

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

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки/ специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Разработка системы электроснабжения группы установок по переработке нефти

Обучающийся

И.Р. Агаев

(Инициалы Фамилия)



(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доцент, А.Г. Сорокин

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Тольятти 2022

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

Институт химии и энергетики
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование)

ЗАДАНИЕ
на выполнение бакалаврской работы

Студент Агаев Илья Рамизович

1. Тема Разработка системы электроснабжения группы установок по переработке нефти

2. Срок сдачи студентом законченной бакалаврской работы 12.05.2022г

3. Исходные данные к бакалаврской работе: _____

План здания, перечень электроприемников, данные об источнике питания.

Производственная и научно-техническая документация.

4. Содержание бакалаврской работы (перечень подлежащих разработке вопросов, разделов)

Введение (обоснование актуальности темы и постановка цели работы).

1. Расчет электрических нагрузок.

2. Построение картограммы электрических нагрузок.

3. Определение числа и мощности ТП и выбор компенсирующих устройств 0,4 кВ.

4. Выбор схемы электроснабжения.

5. Расчет токов КЗ.

6. Выбор и проверка электрооборудования.

7. Выбор и расчет устройств релейной защиты и автоматики.

Заключение (выводы и рекомендации).

5. Ориентировочный перечень графического и иллюстративного материала

Картограмма нагрузок предприятия.

Однолинейная электрическая схема питания предприятия.

Схема релейной защиты и автоматики.

План ГПП предприятия.

Разрез ГПП предприятия.

План КТП 10/0,4 кВ.

6. Дата выдачи задания « 26 » ноября 20 21 г.

Руководитель бакалаврской работы _____

(подпись)

А.Г. Сорокин

(И.О. Фамилия)

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

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование кафедры)

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН
выполнения бакалаврской работы

Студент Агаев Илья Рамизович

по теме Разработка системы электроснабжения группы установок по переработке нефти

Наименование работ	Плановый срок выполнения	Фактический срок выполнения	Отметка о выполнении	Подпись руководителя
Введение	14.12.2021			
Раздел 1	14.01.2022			
Раздел 2	28.01.2022			
Раздел 3	14.02.2022			
Раздел 4	28.02.2022			
Раздел 5	14.03.2022			
Раздел 6	28.03.2022			
Раздел 7	14.04.2022			
Заключение	28.04.2022			
Графическая часть	12.05.2022			
Предзащита ВКР	12.05.2022			
Корректировка ВКР	09.06.2022			
Защита ВКР	04.07.2022			

Руководитель бакалаврской работы

(подпись)

А.Г. Сорокин

(И.О. Фамилия)

Аннотация

Темой ВКР является «Разработка системы электроснабжения группы установок по переработке нефти».

В данной работе проведен расчет нагрузок группы установок и расчетные нагрузки в целом, определены число и мощность силовых трансформаторов, рассчитаны и выбраны компенсирующие устройства, выбраны схемы внешнего и внутреннего электроснабжения, определены марки и сечение вводного и распределительных кабельных сетей.

Далее были определены токи КЗ в заданных точках схемы электроснабжения предприятия.

По рассчитанным токам КЗ были выбраны и проверены электрические аппараты. Аппараты были проверены по условию номинального напряжения, тока, термической и электродинамической стойкости. Автоматические выключатели также были проверены на отключающую способность, а трансформаторы тока и напряжения были проверены на условие полной мощности вторичной нагрузки приборов.

Рассчитана релейная защита силового трансформатора; кабельных линий 10 кВ и устройство АВР.

ВКР содержит 57 страниц, 13 таблиц, 5 рисунков, шесть чертежей, выполненных на форматах листа А1

Содержание

Введение	4
1 Расчет электрических нагрузок	5
2 Построение картограммы электрических нагрузок	11
3 Определение числа и мощности ТП и выбор компенсирующих устройств 0,4 кВ.....	13
4 Выбор схем электроснабжения	19
4.1 Выбор схемы внешнего электроснабжения	19
4.2 Выбор схемы внутреннего электроснабжения	21
5 Расчет токов КЗ	26
5.1 Составление схемы замещения и расчет её параметров	26
5.2 Определение токов КЗ.....	28
6 Выбор и проверка электрооборудования	31
6.1 Выбор и проверка шин	31
6.2 Выбор и проверка изоляторов	33
6.3 Выбор измерительных трансформаторов напряжения	34
6.4 Выбор и проверка трансформаторов тока.....	35
6.5 Выбор и проверка вакуумных выключателей.....	39
6.6 Выбор вводных автоматических выключателей 0,4 кВ	42
7 Выбор и расчет устройств релейной защиты и автоматики	43
7.1 Цепи оперативного тока.....	43
7.2 Выбор автоматических выключателей.....	44
7.3 Защита плавкими предохранителями	46
7.4 Защита кабельной линии КЛ 2 (А2)	47
7.5 Защита кабельной линии КЛ1 (А1)	50
7.6 Устройство автоматического включения резерва	52
Заключение	54
Список используемых источников.....	55

Введение

Рассматриваемое нефтеперерабатывающее предприятие, помимо переработки занимается также добычей и транспортировкой нефти с месторождения. По своей структуре предприятие представляет собой группу установок, а также включает в себя вспомогательных здания и сооружения.

Системы электроснабжения промышленных предприятий создаются для обеспечения питания электроэнергией промышленных приёмников электрической энергии. Дипломное проектирование является заключительным этапом обучения и направлено на систематизацию и расширение теоретических знаний, развитие аналитического и творческого мышления, на закрепление навыков использования технической и нормативно-технической литературы и выполнение расчетно-графических работ.

Объектом проектирования является группа нефтеперерабатывающих установок. Источником питания является двух трансформаторная подстанция 110/35/10 кВ, мощность каждого трансформатора 25000 кВА, она удалена от предприятия на 1,5 км. Мощность трехфазного короткого замыкания на стороне высшего напряжения подстанции энергосистемы 3200 МВА. Экономическое значение реактивной мощности, передаваемой предприятию от энергосистемы в режиме её максимальных нагрузок 2,34 Мвар.

Целью данной работы является:

- рассчитать расчетную мощность предприятия исходя из исходных данных
- построить картограммы нагрузок для определения места расположения распределительного пункта высшего напряжения
- рассмотреть вопрос о компенсации реактивной мощности
- выбрать надежное оборудование
- спроектировать защиту от ненормальных режимов работы электрооборудования.

1 Расчет электрических нагрузок

Расчет нагрузок проведем методом коэффициента спроса [12].
Параметры электроприемников (ЭП) данной установки приведены в таблице 1 на примере насосной станции подачи воды.

Алгоритм расчета нагрузок, следующий:

– Активная и реактивная расчетные силовые нагрузки установки:

$$P_{\text{рч}} = K_{\text{с}} \cdot P_{\text{уст}} \quad (1)$$

$$Q_{\text{рч}} = P_{\text{рч}} \cdot \text{tg}\varphi \quad (2)$$

где « $P_{\text{уст}}$ – суммарная установленная активная мощность всех приёмников установки, принимаемая по исходным данным (кВт);
 $K_{\text{с}}$ – коэффициент спроса, принимаемый по справочным данным;
 $\text{tg}\varphi$ – характерное для приёмников данной установки средневзвешенного значения коэффициента реактивной мощности» [16].

– Расчетная активная нагрузка осветительных приёмников установки и территории предприятия:

$$P_{\text{рч.о}} = K_{\text{с.о}} \cdot P_{\text{уст.о}} \quad (3)$$

где $P_{\text{рч.о}}$ – установленная мощность осветительных электроприёмников (кВт);
 $K_{\text{с.о}}$ – коэффициент осветительных нагрузки, принимаемой по справочным данным.

Таблица 1 – Сводная ведомость электрооборудования насосной станции подачи воды

Участок	Технологическое оборудование		№ по плану	Тип электрооборудования	Номинальные параметры электрооборудования			
	Тип	Р _{уст} , кВт			Р _{ном} , кВт	cos φ	η (%)	И _п /И _{но} м
Насосы станций I и II подъемов станций подкачки	Система поддержания пластового давления	4×3,5	1-4	-	-	-	-	-
		6×5,2	5-10	-	-	-	-	-
		5×7	11-15	-	-	-	-	-
		2×10	16,17	-	-	-	-	-
	Насосы I подъема	2×10	18,19	АИР 132 М2	11	0,9	88	7,5
		1×14,5	20	АИР 180 М8	15	0,82	89	5,5
		3×18	21-23	АИР180 М6	18	0,85	89,5	6,5
	Насосы II подъема	3×5,5	24-26	АИР 100 L2	5.5	0.89	88	7.5
Оборудование подпитки	1×35	27	-	-	-	-	-	
Насосы артезианских скважин ХПВ	Сетевые насосы	2×1,2	28,29	АИР 71 В2	1,1	0,83	79	6
		2×2,5	30,31	АИР 80 В2	2,2	0,85	83	7
		3×5	32-34	АИР 100 L2	5,5	0,89	88	7,5
	Насосы I подъема	4×9	35-38	ТДП-1	11,4	0,5	-	-
		1×18	39	ТД-306 У2	17,5	0,8	-	-
		1×24	40	ТД-502 У2	26,6	0,6	-	-
	Насосы II подъема	5×7,5	41-45	АИР 112 М2	7,5	0,88	87,5	7,5
		3×11	46-48	АИР 132 М2	11	0,9	88	7,5
	Насосы подпитки	2×30	49,50	АИР 180 М2	30	0,9	91,5	7,5

– Номинальная осветительная нагрузка:

$$P_{\text{ном.о}} = S \cdot P_{\text{уд.о}} \quad (4)$$

где $P_{\text{уд.о}}$ – удельная осветительная нагрузка (0,015 кВт/м²) [13];

S – площадь установки (м²).

– Расчетная реактивная нагрузка осветительных приёмников [4]:

$$Q_{\text{рсч.о}} = Q_{\text{рсч.о}} \cdot \text{tg}\varphi \quad (5)$$

где $\text{tg}\varphi = 0,53$ принимают для ламп ДРЛ с учетом компенсации реактивной нагрузки в осветительной сети [6].

– Расчетная полная мощность силовых и осветительных приёмников установки:

$$S_{\text{рсч.з}} = \sqrt{(P_{\text{рсч}} + P_{\text{рсч.о}})^2 + (Q_{\text{рсч}} + Q_{\text{рсч.о}})^2} \quad (6)$$

– Максимальный расчетный ток

$$I_{\text{р}} = \frac{S_{\text{р}}}{\sqrt{3}U_{\text{н}}} \quad (7)$$

Расчеты, проведенные по данному алгоритму приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Расчет электрических нагрузок установок предприятия

№ по плану	Наименование установки	Силовая нагрузка					Осветительная нагрузка					Суммарная нагрузка		
		$P_{уст}$	K_c	$\cos\varphi / \text{tg}\varphi$	$P_{р\text{сч}}$	$Q_{р\text{сч}}$	S	$P_{уст.ос}$	$K_{с.о}$	$Q_{р\text{сч.о}}$	$P_{р\text{сч.о}}$	$P_{р\text{сч}} + P_{р\text{сч.о}}$	$Q_{р\text{сч}} + Q_{р\text{сч.о}}$	$S_{р\text{сч.з}}$
		кВт			кВт	квар	M^2	кВт		квар	кВт	кВт	квар	кВА
1	Проходная	20	0,85	0,9/ 0,48	17	8,16	324	4,86	0,85	1,36	4,13	21,13	9,52	23,2
2	Кусты добывающих скважин с механизированной (насосной и газлифтной) добычей нефти	3712	0,68	0,5/ 1,73	2524,2	4366,8	4140	62,1	0,85	17,42	52,79	2577	4384	5085,3
3	Резервуарные парки	1350	0,6	0,6/ 1,33	810	1077,3	6876	103,14	0,85	28,93	87,67	897,7	1106	1424,5
4	Дожимные нефтяные насосные станции	2560	0,6	0,55/ 1,52	1536	2934,7	2484	37,26	0,85	10,45	31,67	1567,7	2345	2820,8
5	Склад готовой продукции	80	0,45	0,75/ 0,88	36	31,68	6534	98,02	0,6	19,41	58,81	94,81	51,1	107,7
6	Административный корпус	100	0,9	0,95/ 0,33	90	29,7	2034	30,51	0,9	9,06	27,46	117,46	39	123,8
7	Столовая	300	0,8	0,9/ 0,48	240	115,2	2772	41,58	0,9	12,35	37,42	277,42	127,6	305,4
8	Лаборатория	420	0,9	0,95/ 0,33	378	124,7	4212	63,18	0,9	18,76	56,86	434,86	143,5	458

Продолжение таблицы 2

№ по плану	Наименование установки	Силовая нагрузка					Осветительная нагрузка					Суммарная нагрузка		
		$P_{уст}$	K_c	$\cos\varphi / \text{tg}\varphi$	$P_{рч}$	$Q_{рч}$	S	$P_{уст.ос}$	$K_{с.о}$	$Q_{рч.о}$	$P_{рч.о}$	$P_{рч} + P_{рч.о}$	$Q_{рч} + Q_{рч.о}$	$S_{рч.з}$
		кВт			кВт	квар	м^2	кВт		квар	кВт	кВт	квар	кВА
9	Насосные станции подачи воды	471	0,5	0,65/1,17	235,5	275,5	2574	38,61	0,85	10,83	32,82	268,32	268	392,2
10	Гараж	150	0,4	0,6/1,33	60	79,8	2700	40,5	0,85	11,36	34,43	94,43	91,2	131,3
11	Компрессорная установка газлифтного способа добычи нефти	3712	0,68	0,5/1,73	2524,2	4366,8	4077	61,16	0,85	17,16	51,99	2576,2	4384	5085
12	Установки сбора и подготовки нефти	1420	0,6	0,65/1,17	852	996,8	7722	115,83	0,85	32,49	98,46	950,46	1029,3	1401
13	Компрессорная установка для транспортировки газа месторождений	3220	0,62	0,7/1,02	1996,4	2036,3	4455	66,83	0,85	18,75	56,81	2053,21	2055	2905
14	Насосы КНС	250	0,75	0,85/0,62	187,5	116,25	1440	21,6	0,85	6,06	18,36	205,86	122,3	239,5
15	Котельная	600	0,75	0,8/0,75	450	337,5	1440	21,6	0,85	6,06	18,36	468,36	343,6	580,9
Итого:					11937	16297	-			220,39	668,04	12605	16517,6	20777,7

Вывод по разделу

При расчете электрических нагрузок группы установок по переработке нефти применен метод коэффициента спроса. Помимо метода коэффициента спроса, расчет освещения проводился также методом удельной мощности.

В нагрузку освещения входит:

- Рабочее и аварийное освещение группы установок по переработке нефти;
- Уличное освещение прилегающих территорий к установкам, а также предприятия по переработке нефти в целом.

Потребителями предприятия по переработке нефти, обладающими самой большой нагрузкой, являются:

- Компрессорная установка газлифтного способа добычи нефти;
- Компрессорная установка для транспортировки газа месторождений;
- Кусты добывающих скважин с механизированной (насосной и газлифтной) добычей нефти.

Полная мощность группы установок по переработке нефти в результате расчетов составляет 20778 МВА.

2 Построение картограммы электрических нагрузок

«С целью определения места расположения ГРП строим картограмму электрических нагрузок. Картограмма представляет собой размещение на генплане предприятия окружностей, являющиеся расчетными активными нагрузками установок». [11] Радиусы окружности каждого круга (таблица 3):

$$r_i = \sqrt{\frac{P_{рсчi} + P_{рсчoi}}{\pi m}} \quad (8)$$

«Центр нагрузок принимается совпадающим с центром тяжести установки, нагрузка – равномерно распределенной по площади установки. Доля нагрузки освещения показывается в виде сектора». [11] Угол сектора:

$$\alpha_{\tau} = \frac{P_{рсч.о}}{P_{\Sigma рсч}} \cdot 360^{\circ} \quad (9)$$

Площадь окружностей соответствует масштабу: $m = 0,7$ кВт/мм².

Таблица 3 – Расчетные данные для построения картограммы нагрузок

№ по плану	$P_{рсчi} + P_{рсчoi}$	$P_{рсч.oi}$	r_i	α_{τ}
	кВт	кВт	мм	%
1	21.13	4.13	3	70
2	2577	52.79	34	7
3	897.7	87.67	20.2	35
4	1567.7	31.67	26.7	7
5	94.81	58.81	6.6	223
6	117.46	27.46	7.3	84
7	277,42	37,42	11,2	48,5
8	424,86	56,86	14	47
9	268,32	32,82	11	44
10	94,43	34,43	6,5	131
11	2576,2	51,99	34	7
12	950,46	98,46	20,8	37
13	2053,21	56,81	30,6	10
14	205,86	18,36	9,7	32
15	468,36	18,36	14,6	14

На основании координат и нагрузок установок находим координаты ЦЭН:

$$x_0 = \frac{S_{рсчi} \cdot x_i}{S_{рсчi}} \quad (10)$$

$$y_0 = \frac{S_{рсчi} \cdot y_i}{S_{рсчi}} \quad (11)$$

где x_0, y_0 – координаты центра нагрузок предприятия, м;

y_i и x_i – координаты центра нагрузок i установки, м;

$S_{рсчi}$ – расчетная нагрузка i установки, кВА.

Таблица 4 – Расчетные данные для определения координат ЦЭН предприятия

№ по плану	$S_{рсчi}$	x_i	y_i	$S_{рсчi} \cdot x_i$	$S_{рсчi} \cdot y_i$
	кВА	м	м	кВА·м	кВА·м
1	23,2	10	330	232	7656
2	5085,3	85	270	432250,5	1373031
3	1424,5	245	285	349002,5	405982,5
4	2820,8	340	290	959072	818032
5	107,7	445	305	47926,5	32848,5
6	123,8	10	210	1238	25998
7	305,4	130	195	39702	59553
8	458	260	195	119080	89310
9	392,2	440	175	172568	68635
10	131,1	15	75	1969,5	9847,5
11	5085	100	10	508500	50850
12	1401	260	110	364260	154110
13	2905	360	75	1045800	217875
14	239,5	440	110	105380	26345
15	580,9	440	50	255596	29045
Итого	20777,7	–		4402577	3369118,5

Вывод по разделу

Расчет ЦЭН позволяет построить картограмму нагрузок и разместить оборудование для электроснабжения потребителя наиболее оптимально, снизить потери в электросетях.

3 Определение числа и мощности ТП и выбор компенсирующих устройств 0,4 кВ

Предприятие располагается в г. Самара. Данной климатической зоне характерна скорость ветра 32 м/с, толщиной гололеда 25 мм, с грозовой активностью 40-60 часов [10]. Предприятие относится к среднему по величине мощности предприятию. Рациональное напряжение определяем по формуле:

$$U = 3\sqrt{S_k} + 0,5l \quad (12)$$

$$U = 3\sqrt{6,8} + 0,5 \cdot 1,5 = 8,5 \text{ кВ}$$

где l – расстояние от подстанции энергосистемы до предприятия, км.

Принимаем к использованию напряжение питания предприятие 10 кВ. Это позволяет обойтись без заводской понизительной подстанции, т.к. на подстанции энергосистемы низшим напряжением является 10 кВ [17].

«Выбор числа и мощности силовых трансформаторов промышленных предприятий должен быть технически и экономически обусловлен, т.к. он оказывает существенное влияние на рациональное построение схем промышленного электроснабжения» [9].

При сооружении ЦТП предпочтение следует отдавать комплектным трансформаторным подстанциям КТП. Для нашего предприятия используем двух трансформаторные КТП. При выборе мощности трансформаторов учитываем, что их коэффициент загрузки находится в пределах 0,6-0,8. Произведем выбор трансформаторов для ТП-1. ТП-1 питает: часть кустов добывающих скважин с механизированной добычей нефти, проходную, административный корпус, столовую:

$$S_{\text{рсч ТП-1}} = 1691,6 + 23,2 + 123,8 + 305,4 = 2144 \text{ кВА}$$

Выбираем мощность трансформаторов:

$$S_{T \text{ ном}} = \frac{S_{\text{рсч}i}}{k_3 n} \quad (13)$$

$$S_{T \text{ ном}} = \frac{2144}{2 \cdot 0,7} = 1531 \text{ кВА}$$

где k_3 – коэффициент загрузки трансформатора;

n – количество трансформаторов на подстанции.

Выбираем два трансформатора с $S_{T \text{ ном}} = 1600$ кВА.

Проверяем по коэффициенту экономической загрузки:

$$K_3 = \frac{S_{\text{рсч}i}}{2S_{T \text{ ном}}} \quad (14)$$

$$K_3 = \frac{2144}{2 \cdot 1600} = 0,67$$

Проверяем по условию послеаварийного режима:

$$K_{\text{пер}} S_{T \text{ ном}} \geq S_{\text{рсч}} \quad (15)$$

$$1,4 \cdot 1600 = 2240 > 2144 \text{ кВА}$$

где $K_{\text{пер}}$ – коэффициент перегрузки.

Проверим выбор КУ для ТП -1:

$$Q_{\text{ку}} = Q_p + Q_c \quad (16)$$

где Q_p – реактивная мощность, получившаяся в результате расчета нагрузок, квар;

Q_c – реактивная мощность, потребляемая из системы, квар.

$$Q_c = P_p \text{tg} \varphi_{\text{ку}} \quad (17)$$

где P_p – активная мощность, получившаяся в результате расчета нагрузок, кВт;

$tg\varphi_{ку} = 0,33$ – коэффициент мощности КУ.

$$Q_c = 0,33(893,5+17+90+240) = 391,5 \text{ квар}$$

$$Q_p = 1452,4+8,16+29,7+115,2 = 1605,5 \text{ квар}$$

$$Q_{ку} = 1605,5 - 391,5 = 1214 \text{ квар}$$

Принимаем КУ: УКЛ(П)Н – 0,38 – 600 – 150У3 – 2шт [7].

Расчетная мощность с учетом КУ:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + (Q_p - Q_{ку})^2} \quad (18)$$

$$S_{p1} = \sqrt{1186,5^2 + (1605,5 - 1200)^2} = 1254 \text{ кВА}$$

где $Q_{ку}$ – номинальная мощность КУ, квар.

Теперь произведем выбор трансформаторов с учетом мощности КУ:

$$S_{Т ном} = \frac{1254}{2 \cdot 0,7} = 896 \text{ кВА}$$

Принимаем трансформаторы с $S_{Т ном} = 1000$ кВА [5].

$$K_{з фак} = \frac{1254}{2 \cdot 1000} = 0,63$$

$$1,4 \cdot 1000 = 1400 > 1254 \text{ кВА}$$

Итак, для ТП-1 окончательно принимаем трансформаторы $2 \times S_{Т ном} = 1000$ кВА. Для других ТП выбор трансформаторов ведем, аналогично, и результаты заносим в таблицу 5 и таблицу 6.

Полная мощность нефтеперерабатывающего предприятия с учетом компенсации реактивной мощности:

$$Q_{\text{ку}} = Q_3 - Q_э \quad (19)$$

$$Q_{\text{ку}} = 19485,8 - 2340 = 17145,8 \text{ квар}$$

$$S_3 = \sqrt{P_3^2 + (Q_3 - Q_{\text{ку}})^2} \quad (20)$$

$$S_3 = \sqrt{13198,6^2 + (19485,8 - 17145,8)^2} = 13404,6 \text{ кВА}$$

где $Q_э$ – экономическое значение реактивной мощности, передаваемой предприятию от энергосистемы в режиме её максимальных нагрузок, квар.

Таблица 5 – Выбор числа и мощности трансформаторов

№ ТП	Потребители	$S_{\text{рчТП}i}$	$Q_{\text{ку}n}$	$S_{\text{рТП}i}$ с учетом КУ	$n \times S_{\text{T ном}}$	кЗ
		кВА	квар	кВА	шт кВА	
ТП-1	Часть кустов добывающих скважин с механизированной добычей нефти Проходная Административный корпус Столовая	2144	1200	1254	2×1000	0,63
ТП-2	Часть кустов добывающих скважин с механизированной добычей нефти	2144	1480	1117,5	2×1000	0,58
ТП-3		1250	849	660	2×400	0,58
ТП-4	Резервуарные парки	1424,5	798	857	2×630	0,68
ТП-5	Часть дожимных нефтяных насосных станций Лаборатория	2240	1122	1431	2×1000	0,715
ТП-6	Часть дожимных нефтяных насосных станций Склад готовой продукции Насосные станции подачи воды	1538,7	880	884	2×630	0,7

Продолжение таблицы 5

№ ТП	Потребители	$S_{рчТПi}$	$Q_{кун}$	$S_{рТПi}$ с учетом КУ	$n \times S_{Т ном}$	КЗ
		кВА	квар	кВА	шт кВА	
ТП-7	Часть компрессорной установки газлифтного способа добычи нефти Гараж	2000	1350	1041	2×630	0,8
ТП-8	Часть компрессорной установки газлифтного способа добычи нефти	2000	1371	1020	2×630	0,8
ТП-9		1216,3	831	644	2×400	0,8
ТП-10	Установки сбора и подготовки нефти	1401	712	898	2×630	0,71
ТП-11	Компрессорная установка для транспортировки газа месторождений	2240	1050	1625	2×1000	0,8
ТП-12	Часть компрессорной установки для транспортировки газа месторождений Насосы КНС Котельная	1485,4	540	159	2×1000	0,6
Итого				12560	–	

Таблица 6 – Количество и мощность конденсаторных батарей [7]

№ ТП	$Q_{рку}$	Тип ККУ	Кол-во	$Q_{\Sigma ку н}$
	квар			квар
ТП-1	1214	УКЛ(П)Н – 0,38 – 600 – 150У3	2	1200
ТП-2	1484	УКЛ(П)Н – 0,38 – 600 – 150У3	2	1480
		ККУ – 0,38 – 280 – Vc – ИО2	1	
ТП-3	869	УКЛ(П)Н – 0,38 – 450 – 108У3	1	849
		УКЛ(П)Н – 0,38 – 324 – 108У3	1	
		УКН – 0,38 – 75 – У3	1	
ТП-4	810	УКЛ(П)Н – 0,38 – 324 – 108У3	2	798
		УКН – 0,38 – 150У3	1	
ТП-5	1155	УКЛ(П)Н – 0,38 – 324 – 108У3	3	1122
		УКН – 0,38 – 150У3	1	
ТП-6	890	УКЛ(П)Н – 0,38 – 600 – 150У3	1	880
		ККУ – 0,38 – 280 – Vc – ИО2	1	
ТП-7	1357	УКЛ(П)Н – 0,38 – 600 – 150У3	2	1350
		УКН – 0,38 – 150У3	1	

Продолжение таблицы 6

ТП-8	1389	УКЛ(П)Н – 0,38 – 324 – 108У3 УКН – 0,38 – 75 – У3	4 1	1371
ТП-9	848	УКЛ(П)Н – 0,38 – 432 – 108У3 УКЛ(П)Н – 0,38 – 324 – 108У3 УКН – 0,38 – 75 – У3	1 1 1	831
ТП-10	716	УКЛ(П)Н – 0,38 – 432 – 108У3 ККУ – 0,38 – 280 – Vc – ИО2	1 1	712
ТП-11	1062	УКЛ(П)Н – 0,38 – 600 – 108У3 УКЛ(П)Н – 0,38 – 450 – 108У3	1 1	1050
ТП-12	559	УКЛ(П)Н – 0,38 – 432 – 108У3 УКЛ – 0,38 – 108 – У3	1 1	540

Таблица 7 – Паспортные данные выбранных трансформаторов

Тип	S ном	Uвн	Uнн	ΔPxx	ΔPкз	Ixx	Uк
	кВА	кВ	кВ	кВт	кВт	%	%
ТМЗ – 1000/10	1000	10	0,4	1,9	12,2	1,7	5,5
ТМЗ – 630/10	630	10	0,4	1,25	7,9	1,7	5,5
ТМЗ – 400/10	400	10	0,4	0,9	5,5	1,8	4,5

Вывод по разделу

Для электроснабжения группы установок по переработке нефти принято 12 ТП с двумя трансформаторами, и конденсаторными батареями для компенсации реактивной мощности.

4 Выбор схем электроснабжения

4.1 Выбор схемы внешнего электроснабжения

В связи с небольшой удаленностью предприятия от районной подстанции и наличием на ней низшего напряжения 10кВ, то осуществляем питание с помощью кабельных линий. Выбор сечения вводного кабеля для главного распределительного пункта (ГРП).

- Выбор по экономической плотности тока. Исходя из всей потребляемой мощности предприятия $S_3 = 13404,6$ кВА рассчитаем нагрузку на одну секцию:

$$I_{\text{рсч кл}} = \frac{0,5 \cdot S_3}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{сном}}} \quad (21)$$
$$I_{\text{рсч кл}} = \frac{0,5 \cdot 13406,6}{\sqrt{3} \cdot 10} = 363 \text{ А}$$

Экономическое сечение определяется:

$$F = \frac{I_{\text{ркл}}}{j_э} \quad (22)$$
$$F = \frac{363}{1,4} = 259 \text{ мм}^2$$

где $j_э = 1,4$ А/мм² – экономическая плотность тока.

Предварительно принимаем кабель 2×ААБ – 10 (3×120).

- Выбор по утяжеленному режиму (при выходе из строя одной питающей линии, другая может быть перегружена не более, чем на 30%).

$$I_{\text{дл.доп}} \geq 1,3 I_{\text{рсчкл}} \quad (23)$$
$$480 > 1,3 \cdot 363$$

$$480 > 471,9 \text{ А}$$

$$\text{Загрузка кабеля: } k_3 = \frac{363}{2 \cdot 240} = 0,76.$$

– Выбор с учетом термической стойкости при КЗ

$$F_{T \min} = \frac{\sqrt{B_K}}{c} = \frac{\sqrt{(I_{\text{КЗ}}^{(3)})^2 \cdot t_{\text{КЗ}}}}{c} \quad (24)$$

Для определения $I_{\text{КЗ}}^{(3)}$ на шинах районной подстанции необходимо знать сопротивление и ЭДС системы и сопротивление трансформатора 110/10. Точка КЗ на шинах районной ТП-К1; на шинах ГРП-К2.

Так как расчеты по КЗ на стороне ВН не велись, то принимаем:

$$E_c = \frac{10,5}{\sqrt{3}} = 6,06 \text{ кВ}$$

Так как известна мощность трехфазного короткого замыкания на стороне ВН подстанции энергосистемы, то:

$$Z'_{1C} = \frac{U_{\text{ср.В}}^2}{S_K^2} \left(\frac{U_{\text{НОМ.Н}}}{U_{\text{НОМ.В}}} \right)^2 \quad (25)$$

$$Z'_{1C} = \frac{115^2}{5200} \left(\frac{10,5}{115} \right)^2 = 0,021 \text{ Ом}$$

Так как не задан ударный ток, то принимаем $R_{1C} = 0$, тогда $X_{1C} \approx Z_{1C}$
Паспортные данные трансформатора 25 МВА:

$$P_{\text{ХХ}} = 28,5 \text{ кВт}; P_{\text{К}} = 140 \text{ кВт}; I_{\text{Х}} = 0,7 \% ; U_{\text{К ВН-СН}} = 10,5 \% ; U_{\text{К В-НН}} = 17,5 \% ;$$

$$U_{\text{К СН-НН}} = 6,5 \%$$

$$Z_{1Т,В} = \frac{1}{200} (U_{\text{К В-С}} + U_{\text{К В-Н}} - U_{\text{К С-Н}}) \cdot \frac{U_{\text{НОМ.Н}}^2}{S_{\text{ТНОМ}}} \cdot 10^{-3} \quad (26)$$

$$Z_{1Т,Н} = \frac{1}{200} (U_{\text{К В-Н}} + U_{\text{К С-Н}} - U_{\text{К В-С}}) \cdot \frac{U_{\text{НОМ.Н}}^2}{S_{\text{ТНОМ}}} \cdot 10^{-3} \quad (27)$$

$$Z_{1T,B} = \frac{1}{200} (10,5 + 17,5 - 6,5) \cdot \frac{115000^2}{25000} \cdot 10^{-3} = 0,43 \text{ Ом}$$

$$Z_{1T,H} = \frac{1}{200} (17,5 + 6,5 - 10,5) \cdot \frac{115000^2}{25000} \cdot 10^{-3} = 0,27 \text{ Ом}$$

Т.к. r_{1T} мало, то $x_{1T,B} = Z_{1T,B} = 0,43 \text{ Ом}$.

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{6,06}{0,021+0,43+0,27} = 8,4 \text{ А}$$

$$F_{T \text{ min}} = \frac{\sqrt{B_K}}{c} = \frac{8400\sqrt{1,25}}{90} = 98,8 \text{ мм}^2$$

Окончательно принимаем к установке кабель ААБ – 10 (3×120) ×2.

4.2 Выбор схемы внутреннего электроснабжения

«При построении общей схемы внутреннего электроснабжения принимаем вариант, обеспечивающий рациональное использование ячеек распределительных устройств, минимальную длину распределительной сети, максимум экономии коммутационно-защитной аппаратуры» [3].

Рассмотрим два варианта схемы внутреннего электроснабжения на рисунках 1 и 2.

Произведем выбор кабелей распределительной сети напряжением 10 кВ. Выберем из двух вариантов самый загруженный кабель и выберем для него сечение. Это кабель в варианте №2 питающей ТП-4; ТП-5; ТП-6; ТП-11; ТП-12.

$$I_{T\Sigma\text{НОМ}} = \frac{S_{T\Sigma\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{СНОМ}}} \quad (28)$$

$$I_{T\Sigma\text{НОМ}} = \frac{1000+1000+630+1000+630}{\sqrt{3} \cdot 10} = 246 \text{ А}$$

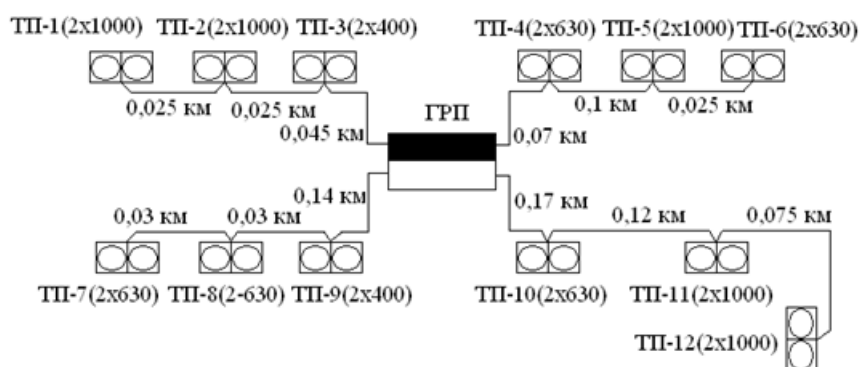


Рисунок 1 – Вариант №1 схемы внутреннего электроснабжения

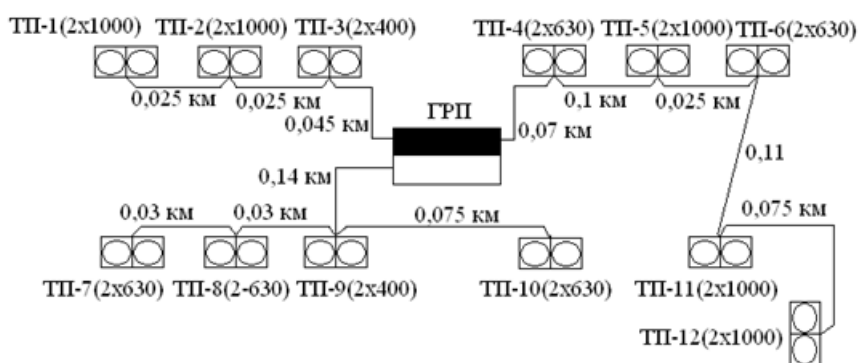


Рисунок 2 – Вариант №2 схемы внутреннего электроснабжения

Предварительно принимаем кабель ААБ – 10 (3×70) ×2.

По утяжеленному режиму:

$$I_{\text{дл.доп}} \geq 1,4 I_{\Sigma \text{ном}} \quad (29)$$

$$I_{\text{дл.доп}} = 330 \text{ А}$$

$$330 < 1,4 \cdot 246 = 345 \text{ А}$$

По условию термической стойкости: необходимо, рассчитать $I_{K2}^{(3)}$, для этого надо учесть сопротивление вводного кабеля:

Для ААБ – 10 (3×120) ×2

$$R_{1П} = 0,258 \text{ Ом/км}; X_{1П} = 0,081 \text{ Ом/км}, \text{ длина кабеля } l = 200 \times 2 = 400 \text{ м}$$

$$R_{1\text{кл}} = 0,258 \cdot 0,2/2 = 0,026 \text{ Ом}$$

$$X_{1\text{кл}} = 0,061 \cdot 0,2/2 = 0,01 \text{ Ом}$$

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{6,06}{\sqrt{(0,021+56,87+35,71+0,01)^2+0,026^2}} = 65,43 \text{ A}$$

Несмотря на невыполнения условия №2, к установке принимается кабель ААБ – 10 (3×70) ×2, т.к. при выборе сечения самого загруженного условие выбора по термической стойкости при коротких замыканиях является решающим.

Теперь рассмотрим самый загруженный кабель из варианта №1.

Этот кабель питающий ТП-10; ТП-11; ТП-12.

$$I_{T\Sigma\text{ном}} = \frac{1000+1000+630}{\sqrt{3}\cdot 10} = 152 \text{ A}$$

$$F = \frac{152}{1,4} = 109 \text{ мм}^2$$

Предварительно принимаем кабель: ААБ – 10 (3×95) с $I_{\text{дл.доп}} = 205 \text{ A}$

Проверим по утяжеленному режиму:

$$205 > 1,3 \cdot 152 = 197,6 \text{ A}$$

$$F_{T\text{min}} = 76 \text{ мм}^2$$

Окончательно принимаем кабель ААБ – 10 (3×95) для всей схемы внутреннего электроснабжения.

Произведем сравнение двух вариантов схем внутреннего электроснабжения с помощью технико-экономического расчета, который сводится к расчету минимальных приведенных затрат:

$$Z = E_n k + I_3 \tag{30}$$

где E_n – нормативный коэффициент экономической эффективности, принимается 0,165;

k – единовременные капитальные вложения, руб;

I_3 – стоимость потерь электроэнергии, руб/год.

$$K = l_{\Sigma} C_0 \quad (31)$$

где l_{Σ} – сумма длин всех кабелей 10 кВ внутри предприятия, км;

C_0 – стоимость 1км кабельной линии при прокладке в трассе, тыс. руб (для ААБ – 10 (3×70) $C_0 = 17$ тыс. руб.; для ААБ – 10 (3×95) $C_0 = 20$ тыс. руб).

$$I_3 = m \Delta P_{m\Sigma} \quad (32)$$

где m – стоимость 1кВт максимальных активных нагрузочных потерь, руб/кВт год;

$\Delta P_{m\Sigma}$ – максимальная суммарная мощность в кабельных линиях, кВт:

$$m = \left(\frac{\alpha}{T_M} + \beta \cdot 10^{-3} \right) \cdot \tau_M \quad (33)$$

$$m = \left(\frac{170}{5000} + 0,8 \right) \cdot 3410 = 2844 \text{ руб/кВт} \cdot \text{год}$$

где α – основная ставка двухставочного тарифа, руб,

T_M – число часов использования нагрузки предприятия за год, ч;

β – дополнительная плата за 1кВт ч, руб;

τ_M – число часов использования максимальных потерь, ч.

$$\Delta P_{m\Sigma} = 3R_0 \cdot I^2 \cdot 10^{-6} \quad (34)$$

где R_0 – удельное сопротивление 1 км кабельной линии, для ААБ – 10 (3×70). $R_0 = 0,443$ Ом/км; ААБ – 10 (3×95) $R_0 = 0,326$ Ом/км.

Произведем расчет для варианта №1: $l_{\Sigma} = 0,855$ км,

$K = 0,855 \cdot 20000 = 17100$ руб.

Таблица 8 – Потери в линиях

Линия	R_0 , Ом/км	$S_{T\text{ ном}}$, кВА	l , км	$\Delta P_{TП}$, кВт
ТП 1,2	0,326	1000	0,025+0,0025	0,163
ТП 3	0,326	400	0,045	0,023
ТП 4,6	0,326	630	0,07+0,025	0,12
ТП 5	0,326	1000	0,1	0,326
ТП 7,8	0,326	630	0,03+0,03	0,078
ТП 9	0,326	400	0,14	0,073
ТП 10	0,326	630	0,17	0,22
ТП 11	0,326	1000	0,12	0,392
ТП 12	0,326	1000	0,075	0,245
			Итого:	1,64

$$I_3 = 2844 \cdot 1,64 = 4664,16 \text{ руб/год}$$

$$E_n = 0,165$$

$$Z_1 = 0,165 \cdot 17100 + 4664,16 = 7486 \text{ руб.}$$

Для варианта №2 расчет ведем аналогично, тогда:

$$K = 29 \text{ тыс. руб.};$$

$$m = 2844 \text{ руб/кВт год};$$

$$\Delta P_{\Sigma} = 1,002 \text{ кВт};$$

$$I_3 = 2850 \text{ руб/год};$$

$$Z_2 = 7635 \text{ руб.}$$

Вывод по разделу

Из технико-экономического расчета видно, что по затратам вариант №1 предпочтительнее чем вариант №2. Отсюда выбираем схему внутреннего электроснабжения по варианту №1.

5 Расчет токов КЗ

5.1 Составление схемы замещения и расчет её параметров

Расчет токов КЗ выполняется с целью выбора электрических аппаратов и проводников, так же для проверки чувствительности и селективности действия защиты. Для достижения этой цели рассмотрим определение в точках следующих токов: «начального действующего значения периодической составляющей и ударного тока при металлических трехфазных КЗ без учета влияния электроприёмников; действующее значение периодической составляющей тока при двухфазном КЗ без учета влияния электроприёмников» [18]. Необходимо учитывать активное и индуктивное сопротивление всех элементов цепи КЗ (система, силовые трансформаторы, электрические линии). На рисунке 3 представлена схема системы электроснабжения с точками КЗ и её схема замещения.

Рассчитаем параметры схемы замещения. Параметры системы и трансформатора рассчитаны ранее: $E_c = 6,06$ кВ; $X_{1c} = 0,021$ Ом, $Z_{1Т,В} = 0,43$ Ом, $Z_{1Т,Н} = 0,27$ Ом, $r_{1Т} = 0,002$ Ом, $x_{1Т,В} = 0,43$ Ом, $x_{1Т,Н} = 0,27$ Ом.

$$x_{1Т} = x_{1Т,В} + x_{1Т,Н} = 0,43 + 0,27 = 0,7 \text{ Ом}$$

$$r_{1Т} = 2 \cdot 0,002 = 0,004 \text{ Ом}$$

Параметры схемы замещения вводного кабеля рассчитаны в п. 4.2.

$$r_{1кЛ} = 0,026 \text{ Ом}; x_{1кЛ} = 0,01 \text{ Ом}$$

Рассчитаем сопротивление кабельных линий:

КЛ 2: $l = 0,17$ км, для кабеля ААБ – 10 (3×95): $r_{1л} = 0,326$ Ом/км; $x_{1л} = 0,083$ Ом/км, отсюда: $r_{кЛ2} = 0,17 \cdot 0,326 = 0,055$ Ом/км

$$x_{кЛ2} = 0,17 \cdot 0,083 = 0,014 \text{ Ом/км}$$

КЛ3: $l = 0,12$ км

$$r_{кЛ3} = 0,39 \text{ Ом/км}; x_{кЛ3} = 0,01 \text{ Ом/км}$$

КЛ4: $l = 0,075$ км

$r_{\text{КЛ4}} = 0,024$ Ом/км

$x_{\text{КЛ4}} = 0,006$ Ом/км

Рассчитаем сопротивление трансформаторов КТП:

$$Z_{1T} = \frac{u_k}{100 \frac{U_{\text{НОМ.В}}^2}{S_{\text{ТНОМ}}}} \quad (35)$$

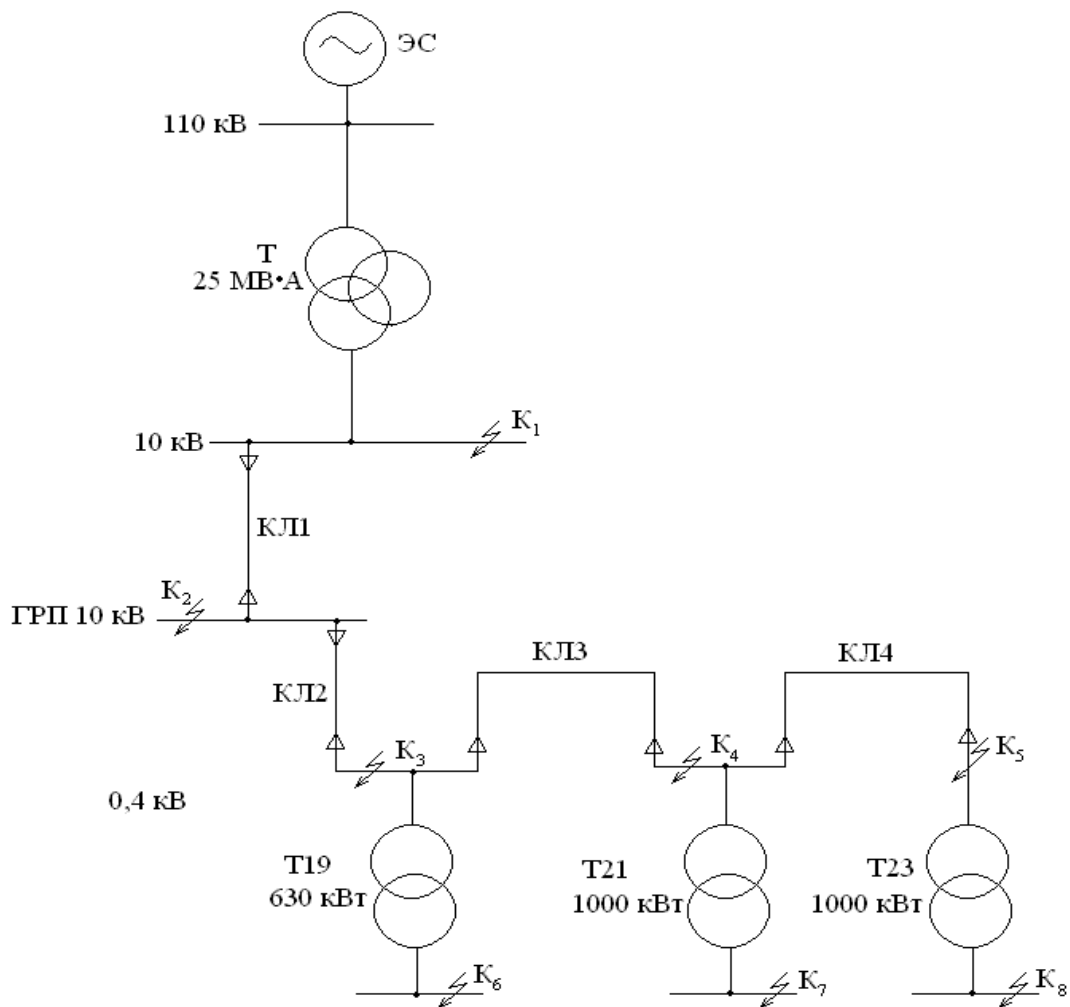


Рисунок 3 – Расчетная схема СЭС

Т19: $Z_{1T1} = 8,73$ Ом

$$r_{1T19} = \frac{7,3 \cdot 10^2}{0,63} \cdot 10^{-3} = 1,16 \text{ Ом}$$

$$x_{1T19} = \sqrt{8,73^2 - 1,16^2} = 8,65 \text{ Ом}$$

$$T21; T23: Z_{1T21} = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{10^2}{0,1} = 5,5 \text{ Ом}$$

$$r_{1T21} = \frac{11 \cdot 10^2}{1} \cdot 10^{-3} = 1,1 \text{ Ом}$$

$$x_{1T21} = \sqrt{5,5^2 - 1,1^2} = 5,39 \text{ Ом}$$

Полученные сопротивления используем для расчета общего сопротивления схемы.

5.2 Определение токов КЗ

При расчете металлических трехфазных КЗ без учета влияния электроприёмников начальное действующее значение периодической составляющей КЗ от системы равно:

$$I_{п0}^{(3)} = \frac{E_c}{Z_{\Sigma}} \quad (36)$$

где Z_{Σ} – суммарное сопротивление цепи КЗ, Ом.

Ударный ток [2]:

$$i_{уд,к}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot k_{уд}^{(3)} \cdot I_{(пок)}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot (1 + e^{-\pi \cdot r_{\Sigma} / x_{\Sigma}}) \cdot I_{(пок)}^{(3)} \quad (37)$$

где $k_{уд}^{(3)}$ – ударный коэффициент.

Так как суммарные сопротивление прямой и обратной последовательности равны, тогда периодическая составляющая при металлическом двухфазном КЗ определяется:

$$I_{п01}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{п0}^{(3)} \quad (38)$$

$$I_{п01}^{(3)} = \frac{6,06}{\sqrt{0,721^2 + 0,004^2}} = 8,4 \text{ кА}$$

$$i_{уд,к1}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot \left(1 + e^{-3,14 \cdot \frac{0,004}{0,721}}\right) \cdot 8,4 = 23,48 \text{ кА}$$

$$I_{п01}^{(2)} = 0,866 \cdot 8,4 = 7,27 \text{ кА}$$

Расчет для остальных точек ведем аналогично, результаты заносим в таблицу 9.

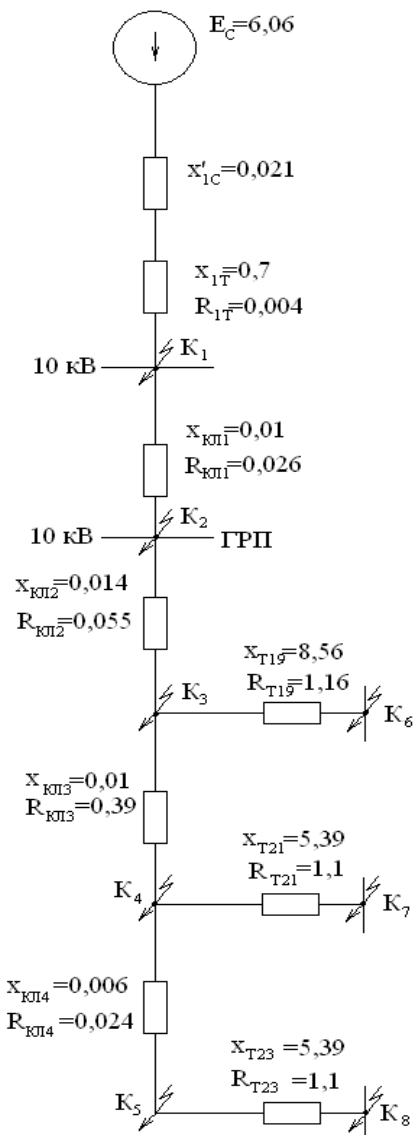


Рисунок 4 – Схема замещения СЭС

Таблица 9 – Расчет точек КЗ

Точка КЗ	$I_{по}^{(3)}$ кА	$k_{уд}^{(3)}$	$i_{уд.к}^{(3)}$ кА	$I_{по}^{(2)}$ кА	Суммарное сопр. цепи КЗ		
					Z_{Σ} Ом	x_{Σ} Ом	r_{Σ} Ом
К1	8,4	1,98	23,48	7,27	0,721	0,721	0,004
К2	8,28	1,88	21,9	7,17	0,732	0,731	0,03
К3	7,7	1,84	20	6,67	0,787	0,786	0,044
К4	6,7	1,18	11,15	5,8	0,9	0,796	0,434
К5	6,56	1,17	10,8	5,7	0,92	0,802	0,458
К6	0,64	1,67	1,5	0,56	9,42	9,35	1,204
К7	0,95	1,46	1,95	0,82	6,37	6,186	1,534
К8	0,95	1,45	1,947	0,82	6,385	6,192	1,558

Вывод по разделу

Самый большой ударный ток КЗ, который составляет 23,48 кА, возникает в точке К1. Чем дальше точка КЗ от системы, тем ниже ударный ток КЗ.

6 Выбор и проверка электрооборудования

6.1 Выбор и проверка шин

Сечение шин выбираем по длительно допустимому току:

$$I_{\text{доп}} = k_1 k_2 k_3 I_{\text{доп.о}} \quad (39)$$

$$I_{\text{доп}} = 0,95 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 471,9 = 448 \text{ А}$$

где $I_{\text{доп.о}}$ – длительно допустимый ток полосы при температуре шины;

$\Theta_{\text{ш}} = 700^\circ\text{C}$, температура окружающей среды $\Theta_{\text{о.с}} = 250^\circ\text{C}$ и расположение шин на ребро;

k_1 – поправочный коэффициент при расположении шин плашмя ($k_1 = 0,95$);

k_2 – поправочный коэффициент для многополюсных шин ($k_2 = 1$);

k_3 – поправочный коэффициент для шин при температуре окружающей среды отличной от 250°C ($k_3 = 1$).

Максимальный ток, проходящий через шины: это $I_{\text{доп.о}} = 471,9 \text{ А}$.

Из справочника [10] принимаем алюминиевые однополюсные шины сечением $60 \times 6 \text{ мм}$ с $I_{\text{дл.доп}} = 870 \text{ А}$.

Проверяем на динамическую стойкость.

Расстояние между изоляторами крепления шины:

$$l = \sqrt{\frac{48 \cdot 10^2 h}{200}} \quad (40)$$

$$l = \sqrt{\frac{48 \cdot 10^2 \cdot 0,06}{200}} = 1,2 \text{ м}$$

где h – ширина шины, м.

«Определяем наибольшее удельное усилие при трехфазном КЗ» [18]:

$$f = \frac{\sqrt{3} \cdot i_{\text{уд}}^{(3)2}}{a} k_{\phi} \cdot 10^{-7} \quad (41)$$

$$f = \frac{\sqrt{3} \cdot (21900)^2}{0,6} 1 \cdot 10^{-7} = 138,3 \text{ Н/м}$$

где a – расстояние между шинами фаз, $a = 0,6$ м;

k_{ϕ} – коэффициент формы шин, $k_{\phi} = 1$;

$i_{\text{уд}}^{(3)}$ – ударный ток трехфазного КЗ, в месте КЗ на шинах, $I_{\text{уд}}^{(3)} = 21900$ А.

Сила взаимодействия двух проводников (шин):

$$f = \frac{\sqrt{3} \cdot i_{\text{уд}}^{(3)2} \cdot l}{a} \cdot 10^{-7} \quad (42)$$

$$f = \frac{\sqrt{3} \cdot 21900^2 \cdot 1,2}{0,6} \cdot 10^{-7} = 166 \text{ Н}$$

Изгибающий момент от воздействия на шину:

$$M = \frac{f \cdot l^2}{12} \quad (43)$$

$$M = 138,3 \cdot \frac{1,2^2}{12} = 16,6 \text{ Нм}$$

Момент сопротивления шин:

$$W = bh^2/6 \quad (44)$$

$$W = 0,006 \cdot \frac{0,06^2}{6} = 3,6 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3$$

где b – высота шины, м.

Рассчитываем механическое напряжение в шине по условию сохранению упругости:

$$\sigma_{max} = \frac{M}{W} \quad (45)$$

$$\sigma \geq \sigma_{max} \quad (46)$$

где σ – допустимое напряжение для сплава алюминия шин, $\sigma = 137 \cdot 10^7$ Па;

$$\sigma_{max} = 16,6/3,6 \cdot 10^{-6} = 4,61 \cdot 10^6 \text{ Па.}$$

Проверка шин на термическую стойкость при КЗ:

$$F_{min} = \frac{\sqrt{B_k} \cdot 10^3}{c} \quad (47)$$

$$F_{min} = \frac{7177}{91} = 78,9 \text{ мм}^2$$

где « c – коэффициент характеризующий допустимый нагрев материала шин, для алюминия $c = 91$ » [19].

Проверка шин по экономической плотности:

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{nmax}}{j_{\text{э}}} = \frac{471,9}{2} = 235,95 \text{ мм}^2$$

Окончательно принимаем к установке шины сечением $F = 360 \text{ мм}^2$.

6.2 Выбор и проверка изоляторов

По напряжению:

$$U_{ном} \geq U_{ном.сети} \quad (48)$$

«Проверка по допустимой нагрузке на голову изолятора – по динамической стойкости:

$$\tau < \tau_{\text{доп}} \quad (49)$$

$$166 < 2250 \text{ Н}$$

где $\tau_{\text{доп}}$ – допустимая нагрузка (сила) на голову изолятора, Н.

$$\tau_{\text{доп}} = 0,6 \tau_{\text{разр}} \quad (50)$$

$$\tau_{\text{доп}} = 0,6 \cdot 3,75 = 2250 \text{ Н}$$

где $\tau_{\text{разр}}$ – разрушающая нагрузка (сила) на изгиб изолятора, Н [19].

Принимаем к установке изолятор типа: ИО – 10 – 375 УЗ. По номинальному напряжению: 10 кВ = 10 кВ.

6.3 Выбор измерительных трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по напряжению:

$$U_{\text{ном}TV} \geq U_{\text{ном.сети}} \quad (51)$$

Выбираем трансформатор НТМИ – 10 – 66 УЗ – по вторичной нагрузке в требуемом классе точности подключенных к нему приборов:

$$S_{\text{ном} TV} \geq \sum S_{\text{приб}} \quad (52)$$

«Для определения суммарной мощности всех приборов $\sum S_{\text{приб}}$, подключенных к трансформатору напряжения, составляем таблицу с указанием в ней наименования прибора, количества приборов и их потребляемой мощности» [20].

Таблица 10 – Потребляемая мощность приборов, подключенных к трансформатору напряжения НТМИ – 10 – 66 УЗ

Прибор	Тип прибора	cosφ	Число катушек в приборе	Число приборов	Потребляемая мощность		
					Полная мощность одной катушки	активная	реактивная
					кВА	Вт	вар
Вольтметр	Э-377	1	1	3	2	6	-
Ваттметр	Д-365	1	2	1	2	4	-
Варметр	Н-395	1	2	1	2	4	-
Счетчик активной энергии	СА -4У-И- 672М	0,38	2	1	2	4	9,7
Счетчик реактивной энергии	СР-4У-И- 676М	0,38	2	1	2	4	9,7
Итого:				–		22	19,4

$$\Sigma S_{\text{приб}} = \sqrt{\Sigma P^2_{\text{приб}} + \Sigma Q^2_{\text{приб}}} \quad (53)$$

$$\Sigma S_{\text{приб}} = \sqrt{22^2 + 19,4^2} = 29,3 \text{ ВА}$$

$$S_{\text{ном TV}} = 120 \text{ ВА}$$

Итак, $120 > 29,3 \text{ ВА}$ – условие выполняется. Вторичная нагрузка не выходит за пределы установленные классом точности 0,5 для НТМИ – 10 – 66 УЗ.

6.4 Выбор и проверка трансформаторов тока

Выбор трансформатора на вводе 10 кВ

Выбор и проверку осуществляем:

– по напряжению

$$U_{\text{ном TV}} \geq U_{\text{ном.сети}} \quad (54)$$

– по максимальному рабочему току:

$$I_{\text{ном ТА}} \geq I_{\text{н max}} \quad (55)$$

– по мощности

$$S_{2 \text{ ном ТА}} \geq S_{\text{рсч}} \quad (56)$$

где $S_{\text{рсч}}$ – расчетная нагрузка вторичной обмотки трансформатора тока в рабочем режиме, ВА.

$$r_{2 \text{ ном ТА}} \geq r_{\text{рсч}} \quad (57)$$

где $r_{\text{рсч}}$ – расчетное сопротивление, Ом.

$$r_{\text{рсч}} = r_{\text{приб}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{к}} \quad (58)$$

где $r_{\text{к}}$ – сопротивление контактов, $r_{\text{к}} = 0,05$ Ом;

$r_{\text{приб}}$ – сопротивление приборов, Ом;

$r_{\text{пров}}$ – сопротивление проводов, Ом.

Для определения сопротивления приборов составляется таблица:

$$r_{\text{приб}} = \frac{\Sigma S_{\text{приб}}}{I_{2 \text{ ном ТА}}^2} \quad (59)$$

где $I_{2 \text{ ном ТА}}$ – номинальный ток вторичной обмотки трансформатора тока, $I_{2 \text{ ном ТА}} = 5$ А.

Сопротивление вторичной обмотки трансформатора тока:

$$r_{2 \text{ ном ТА}} = \frac{S_{2 \text{ ном ТА}}}{I_{2 \text{ ном ТА}}^2} \quad (60)$$

где $S_{2 \text{ ном ТА}}$ – номинальная мощность вторичной обмотки трансформатора тока, $S_{2 \text{ ном ТА}} = 20 - 50$ ВА.

$$r_{\text{пров}} = r_{2\text{ном ТА}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} \quad (61)$$

На вводе 10 кВ устанавливаем трансформатор тока ТЛК – 10У3 с двумя вторичными обмотками при: $r_{\text{ном2}} = 0,4 \text{ Ом}$, $I_{\text{н.дл}} = 600$.

Таблица 11 – Расчет приборов

Наименование	Тип прибора	Потребляемая мощность одного прибора, ВА	Количество приборов в фазе	Потребляемая мощность, ВА
Амперметр	Э-377	0,5	2	1
Варметр	Д-305	0,5	1	0,5
Ваттметр	Д-305	0,5	1	0,5
Счетчик активной энергии	Ц36805 ВС	2,5	1	2,5
Счетчик реактивной энергии	Ц3680 1/2	2,5	1	2,5

$$r_{\text{приб}} = \frac{7}{5^2} = 0,28 \text{ Ом}$$

$$\Sigma S_{\text{приб}} = 7 \text{ ВА}$$

$$r_{\text{пров}} = 0,4 - 0,28 - 0,05 = 0,07 \text{ Ом}$$

Диаметр сечения провода цепи вторичной коммутации:

$$F = \frac{\rho_a l}{r_{\text{пров}}} \quad (62)$$

$$F = \frac{0,0285 \cdot 20}{0,07} = 8 \text{ мм}^2$$

где ρ_a – удельное сопротивление провода, $\rho_a = 0,0285 \text{ Ом/м}$;

l – длина провода цепи вторичной коммутации, $l = 20 \text{ м}$.

Принимаем провод АПВ сечением 10 мм^2 , тогда:

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0285 \cdot 20}{0,07} = 8 \text{ мм}^2 \quad (63)$$

$$r_{\text{рсч}} = 0,28 + 0,057 + 0,05 = 0,39 \text{ Ом} \quad (64)$$

где $0,4 > 0,39$ Ом – условие выполняется.

Проверка трансформатора на термическую стойкость:

$$I_{\text{терм}}^2 t_{\text{терм}} \geq B_{\text{к}} \quad (65)$$

$$B_{\text{к}} = \left(I_{\text{п0}}^{(3)} \right)^2 (t_{\text{р.з}} + t_{\text{выд.}} + T_{\alpha}) \quad (66)$$

$$B_{\text{к}} = 8,28^2 \cdot (1,25 + 0,15 + 0,06) = 100 \text{ кА}^2\text{с}$$

Сравниваем: $2976 > 100 \text{ кА}^2\text{с}$.

Выбираем трансформатор тока ТЛК – 10У3 [14].

Проведем выбор трансформатора тока на отходящих линиях.

Выбираем трансформатор тока ТЛК – 10У3 с $r_{2 \text{ ном}} = 0,4$ Ом

По условию: $10 = 10$ кВ;

По условию: $200 > 197,6$ А.

Проверяем на динамическую стойкость: $74,5 > 21,9$ кА

Термическая стойкость: $B_{\text{к}} = (8,28)^2 (1,25 + 0,1 + 0,05) = 96 \text{ кА}^2\text{с}$

$268 > 113 \text{ кА}^2\text{с}$.

Таблица 12 – Электрическая нагрузка на трансформаторы тока от измерительных приборов

Прибор	Тип приборов	Кол-во	Номинальная мощность
Амперметр	Э-377	1	0,1
Счетчик активной энергии	Ц36405 ВС	1	0,2
Счетчик реактивной энергии	Ц3680 1/2	1	0,3
–	–	Итого:	0,6

$$r_{\text{приб}} = \frac{0,6}{5^2} = 0,024 \text{ Ом}$$

$$r_{\text{пров}} = 0,4 - 0,024 - 0,05 = 0,326 \text{ Ом}$$

$$F_{\text{пров}} = \frac{0,0285 \cdot 10 \cdot \sqrt{3}}{0,326} = 1,5 \text{ мм}^2$$

По условию механической прочности сечение должно быть не менее $2,5 \text{ мм}^2$.

$$r_{\text{пров}} = (0,0285 \cdot 10 \cdot \sqrt{3}) / 2,5 = 0,194 \text{ Ом}$$

$$r = 0,024 + 0,194 + 0,05 = 0,268 \text{ Ом}$$

$$0,4 > 0,268 \text{ Ом}$$

Отсюда трансформатор тока соответствует классу точности 0,5.

Выберем трансформатора тока на секционный выключатель.

Установка ТПЛК – 10У3 с $I_{\text{ном}} = 300 \text{ А}$ и $r_{2 \text{ ном}} = 0,4 \text{ Ом}$ [15]. Нагрузка, проходящая через секционный выключатель равна половине нагрузке предприятия, т.е. 236 А.

Таблица 13 – Технические данные трансформаторов тока

Тип трансформатора	Номинальное напряжение	Номинальный ток	Термическая стойкость	Электродинамическая стойкость	Сопротивление
	кВ	А	кА	кА	Ом
ТЛК-10У3	10	600	31,5	81	0,4
ТПЛК-10У3	10	200	9,45	74,5	0,4
ТПЛК-10У3	10	300	14,1	74,5	0,4

Далее выберем и проверим вакуумные выключатели.

6.5 Выбор и проверка вакуумных выключателей

Выбор аппаратов производим:

– по напряжению: $U_{\text{ном ап}} \geq U_{\text{ном.сети}}$

– по максимальному току нагрузки в сети расчетного присоединения:

$$I_{\text{ном ап}} \geq I_{\text{н max}}$$

– по максимальному току КЗ: $I_{\text{дин ап}} \geq I_{\text{к}}^{(3)}$

– по максимальному току КЗ, сравнивая его с ударным током: $I_{\text{дин.мах.ап.}} \geq i^{(3)}_{\text{уд}}$

– по термической стойкости:

$$I_{2\text{терм.ап}} t_{\text{терм.ап}} \geq B_{\text{к}} \quad (67)$$

где $t_{\text{терм.ап}} = 3 - 5$ с;

$B_{\text{к}}$ – импульс квадратичного тока (тепловой импульс).

Выберем выключатели на отходящих линиях.

Рассчитываем максимальный ток через выключатель:

$$I_{\text{н.мах}} = \frac{1,4 \cdot \Sigma S_{\text{T}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{с}}} \quad (68)$$
$$I_{\text{н.мах}} = \frac{1,4 \cdot (1000 + 1000 + 630)}{\sqrt{3} \cdot 10} = 213 \text{ А}$$

Выбираем выключатель ВВ/TEL-10-12,5/1000(630) -У2 [1].

10 кВ = 10 кВ

630 А > 213 А

Проверяем на электродинамическую и термическую стойкость:

12,5 кА > 8,28 кА

32 кА > 21,9 кА

$B_{\text{к}} = (8,28)^2 (0,25 + 0,1 + 0,05) = 27,4 \text{ кА}^2\text{с}$

$12,52 \cdot 3 = 468,75 > 27,4 \text{ кА}^2\text{с}$

Выберем и проверти выключатели нагрузки QW19, QW21, QW23.

Произведем выбор выключателя QW19:

$$I_{\text{н.мах}} = \frac{1,4 \cdot 630}{\sqrt{3} \cdot 10} = 51 \text{ А}$$

Выбираем ВНА – 10/400 – 10У2.

10 кВ = 10 кВ

$$400 \text{ A} > 51 \text{ A}$$

На термическую стойкость выключатель нагрузки не проверяется, т.к. установлен за плавкой вставкой предохранителя.

Выбираем предохранитель ПКТ – 103 – 10 – 100 – 20УЗ.

$$10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ}$$

$$100 \text{ A} > 51 \text{ A}$$

Проверяем на электродинамическую и термическую стойкость:

$$I_{\text{дин}} > i^{(3)}_{\text{уд}}$$

$$25 \text{ кА} > 20 \text{ кА}$$

$$I_{\text{откл. ном}} > I^{(3)}_{\text{кз}}$$

$$102 \cdot 1 = 102 > 23,7 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$B_{\text{к}} = (7,7)^2 (0,25 + 0,1 + 0,05) = 23,7 \text{ кА}^2\text{с}$$

Выключатели нагрузки QW21; QW23 так же как и QW19, т.к. для него параметры $I_{\text{р.мах}}$ и $I^{(3)}_{\text{к}}$ имеют более высокое значение чем для QW21 и QW23; соответственно по выбору и проверке они подойдут.

$$I_{\text{н.мах.}QW21} = \frac{1,4 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 80,9 \text{ A}$$

Предохранитель ПКТ – 103 – 10 – 160 – 20УЗ.

$$10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ}$$

$$160 \text{ A} > 80,9 \text{ A}$$

$$20 \text{ кА} > 7,7 \text{ кА}$$

Номинальный ток плавкой вставки выбираем в разделе 7.

6.6 Выбор вводных автоматических выключателей 0,4 кВ

Для QF19:

$$I_{\text{рц.ном}} \geq k I_{\text{раб. max}} \quad (69)$$

где k – коэффициент отстройки $k = 1,1$;

$I_{\text{раб. max}}$ – максимальный рабочий ток, проходящий через выключатель, А.

$$I_{\text{раб. max}} = \frac{1,4 \cdot 630 \cdot 10}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,4} = 1273 \text{ А}$$

$$I_{\text{рц.ном}} = 1,1 \cdot 1273 = 1400,3 \text{ А}$$

Принимаем к установке автоматический выключатель ВА 55 – ЧЗ.

$I_{\text{рц.ном}} = 1600$ А. Выбираем QF21 и QF23:

$$I_{\text{раб. max. QF21}} = \frac{1,4 \cdot 1000 \cdot 10}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,4} = 2023 \text{ А}$$

$$I_{\text{рц.ном}} = 1,1 \cdot 2023 = 2225 \text{ А}$$

Выбираем ВА 75 – 45 с $I_{\text{рц.ном}} = 2500$ А.

Вывод по разделу

Выбор и проверка шин, изоляторов, измерительных трансформаторов напряжения и тока, вакуумных выключателей, а также вводных автоматических выключателей 0,4 кВ был проведена с использованием данных каталогов производителей, а также с помощью расчетов.

Выбранное оборудование для установок по переработке нефти соответствует требованиям надежности электроснабжения.

7 Выбор и расчет устройств релейной защиты и автоматики

7.1 Цепи оперативного тока

«Питание цепей управления и сигнализации защиты и автоматики, а также включающих устройств различных коммутационных аппаратов главных цепей и отключающих устройств осуществляется от специальных источников питания, переключающих устройств и других элементов оперативной цепи, составляющих систему оперативного тока данной электроустановки» [17].

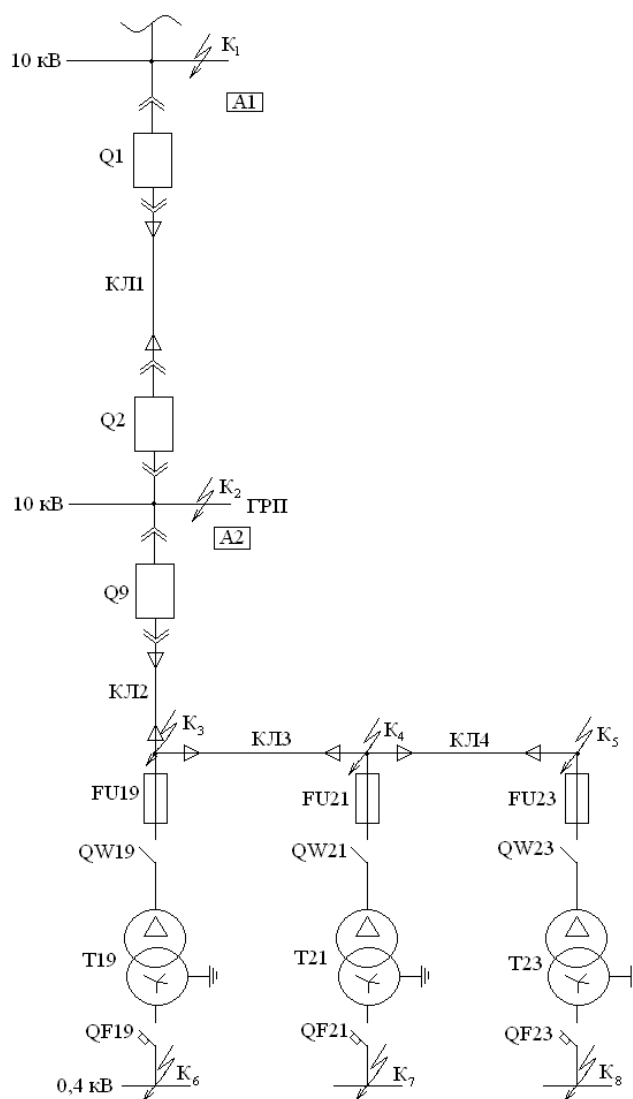


Рисунок 5 – Расчетная схема СЭС

Источники оперативного тока должны обеспечивать надежность действия защиты при коротких замыканиях, когда напряжение в сети у места включения защиты может сильно снижаться или полностью отсутствовать.

Источники оперативного выпрямленного тока на проектируемом предприятии являются специальные блоки питания, подключаемые к измерительным трансформаторам. Блоки питания позволяют получить выпрямленное при всех видах КЗ. Блоки питания делятся на токовые и блоки напряжения. При использовании блоков питания для питания оперативных цепей сохраняются преимущества постоянного тока, заключающиеся в применении более совершенной в конструктивном отношении релейной и другой аппаратуры, и отпадает потребность в аккумуляторной батарее как в источнике постоянного тока.

7.2 Выбор автоматических выключателей

Защита QF19:

Выбран ВА 55 – 43 с $I_{рц.ном} = 1600$ А.

Устанавливаем токовую отсечку с выдержкой времени:

$$I''_{сз} \geq k''_{отс} I_{пер} \quad (70)$$

где $k''_{отс}$ – коэффициент отстройки второй ступени ВА, $k''_{отс} = 1,5$;

$I_{пер}$ – ток перегрузки, А.

$$I_{пер} = k' I_{раб.мах} + k_{сзп} I_{раб.мах} \quad (71)$$

$$I_{пер} = 1 \cdot 1273 + 2 \cdot 1273 = 3819 \text{ А}$$

где $k_{сзп}$ – коэффициент самозапуска электрических двигателей;

$I_{раб.мах}$ – максимальный ток в трансформаторе в нормальном режиме, А.

Рассчитываем кратность тока срабатывания защиты к номинальному току расцепителя:

$$I''_{сзQF19} \geq k''_{сзQF19} I_{рц.ном} \quad (72)$$

$I''_{сзQF19} = 5 \cdot 1600 = 8000 \text{ А} > 5728,5 \text{ А}$. Условие выполняется.

$$k''_{ч} = \frac{I_{кmin}}{I''_{сзQF19}} \geq 1,25$$

$$I_{кmin} = I^{(2)} k_6 = 0,56 \cdot \frac{10}{0,4} = 14 \text{ кА}$$

$$k''_{ч} = \frac{14000}{800} = 1,75$$

Чувствительность достаточная. $t''_{сз} = 0,1 \text{ с}$.

Ток срабатывания защиты 3-й ступени:

$$I'''_{сз} \geq k'''_{сз} I_{рц.ном} \quad (73)$$

где $k'''_{сз} = 1,25$ – коэффициент отстройки 3-й ступени.

$$I'''_{сз} = 1,25 \cdot 1600 = 2000 \text{ А}$$

$$t'''_{сзQF19} = 4 \text{ с при } 6 I_{рц.ном}$$

Чувствительность МТЗ:

$$k'''_{ч} = \frac{I_{кmin}}{I'''_{сзQF19}} \geq 1,5$$

$$k'''_{ч} = \frac{14000}{2000} = 7 > 1,5$$

Чувствительность достаточная.

Для автоматического выключателя ВА 55 – 43 $I'_{сз} = 31 \text{ кА}$, т.к. на месте установки нашей защиты таких токов нет, токовая отсечка работать не будет.

Защита QF21; QF23:

Выбран ВА 75 – 45 [8].

$$I_{Q \text{ ном}} = 2500 \text{ А}; I_{рц.ном} = 2500 \text{ А}$$

$I''_{сзQF23} = 5 \cdot 2500 = 12500 \text{ А} > 2500 \text{ А}$. Условие выполняется.

Проверка чувствительности:

$$k_{\text{ч}} = \frac{20500}{12500} = 1,64 > 1,25$$

Чувствительность достаточная.

Для ВА 75 – 45 $I'_{сз} = 36 \text{ кА}$.

7.3 Защита плавкими предохранителями

Защита плавкими предохранителями FU 19:

$$I_{\text{вс ном}} = (1,5 - 2) I_{\text{Т ном}} \quad (74)$$

$$I_{\text{Т ном}} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 10} = 36,4 \text{ А}$$

$$I_{\text{вс ном}} = 1,4 \cdot 36,4 = 50,96 \text{ А}$$

Для согласования характеристик на карте селективности выбираем ПКТ – 103 – 10 – 100 – 20УЗ.

Обеспечение термической стойкости:

$$k = \frac{I^{(3)}_{\text{квн.мах}}}{I_{\text{Т ном}}} \quad (75)$$

$$k = \frac{640}{36,6}$$

$$t_{\text{доп}} = \frac{1500}{k^2} \quad (76)$$

$$t_{\text{доп}} = \frac{1500}{17,6^2} = 4,8 \text{ с}$$

Для FU19: $I^{(3)}_{к6} = 640 \text{ А}$

Полное время отключения трансформатора $t_{\text{пр}} = 0,9 < 4 \text{ с}$ (согласно ПУЭ).

Защита предохранителями FU21; FU23:

$$I_{T \text{ ном}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 57,5 \text{ А}$$

$$I_{\text{вс ном}} = 2 \cdot 57,5 = 115,4 \text{ А}$$

$$I_{\text{вс ном}} \geq 1,4 \cdot 57,5 = 80,78 \text{ А}$$

Выбираем ПКТ – 103 – 10 – 160 – 20У3.

Для FU21: $I_{\text{к7}}^{(3)} = 950 \text{ А}$ и для FU23: $k = \frac{950}{57,7} = 16,4$; $t_{\text{доп}} = \frac{1500}{16,4^2} = 5,6 \text{ с}$

Далее проведем расчет защиты КЛ 2 (А2).

7.4 Защита кабельной линии КЛ 2 (А2)

Защита А2 включает в себя токовую отсечку, максимальную токовую защиту от замыканий на землю.

Токовая отсечка.

Для выполнения защиты используется реле РТ – 40, соединенные по двухфазной двух релейной схеме с коэффициентом схемы $k_{\text{сх}}^{(3)} = 1$, $k_{\text{сх}}^{(2)} = 1$.

Селективность отсечки обеспечивается выбором ее тока срабатывания:

$$I'_{\text{сз}} = k'_{\text{отс}} I_{\text{к внmax}}^{(3)} \quad (77)$$

где $I_{\text{к внmax}}^{(3)}$ – ток трехфазного короткого замыкания в точке К8, А;

$k'_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки 1-й ступени.

$$I'_{\text{сзА2}} = 1,2 \cdot 950 = 1140 \text{ А}$$

Ток срабатывания реле:

$$I'_{\text{ср}} = \frac{k'_{\text{отс}} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)} \cdot I_{\text{кз}}^{(3)}}{K_{\text{р}}} \quad (78)$$

$$I'_{\text{ср}} = \frac{1,2 \cdot 1 \cdot 1140}{42,6} = 32 \text{ А}$$

где $K' = 212,8/5 = 42,6$ – коэффициент трансформации тока.

Проверим выбранную защиту по чувствительности:

$$k'_{\text{ч}} = \frac{k^{(2)}_{\text{сх}} \cdot I^{(2)}_{\text{кmin}}}{k^{(3)}_{\text{сх}} \cdot I'_{\text{кmin}}} > 2$$

$$\text{В точке К2: } k'_{\text{ч}} = \frac{1 \cdot 7170}{1 \cdot 1140} = 6,3 > 2$$

$$\text{В точке К3: } k'_{\text{ч}} = \frac{1 \cdot 6670}{1 \cdot 1140} = 5,8 > 2$$

$$\text{В точке К5: } k'_{\text{ч}} = \frac{1 \cdot 5700}{1 \cdot 1140} = 5 > 2$$

Чувствительность достаточная.

Максимальная токовая защита выполняется с использованием реле РТ – 40, соединенных по двухфазной двух релейной схеме $k^{(3)}_{\text{сх}} = 1$, $k^{(2)}_{\text{сх}} = 1$.

Ток срабатывания защиты:

$$I_{\text{сз}}^{//} = \frac{k^{///}_{\text{отс}} \cdot k_{\text{сзп}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{раб.мах}} \quad (79)$$

$$I_{\text{сз}}^{//} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,8} \cdot 212,8 = 478,8 \text{ А}$$

где $k^{///}_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки 3-й ступени, $k^{///}_{\text{отс}} = 1,2$;

$k_{\text{в}}$ – коэффициент возврата, $k_{\text{в}} = 0,8$;

$k_{\text{сзп}}$ – коэффициент самозапуска, $k_{\text{сзп}} = 1,5$.

Ток срабатывания реле:

$$I_{\text{ср}}^{///} = \frac{k^{///}_{\text{отс}} \cdot k_{\text{сзп}}}{k_{\text{в}}} \cdot \frac{k^{(3)}_{\text{сх}} \cdot I_{\text{раб.мах}}}{k'} \quad (80)$$

$$I_{\text{ср}}^{///} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,8} \cdot \frac{1 \cdot 478,8}{42,6} = 25,3 \text{ А}$$

Проверка чувствительности защиты в зоне ближнего резервирования в точке К3:

$$k_{\text{ч}} = \frac{1,6670}{1,478,8} = 13,9 > 2$$

Защита от замыканий на землю выполняется на основе ЗЗП – 1.

Удельный емкостной ток линии:

Для ААБ – 10(3×95) – $I_{\text{спг}} = 1,1$ А/км;

$$I_{\text{сз}} = k_{\text{отс}} k_{\text{бр}} I_{\text{с}} \quad (81)$$

где $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, $k_{\text{отс}} = 1,2$;

$k_{\text{бр}}$ – коэффициент, учитывающий бросок емкостного тока, $k_{\text{бр}} = 3$;

$I_{\text{с}}$ – собственный емкостной ток линии:

$$I_{\text{с}} = I_{\text{спг}} l \quad (82)$$

$$I_{\text{с}} = 1,1(0,17+0,12+0,075) = 0,4 \text{ А}$$

$$I_{\text{сз}} = 1,2 \cdot 3 \cdot 0,4 = 1,44 \text{ А}$$

Суммарный емкостной ток всей электрически связанной сети:

$$I_{\text{с}\Sigma} = 1,1(0,095+0,2+0,195+0,365) + 1,23 \cdot 2 \cdot 0,2 = 1,43 \text{ А}$$

Принимаем $I_{\text{сз}} = 0,5$ А.

Тогда чувствительность:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{с}\Sigma}}{I_{\text{сз}}} \quad (83)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{1,43}{0,5} = 2,86 > 1,25$$

Чувствительность достаточная.

7.5 Защита кабельной линии КЛ1 (А1)

Токовая отсечка:

Ток срабатывания защиты:

$$I'_{сзА1} = k'_{отс} I^{(3)}_{к\text{ внмах}} \quad (84)$$
$$I'_{сзА1} = 1,2 \cdot 8210 = 9936 \text{ А}$$

Для выполнения защиты используется реле РТ – 40, соединенные по двухфазной двух релейной схеме с коэффициентом схемы $k^{(3)}_{сх} = 1$, $k^{(2)}_{сх} = 1$.

Коэффициент чувствительности:

$$k'_ч = \frac{I^{(2)}_{пк1}}{I'_{сзА1}} \quad (85)$$
$$k'_ч = \frac{8400}{9936} = 0,85 < 2$$

Чувствительность недостаточна, поэтому защиту выполняем при помощи токовой отсечки с выдержкой времени, тогда:

$$I''_{сзА1} = k''_{отс} I'_{сзА2} \quad (86)$$
$$I''_{сзА1} = 1,1 \cdot 1140 = 1254 \text{ А}$$

где $I'_{сзА2}$ – ток срабатывания защиты А2 отсечки без выдержки времени, А;

$k''_{отс}$ – коэффициент отстройки, $k''_{отс} = 1,1$.

Проверяем чувствительность:

$$k''ч = \frac{I^{(2)}_{пк2}}{I''_{сзА1}} \quad (87)$$
$$k''ч = \frac{7170}{1254} = 5,7 < 2$$

Время срабатывания защиты:

$$t''_{сзА1} = t'_{сзА2} + \Delta t \quad (88)$$
$$t''_{сзА1} = 0,75 + 0,5 = 1,25 \text{ с}$$

где Δt – ступень селективности, принимаем $\Delta t = 0,5\text{с}$.

Ток срабатывания реле:

$$I_{сз}''' = \frac{k'''_{отс} \cdot k_{сзп}}{k_{в}} \cdot I_{\text{раб.мах}} \quad (89)$$
$$I_{сз}''' = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,8} \cdot 1084,7 = 2286 \text{ А}$$

Коэффициент чувствительности для двухфазной двух релейной схемы на базе РТ – 40 :

– при дальнем резервировании:

$$k_{ч}''' = \frac{I_{к5}^{(2)}}{I_{сз}'''} = \frac{5700}{2286} = 2,5 > 1,2$$

– при ближнем резервировании:

$$k_{ч}''' = \frac{I_{к2}^{(2)}}{I_{сз}'''} = \frac{7170}{2286} = 3,1 > 1,5$$

Чувствительность удовлетворяет требованиям

Ток срабатывания реле:

$$I_{ср}''' = \frac{I_{сз}'''}{k_{л}} \quad (90)$$
$$I_{ср}''' = 2286/200 = 11,43 \text{ А}$$

Время срабатывания защиты $I_{ср}'''$ выбираем по ступенчатому принципу и уточняется по карте селективности.

Защита от замыканий на землю. Неселективная сигнализация от замыканий на землю выполняется в виде максимальной защиты напряжения нулевой последовательности. Реле напряжения подключается к трансформатору напряжения, установленного на шинах ГРП предприятия. Для этой цели используется его дополнительная обмотка, соединенная в разомкнутый треугольник. При отсутствии замыкания на землю на выводах разомкнутого треугольника имеется напряжение небаланса порядка 4 В. Поэтому напряжение срабатывания реле $U_{ср}$ принимается равным 6 В. При замыкании на землю в любой точке электрически связанной сети напряжение на реле достигает 100 В и реле срабатывает.

7.6 Устройство автоматического включения резерва

«В системе электроснабжения при наличии двух и более источников питания целесообразно работать по разомкнутой схеме. При этом электроснабжение потребителей, потерявших питание, можно восстановить автоматическим подключением к другому источнику питания с помощью устройства автоматического включения резервного источника (УАВР)» [20].

Признаком потери питания является исчезновение напряжения, поэтому в качестве пусковых органов УАВР используют минимальное реле напряжения.

Время срабатывания УАВР:

$$t''_{АВР1} \geq t'''_{сз\max} + \Delta t \quad (91)$$

$$t''_{АВР1} \geq 0,75 + 0,5 = 1,25 \text{ с}$$

где $t'''_{сз\max}$ – максимальная выдержка времени максимальной токовой защиты линий, отходящих от шин ГРП;

Δt – ступень селективности, с.

Напряжение срабатывания минимального пускового органа:

$$U_{\text{ср1}} = 0,25 \frac{U_{\text{НОМ}}}{K_u} \quad (92)$$

где K_u – коэффициент трансформации трансформатора напряжения:

$$K_u = \frac{U_{1\text{НОМ}}}{U_{2\text{НОМ}}} = \frac{U_{\text{НОМ.СЕТИ}}}{U_{2\text{НОМ.TV}}} \quad (93)$$

$$K_u = \frac{10000}{100} = 100$$

$$U_{\text{ср1}} = 0,25 \frac{10000}{100} = 25 \text{ В}$$

Напряжение срабатывания максимального реле напряжения:

$$U_{\text{ср2}} = 0,65 \frac{U_{\text{НОМ}}}{K_u} \quad (94)$$

$$U_{\text{ср2}} = 0,65 \frac{10000}{100} = 65 \text{ В}$$

Требование однократного действия УАВР выполняется, если принять продолжительность воздействия на включение секционного выключателя:

$$t_{\text{АВР2}} = t_{\text{ВВ}} + t_{\text{зап}} \quad (95)$$

$$t_{\text{АВР2}} = 0,1 + 0,5 = 0,6 \text{ с}$$

где $t_{\text{ВВ}}$ – время включения выключателя, с;

$t_{\text{зап}}$ – время запаса, с.

Вывод по разделу

В данном разделе выбраны и рассчитаны цепи оперативного тока, плавкие предохранители, автоматические выключатели, УАВР, а также спроектирована защита КЛ1 и КЛ2.

Релейная защита и автоматика позволила повысить надежность электроснабжения установок по переработке нефти.

Заключение

В ходе работы над ВКР по теме «Разработка системы электроснабжения группы установок по переработке нефти» были определены:

- Расчетные нагрузки установок и расчетные нагрузки группы установок в целом. Полная мощность предприятия в результате расчетов составляет 20778 МВА;
- Определены мощность цеховых трансформаторов. В составе каждой из 12 КТП используется по два силовых трансформатора;
- Рассчитаны и выбраны компенсирующие устройства. В качестве компенсирующих устройств выбраны конденсаторные установки. Компенсация реактивной мощности позволила снизить нагрузку на силовое оборудование;
- Выбраны схемы внешнего и внутреннего электроснабжения. Выбор схемы проводился на основании технико-экономического расчета;
- Определены марки и сечение вводного и распределительных кабелей;
- Определены токи КЗ в заданных точках схемы электроснабжения предприятия. Самым большим ударным током обладает КЗ в точке К1 на стороне 10 кВ;
- По рассчитанным токам КЗ были выбраны и проверены с использованием данных каталогов производителей и расчетов вакуумные выключатели, измерительные трансформаторы напряжения и тока, шины, изоляторы, а также вводные автоматические выключатели 0,4 кВ.
- Рассчитана релейная защита цехового трансформатора; кабельных линий 10 кВ и УАВР, цепи оперативного тока, выбраны плавкие предохранители, автоматические выключатели, а также спроектирована защита КЛ1 и КЛ2.

Список используемых источников

1. Вакуумный выключатель [Электронный ресурс] : Официальный сайт НПП Контакт. URL: http://www.kontakt-saratov.ru/vikl_vbe_10_31-5/konstrukciya_vbe_10_31-5/ (дата обращения: 08.02.2022).
2. ГОСТ 28249-93 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением ниже 1 кВ [Электронный ресурс] : утв. приказом от 21.10.1993. URL: <http://docs.cntd.ru/document/gost-28249-93> (дата обращения: 08.02.2022).
3. ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электроэнергии в системах электроснабжения общего назначения [Электронный ресурс] : введен в действие Приказом Росстандарта от 22.07.2013 N 400-ст. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200104301> (дата обращения: 08.02.2022).
4. ГОСТ 55706-2013 Освещение наружное утилитарное. Классификация и нормы (Переиздание) [Электронный ресурс] : утв. и введен в действие Приказом Росстандарта от 08.11.2013 N 1360-ст. URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200105703> (дата обращения: 08.02.2022).
5. ГОСТ Р 52719-2007 Трансформаторы силовые. Общие технические условия [Электронный ресурс] : утв. приказом №60-ст от 09.04.2007. URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200050072> (дата обращения: 08.02.2022).
6. ГОСТ Р 55710-2013 Освещение рабочих мест внутри зданий [Электронный ресурс]: утв. и введен в действие Приказом Росстандарта от 08.11.2013 N 1364-ст. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200105707> (дата обращения: 08.02.2022).
7. Нерегулируемые конденсаторные установки типа УКЛ(П) [Электронный ресурс]: Официальный сайт ТОО «Усть-Каменогорский конденсаторный завод». URL: <https://www.ukkz.com/ru/catalog/u-k/visokogo-napryazheniya/modernizirovannye.html> (дата обращения: 08.02.2022).

8. Номенклатурный каталог электрооборудования высокого, среднего и низкого напряжения [Электронный ресурс] : Каталог ПКФ «Автоматика». URL: <http://www.tulaavtomatika.ru/pdf/Nomenkl2014.pdf> (дата обращения: 08.02.2022).

9. НТП ЭПП-94 Проектирование электроснабжения промышленных предприятий [Электронный ресурс] : Нормы технологического проектирования (1 редакция) принятые Тяжпромэлектропроект от 01.01.1994. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200030085> (дата обращения: 08.02.2022).

10. Правила устройства электроустановок. 7-е издание / Ред. Л.Л. Жданова, Н. В. Ольшанская. М.: НЦ ЭНАС, 2013. 104 с.

11. Расчет сетей по потерям напряжения [Электронный ресурс] : интернет-сайт. URL: <http://electricalschool.info/main/elsnabg/905-raschet-setejj-po-poterjam-naprzazhenija.html> (дата обращения: 08.02.2022).

12. РТМ 36.18.32.4-92 Указания по расчету электрических нагрузок [Электронный ресурс] : Руководящий технический материал утв. техническим циркуляром ВНИПИ Тяжпромэлектропроект от 30.07.1992 N 359-92. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200032239> (дата обращения: 08.02.2022).

13. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение [Электронный ресурс]: Свод правил. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95 утв. Приказом Минстроя России от 07.11.2016 N 777/пр. URL: <http://docs.cntd.ru/document/456054197> (дата обращения: 08.02.2022).

14. Трансформатор тока ТЛК-10 [Электронный ресурс] : Официальный сайт ООО «Новочебоксарский электромеханический завод». URL: https://nemz.ru/transformator_tlk-10 (дата обращения: 08.02.2022).

15. Трансформаторы тока ТПЛК-10 [Электронный ресурс] : Официальный сайт ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока». URL: https://www.cztt.ru/tplk_10.html (дата обращения: 08.02.2022).

16. Shabdin N.H., Padfield R. Sustainable Energy Transition, Gender and Modernisation in Rural Sarawak. *Chemical Engineering Transactions* vol.56, 2017. p.259-264.

17. Donoso P., Schurch R., Ardila J., Orellana L. Analysis of Partial Discharges in Electrical Tree Growth Under Very Low Frequency (VLF) Excitation Through Pulse Sequence and Nonlinear Time Series Analysis. *IEEE Access* Vol. 8. 2020. p.673-684.

18. Benthaus M. A coupled technological-sociological model for national electrical energy supply systems including sustainability. *Energy, Sustainability and Society* Vol. 9, №1. 2019. p.1-16.

19. Escrivá-Escrivá G., Roldán-Blay C., Roldán-Porta C., Serrano-Guerrero X. Occasional Energy Reviews from an External Expert Help to Reduce Building Energy Consumption at a Reduced Cost. *Energies* Vol. 12, №15. 2019. 14 p.

20. Xiao Han, Jing Qiu, Lingling Sun, Wei Shen, Yuan Ma, Dong Yuan. Low-carbon energy policy analysis based on power energy system modeling. *Energy Conversion and Economics*. 2020. p.34-44.