контроля и диагностики электрооборудования. Произведен расчет молниезащиты ГПП.

Список использованных источников

1. СП 31-110-2003. Свод правил по проектированию и строительству. Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий. М.: Госстрой РФ, 2003.
2. Правила устройства электроустановок (ПУЭ), 7-е издание. М.: ДЕАН, 2014.
3. Анчарова, Т.В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений. Учебник / Т.В. Анчарова, М.А. Рашевская, Е.Д. Стебунова – Москва: Форум, 2014.
4. Щербаков, Е.Ф. Электроснабжение и электропотребление на предприятиях. Учебное пособие / Е.Ф. Щербаков – Москва: Форум, 2014.
5. Гвоздев, С.М. Энергоэффективное электрическое освещение. Учебное пособие / С.М. Гвоздев, Д.И. Панфилов, Т.К. Романова – М.: Издательский дом МЭИ, 2013.
6. Кудрин, Б.И. Электроснабжение: Учебник / Б.И. Кудрин – М.: Academia, 2015.
7. Старшинов, В.А. Электрическая часть электростанций и подстанций. Учебное пособие / В.А. Старшинов, М.В. Пираторов, М.А. Козинова. – М.: Издательский дом МЭИ, 2015.
8. Сибикин, Ю.Д. Пособие к курсовому и дипломному проектированию электроснабжения промышленных, сельскохозяйственных и городских объектов. Учебное пособие / Ю.Д. Сибикин – Москва: Форум, 2015.
9. Хорольский, В.Я. Прикладные методы для решения задач электроэнергетики. Учебное пособие / В.Я. Хорольский – Москва: Форум, 2015.
10. Дьяков, А.Ф. Электромагнитная совместимость и молниезащита в электроэнергетике: учебник для вузов / А.Ф. Дьяков – Москва: МЭИ, 2015.
11. Сибикин, Ю.Д. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. Учебное пособие / Ю.Д. Сибикин – Москва: Форум, 2015.
12. Электроэнергетика. Учебное пособие / под ред. Ю.В. Шарова. – М.:

Форум, 2013.

13. Дьяков, А.Ф. Электромагнитная совместимость и молниезащита в электроэнергетике: учебник для вузов / А.Ф. Дьяков – Москва: МЭИ, 2015.

14. Электротехнический справочник: В 4 т. Т.3. Производство, передача и распределение электрической энергии/ под общ. ред. В.Г. Герасимова и др. - М.: МЭИ, 2002.

15. Шеховцов, В.П. Расчет и проектирование ОУ и электроустановок промышленных механизмов. Учебное пособие / В.П. Шеховцов – М.: Форум, Инфра-М, 2015.

16. Алиев, И.И. Кабельные изделия: Справочник/ И.И. Алиев. - М.: ИП РадиоСОФТ, 2011.

17. Соколов, Б.А. Монтаж электрических установок/ Б.А. Соколов, Н.Б. Соколова. - М.: Энергоатомиздат, 2012.

18. Киреева, Э.А. Электроснабжение и электрооборудование цехов промыш. предприятий / Э.А. Киреева - М.: КноРус, 2013.

19. Кудрин, Б.И. Электроснабжение потребителей и режимы. Учебное пособие для вузов / Б.И. Кудрин, Б.В. Жилин, Ю.В. Матюнина – М.: Издательский дом МЭИ, 2013.

20. Шведов, Г.В. Потери электроэнергии при ее транспорте по электрическим сетям: расчет, анализ, нормирование и снижение. Учебное пособие / Г.В. Шведов, О.В. Скрипачева, О.В. Савченко – М.: Издательский дом МЭИ, 2013.

21. Объем и нормы испытаний электрооборудования. РД 34.45-51.300-97, 6-е изд.

22. Будадин, О.Н. Тепловой неразрушающий контроль изделий / О.Н. Будадин, А.И. Потапов, В.И. Колганов, Т.Е. Троицкий-Марков, Е.В. Абрамова. - М.: Наука, 2002.

23. Технологический регламент по теплотехническим обследованиям, неразрушающему контролю и диагностике технического состояния тепловыделяющих объектов автоматизированным бесконтактным

тепловизионным методом, ВЕМО 03.00.00.000 ДМ, 2001.

24. Методика проведения сбора и съема информации для определения теплотехнических характеристик наружных ограждающих конструкций объекта, ВЕМО 07.00.00.000 ДМ, 2003.

25. Бажанов, С.А. ИК-диагностика электрооборудования распределительных устройств / С.А. Бажанов // Библиотечка электротехника. вып. 4(16), - М., 2000.

26. Озерницкий, И.М. Новые решения в тепловизионных системах диагностики промышленного оборудования / И.М. Озерницкий // Энергетик, №11, 2000.

27. Hou, W. Solutions of Electrical Control and Management System for thermal power plant based on IEC61850 / W. Hou, Y. Yang, W. Yan, C. Zhang // Power Engineering and Renewable Energy (ICPERE), 2014 International Conference on, Bali, 2014, pp. 198-202.

28. Yip, H. T. Dynamic thermal rating and active control for improved distribution network utilisation / H. T. Yip // Developments in Power System Protection (DPSP 2010). Managing the Change, 10th IET International Conference on, Manchester, 2010, pp. 1-5.

29. Yang, X The influence and control measures of distributed photovoltaic generation on the voltage in distribution system / X. Yang, W. Wang, W. Jin // Electricity Distribution (CICED), 2012 China International Conference on, Shanghai, 2012, pp. 1-4.

30. Funnell, I. R. Aspects of thermal monitoring of substation equipment / I. R. Funnell // Developments Towards Complete Monitoring and In-Service Testing of Transmission and Distribution Plant, IEE Colloquium on, Chester, 1990, pp. 2/1-2/2.

31. Moongilan, D. Corona noise considerations for smart grid wireless communication and control network planning / D. Moongilan // Electromagnetic Compatibility (EMC), 2012 IEEE International Symposium on, Pittsburgh, PA, 2012, pp. 357-362.