

Федеральное государственное автономное образовательное  
учреждение высшего образования  
«Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого»

Институт энергетики и транспортных систем  
Кафедра «Электрические станции и автоматизация энергетических систем»

Диссертация допущена к защите  
Зав. кафедрой, к.т.н., доцент

\_\_\_\_\_ М.Г. Попов

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.

**ДИССЕРТАЦИЯ**  
на соискание ученой степени  
**МАГИСТРА**

Проектирование электрической части КЭС мощностью 840 МВт в г. Захо  
Республики Ирак

Направление: 13.04.02 «Электроэнергетика и  
электротехника»  
Магистерская программа: «Электроэнергетические установки  
электрических станций и подстанций»

Выполнил  
студент гр. 63211/1 \_\_\_\_\_ Х.В. ЛСаад

Руководитель  
к.т.н., доцент \_\_\_\_\_ О.А. Васильев

Консультанты  
по экономической части, д.э.н., профессор \_\_\_\_\_ Р.В. Окороко

по охране труда, к.т.н., профессор \_\_\_\_\_ К.Р. Малаян

г. Санкт-Петербург  
2017 год

## РЕФЕРАТ

Стр.97, рис.24, табл.46,

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** КЭС, МОЩНОСТЬ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК, ТУРБОГЕНЕРАТОР, СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ, КОММУТАЦИОННЫЕ АППАРАТЫ, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ТОКОПРОВОД, КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ.

В данной работе выполнена проектирования новой станции КЭС с тремя генераторами, установленной мощностью 840 МВт и распределительным устройством 400 кВ.

Для каждого распределительного устройства выбрана схема распределительных устройств. Для питания собственных нужд выбрано количество и мощность основных и резервных ТСН.

Рассчитаны токи короткого замыкания для корректного выбора коммутационного и измерительного оборудования.

На основании результатов расчета токов короткого замыкания выбраны выключатели, разъединители, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, оборудование РУ КЭС.

Выполнена сравнение стандартов РФ и международной электротехнической комиссии по качеству электрической энергии.

Рассчитана себестоимость КЭС и рассмотрены вопросы безопасности труда.

Содержание	
Введение .....	1
1. Обзор энергосистемы Ирака .....	3
1.1 История развития электроэнергетической системы.....	3
1.2 Структура ЭЭС Ирака. Пути восстановления .....	8
1.3 Энергетический потенциал Ирака. ....	18
1.4. Сравнительный анализ государственных стандартов Российской Федерации и международной электротехнической комиссии по качеству электрической энергии .....	23
Выводы по главе 1 .....	24
2. Проектирование электрической части кэс мощностью 840 мвт. ....	28
2.1 Выбор мощности и типа турбогенераторов .....	29
2.2 Выбор структурной схемы кэс .....	30
2.3 Выбор основного силового оборудования .....	31
2.4 Выбор главной схемы электрических соединений кэс .....	33
2.5 Расчет токов короткого замыкания.....	35
2.6. Выбор коммутационного и измерительного оборудования и токоведущих частей.....	45
Выводы по главе 2 .....	64
3. Построение системы измерений для проектируемой электростанции	65
3.1 Система сбора и передача информации .....	65
3.2 Автоматизированная информационно-измерительная система технического/коммерческого учета электроэнергии. ....	66
3.3 Система мониторинга и управления качества электроэнергии .....	72
3.4 Надежность оборудования .....	73
Выводы по главе 3 .....	75

4. Экономическое обоснование .....	76
Выводы по главе 4 .....	78
5. Безопасность труда на проектируемой электростанции .....	79
5.1 Требования безопасности к персоналу .....	79
5.2 Требования безопасности к оборудованию и проведению работ...	81
5.3 Меры защиты людей на территории тэс.....	85
5.4 Пожарная безопасность.....	86
Выводы по главе 5 .....	87
Заключение .....	88
Список литературы .....	89
Приложение 1 главная схема электрических соединений.....	92
Приложение 2 схема КРУЭ 420 кВ .....	93
Приложение 3 схема системы измерений, учёта и контроля качества электрической энергий .....	94

## ВВЕДЕНИЕ

Электрическая энергия – источник жизненной силы современных государств, основа высокого уровня жизни, развитой экономики и национальной безопасности. Энергетические проблемы – одни из важнейших мировых проблем современности.

Недостаточность производства электроэнергии в Ираке и ее дороговизна сдерживают не только развитие промышленности и перерабатывающих отраслей, но и социальное развитие страны. Экономика Ирака развивалась очень динамично и стремительно в 70-е годы XX века. Средства от продажи нефти и газа, которые получал Ирак, были огромными. После прихода к власти Саддама Хусейна и ирано-иракской войны (1980–1988 годы) экономика страны начала деградировать и быстро пришла в упадок. Вместе с этим понизился уровень жизни местного населения. После войны в Персидском заливе экономика страны еще больше ухудшилась. Вследствие экономических санкций в 90-х годах торгово-экономическая активность в Ираке стремительно снижалась. Значительная часть производственных мощностей в нефтяной промышленности, объектах инфраструктуры, энергетике и в других базовых отраслях оказалась разрушенной.

Сейчас для развития электроэнергетической системы (ЭЭС) Ирака необходимо применение новых подходов и методов управления режимами ЭЭС. Для обеспечения потребностей Ирака в электроэнергии требуется сооружение новых электростанций, что требует значительного времени и финансовых инвестиций. Альтернативой строительству дополнительных станций и линий электропередач является экономия и улучшение качества электроэнергии и надежности электроснабжения.

Снижение качества электрической энергии может привести к изменениям режимов работы ЭЭС, в результате чего снижается производительность рабочих механизмов, ухудшается качество продукции, сокращается срок службы электрооборудования, повышается вероятность возникновения аварий.

Актуальность повышения качества электроэнергии рассмотрена в исследованиях российских и зарубежных ученых: Д.С. Александрова, Е.Ф. Щербакова, С. С. Ананичева, А. Л., Мызина, А. П. Бурмана и В.А. Строева, И. К. Валерия, В. Э. Воротницкого, С.В., Заслонова, М. А. Калинкиной, Dr. Suad Ibrahim Shahl, Fang Lin Luoand, G. Heydt, S. Kalsi, E. Kyriakides, Leff Larkin, Pfrsons Brinckerhoff, Mladen Kezunovic, James D. McCalley, Thomas J. Overbye и др.

Таким образом, тема данной работы является актуальной.

Вопросы решаемые в ходе работы над диссертацией:

1. Анализ энергосистемы Ирака, а также существующих способов и средств повышения качества поставляемой электроэнергии. Рассмотреть альтернативные источники энергоснабжения.

2. Сравнительная оценка стандартов РФ и международной электротехнической комиссии по качеству электрической энергии.

3. Проектирование новой станция КЭС с тремя генераторами мощностью 840 МВт и распределительным устройством 400 кВ в г. Захо в Северном Ираке.

4. Построение системы измерений для проектируемой электростанции . Анализировать показатели качества электроэнергии.

## 1. ОБЗОР ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ИРАКА

### 1.1 ИСТОРИЯ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ.

Считается, что электричество появилось в Ираке в 917 году. В это время на территорию Ирака пришла британская армия, которая построила первую в стране электростанцию «Alaboukhana». Также в разных районах Багдада установили несколько генераторов.

Существует предположение, что электричеством в этой местности пользовались и ранее? В 1937 году немецкий археолог Вильгельм Кениг обнаружил доказательства того, что в I веке н. э. одна из древних культур не только использовала электрическую энергию, но и нашла пути её генерирования.

Во время раскопок под Багдадом Вильгельм Кениг нашел глиняные кувшины, внутри которых находились цилиндры из меди [1]. Эти цилиндры были закреплены на дне глиняных сосудов при помощи смолы. Сначала ученый не придавал этому значения. Но после войны в начале 1980-х раскопки в Ираке продолжили. Неподалеку от шумерского города Селевкия ученые снова обнаружили глиняные сосуды, которые напоминали цветочные вазы (рис.1.1).

Как выяснилось позже, красивые вазы оказались гальваническими элементами. Сосуды наполнили лимонным соком, и между железным стержнем и медным цилиндром обнаружилась разность потенциалов в половину вольта. Пошел электрический ток. Примерно в это же время изображения подобных ваз-батарей нашли и на стенах египетских домов.

Рейнхард Хабек обнаружил рисунки, на которых египетские фараоны держали в руках грушевидные предметы с волнистыми линиями, напоминающими змей, внутри.

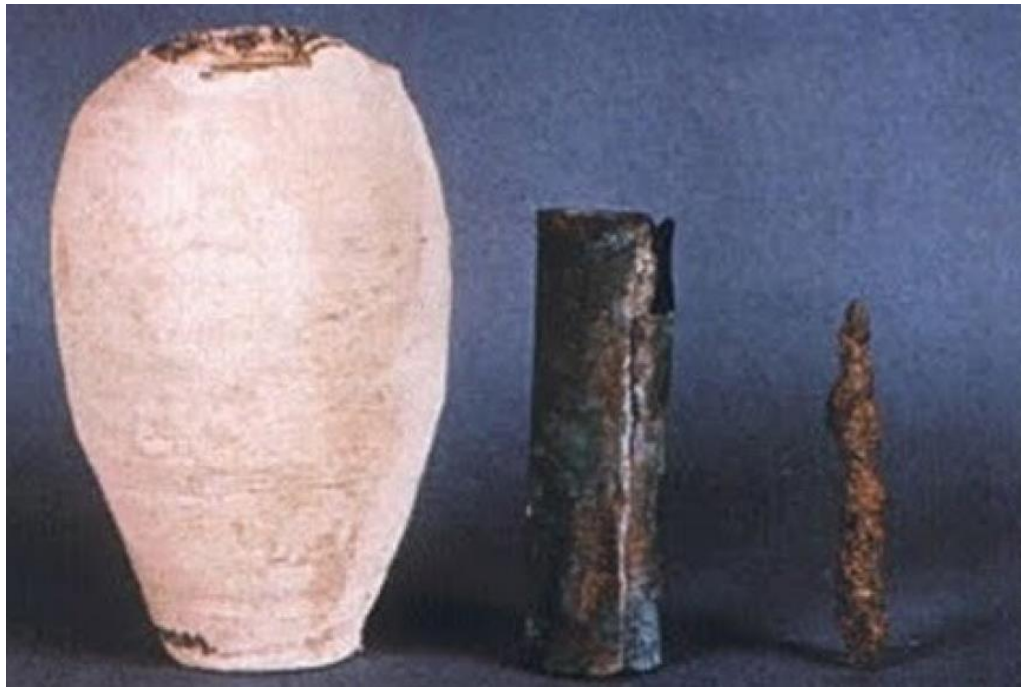


Рисунок 1.1. Древние вазы Вавилона. Первые гальванические элементы

От них шли «кабель» и «шланги» (рис. 1.2). Укреплялись они на стойках. Доказано, что грушевидные объекты с линиями внутри – это лампы электрических светильников, а стойки – это высоковольтные изоляторы [1].



Рисунок 1.2. Изображения ваз-батарей на стенах египетских домов

Багдадский аккумулятор (рис 1.3.) - доказательство того, что древнее человечество использовало электрическую энергию. Аккумуляторная батарея



из далекого прошлого дает нам понять, что гальванические системы - не такое уж и новое открытие, а скорее предмет, который применяли ещё во времена древних цивилизаций. Причем по конструктивному исполнению гальванические системы, используемые на сегодняшний день, мало чем отличаются от древней батарейки [2].

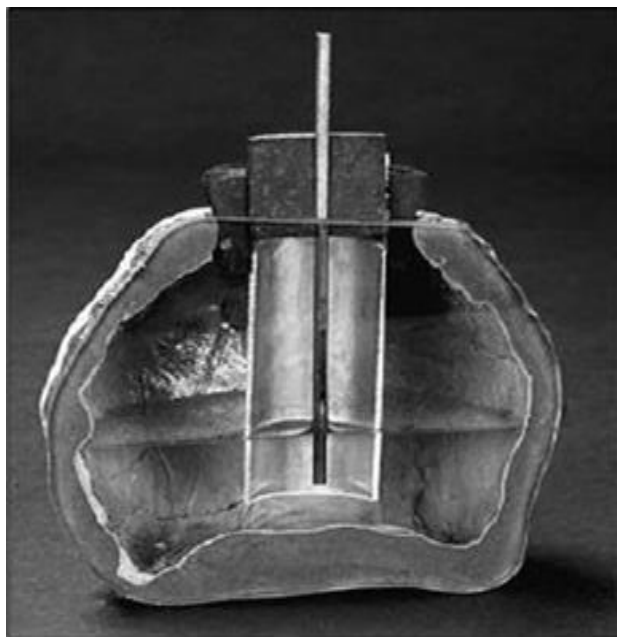


Рисунок 1.3. Действующая модель «багдадской батарейки»

Электроэнергия стала доступна для жителей Ирака в 1918 году, а в 1931 году состоялось открытие первой национальной электростанции. В 1952 году мощность всех электростанций страны достигла 41 МВт. В семидесятых годах прошлого века Ирак создал централизованную систему генерации и распределения электроэнергии, которая охватила большую часть территории страны, в том числе и самые отдаленные населенные пункты. До 1991 года в Ираке производилось количество электроэнергии, вдвое превышающее потребности страны, избыток её экспортировался в соседнюю Турцию [2].

До начала первой войны в Заливе система электроснабжения Ирака имела возможность удовлетворить объёмы потребления населения, так как суммарная мощность электростанций государства составляла до 12 000 МВт в то время, как уровень потребления электроэнергии не превышал 5800 МВт (с

пиковой нагрузкой до 7500 МВт). В ходе первой войны в Персидском заливе большинство электростанций Ирака оказались выведенными из строя. Во время бомбардировок коалиционные силы не ставили перед собой цели полного уничтожения объектов, что дало стране возможность после окончания войны в течение относительно короткого срока восстановить почти 70% производственных мощностей. Ирак почти сразу достиг производственной мощности 4470 МВт с обслуживанием и восстановлением, и постепенно увеличивал мощности до уровня 14 000 МВт в 2010 году. Пиковая нагрузка в перспективе оценивается примерно в 20 000 МВт (Таблица 1.2, рис. 1.4).

Таблица 1.2. Производство и спрос на электроэнергию в Ираке

Годы	1955	1990	2002	2003	2006	2008	2010	2012
Проектная мощность, МВт	50	9300	3300	4470	4280	6000	8000	10000
Спрос, МВт	30	5100	6000	6400	8180	10000	14000	16000

Иракское правительство, не имея возможности проводить необходимые техническое обслуживание и восстановление в полной мере из-за экономической блокады и нехватки средств, проводило минимальное техническое обслуживание электростанций.



Рисунок 1.4. Производство и спрос на электроэнергию в Ираке  
Сейчас электростанции Ирака нуждаются в постоянном обслуживании и восстановлении. К примеру, для генерации единичной мощности 500 МВт

необходимо ежегодное обслуживание, которое составляет примерно 10 миллионов долларов. Дополнительно каждые три года на процесс реабилитации необходимо около 50-100 млн. долларов. Система генерации мощностью 10 000 МВт потребует на содержание и реабилитацию до 500-800 млн. долларов в год.

До настоящего времени электричество подается потребителям только в течение 12 ч в день. Проблема полноценного электроснабжения населения, наряду с проблемой поставки питьевой воды, является наиболее актуальной для Республики Ирак .

## 1.2 СТРУКТУРА ЭЭС ИРАКА. ПУТИ ВОССТАНОВЛЕНИЯ

На данный момент энергосистема Ирака включает в себя: 8 гидроэлектростанций, 29 газотурбинных (ГТУ) ТЭС, 7 паротурбинные (ПТУ) ТЭС, 8 дизельных ДЭС (табл.1.3, рис. 1.5).

Электроснабжение на территории Ирака осуществляется с помощью: 24 подстанций напряжением 400/132 кВ общей мощностью 17000 МВА. В состав распределительных сетей электроснабжения (класс напряжения 132 кВ) входят 27 линий электропередачи, суммарная протяженность которых около 4500 км.

В систему также входят 208 подстанций напряжением 132/33 кВ общей мощностью 27000 МВА.

Суммарная протяженность распределительных сетей (класс напряжения 33 кВ) составляет около 12000 км.

Кроме того, к распределительным сетям в Ираке подключены множественные подстанции напряжением 33/11 кВ и 11 кВ общей длиной 11000 км воздушных и кабельных линий. Наибольшая доля распределительных сетей приходится на линии напряжением 11 кВ с общей длиной 52 000 км.

Таблица 1.3. Количество и мощность электростанций в Ираке [4]

Тип станции	Количество	Количество генераторов на станции	Количество работающих генераторов	Проектная мощность	Фактическая мощность	Производственная мощность	Уровень участия в производстве
				МВт	МВт	МВт	%
Паротурбинные электростанции	7	26	24	4820	4545	1514	20,8
Газотурбинные электростанции	29	157	142	9927	8877	4377	60
Мобильные электростанции	6	22	2	308	33	12	0,2
Дизельные электростанции	8	39	36	1007	947	338	4,6
Гидроэлектростанции	8	37	33	2513	2399	613	8,4
Хундай дизельные	9	12	12	360	360	118	1,6
Дизельные корабли		36	36	900	900	287	3,9
Дизельпомощь		212	100	290	75	35	0,5
Всего	67	541	385	20125	18136	7294	100

Электрические сети страны разделены по уровням напряжений, имеют определенное назначение и охватывают различные территории.

По величине номинального напряжения в стране выделяют электрические сети напряжением: 220 В, 400 В, 11 кВ, 33 кВ, 132 кВ, 400 кВ (рис.1.5).

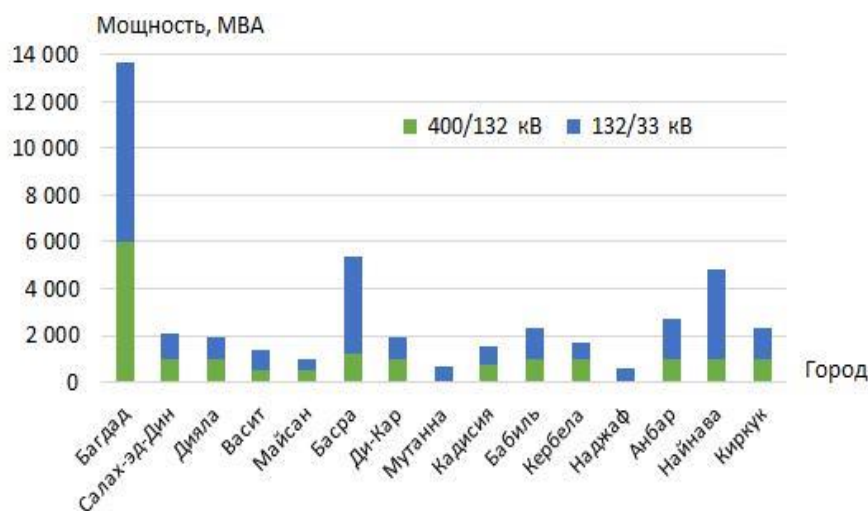


Рисунок 1.5. Мощность электростанций напряжением 400/132 и 132/33кВ в Ираке, распределённая по городам.

Сети разделяют на сети с напряжением до 1 кВ и выше 1 кВ. В свою очередь электрические сети напряжением выше 1 кВ условно делятся на сети среднего напряжения (СН) и высокого напряжения (ВН).

Выделяют системообразующие и распределительные электрические сети. Системообразующие сети объединяют крупные электростанции для параллельной (совместной) работы, осуществляют передачу электроэнергии от электростанций к системным подстанциям. Основа распределительных сетей - потребительские подстанции и распределительные линии электропередачи. Они служат для распределения электроэнергии на закрепленной территории: от крупных системных подстанций до потребителей.

По характеру питаемых потребителей различают:

- городские,
- промышленные,
- сельскохозяйственные сети,

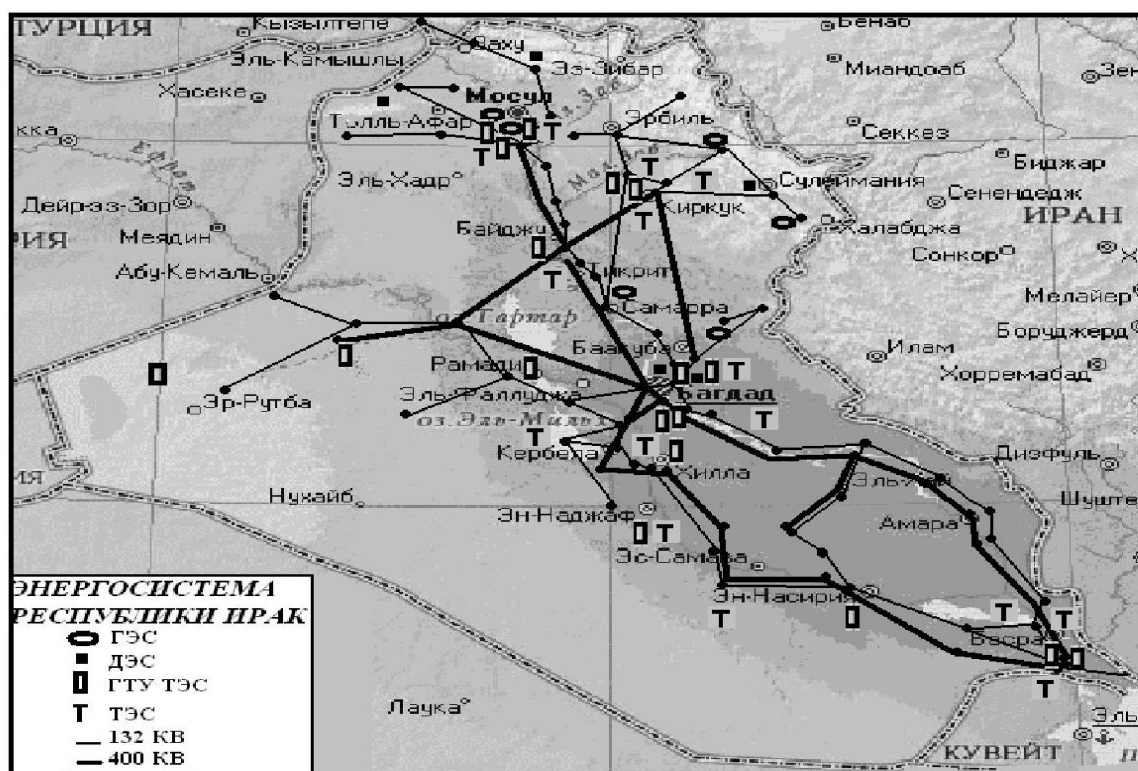


Рисунок 1.6. Расположение основных энергоисточников и линий электропередачи в Республике Ирак

Сельскохозяйственные сети характеризуются малой плотностью нагрузки и длительной протяжённостью, из-за чего увеличиваются потери электроэнергии. Промышленные сети имеют большую плотность нагрузки и незначительную протяжённость. Промежуточное положение занимают городские электрические сети.

Электрические сети делят на замкнутые и разомкнутые. В замкнутых сетях потребитель получает питание не менее, чем с двух сторон. В разомкнутых сетях каждый потребитель получает питание только, с одной стороны. [3].

Суммарная установленная мощность оборудования, используемого в ЭЭС Ирака, составляет порядка 15 ГВт. Средний КПД по производству электроэнергии станций, работающих на органическом топливе, составляет 38%. Список наиболее крупных электростанций энергосистемы Ирака приведен в табл. 1.4.

Таблица 1. 4. Общая характеристика электростанций Республики Ирак [4]

Местоположение электростанции	Мощность, МВт	Год ввода в эксплуатацию
ПТУ ТЭС (общая установленная мощность – 5195 МВт)		
Аль-Дора	640	1988
Насирия	840	1978
Муссаиб	1200	1987
Харта	800	1979
Байджи	1320	1983
ГТУ ТЭС (общая установленная мощность – 6396 МВт)		
Зубейр	498	1977
Южная Багдад	646	2005
Кодас	910	2002
Мосул	290	1976
Банжи	797	2003
Эрбиль	492	2008
Мулла Абдулла	462	1981
Киркук	330	2005
Муссаиб	400	2008
ГЭС (общая установленная мощность – 2523 МВт)		
Мосул	1050	1986
Хадита	660	1986
Докан	400	1978
Дербиндхан	249	1990
ДЭС (общая установленная мощность – 438 МВт)		
Дохук	29	1988
Сулеймания	29	1965
Эрбиль	29	1978
Самава	60	1987

Ирак - третья страна в мире по разведанным запасам углеводородного сырья (подтвержденные резервы в более 115 млрд бар.) Экспорт нефти приносят около 90 % дохода в бюджет страны. Графики объемов добычи нефти и дальнейшего ее использования представлены на рис.1.7 .

В настоящее время электростанции Ирака в качестве топлива используют природный газ, сырую нефть, мазут и дизельное топливо, Структура топливоиспользования за 2009 г, приведена на рис. 1.8. Как видно из рисунка, суммарная доля сырой нефти и нефтепродуктов составляет около 74 % [3].



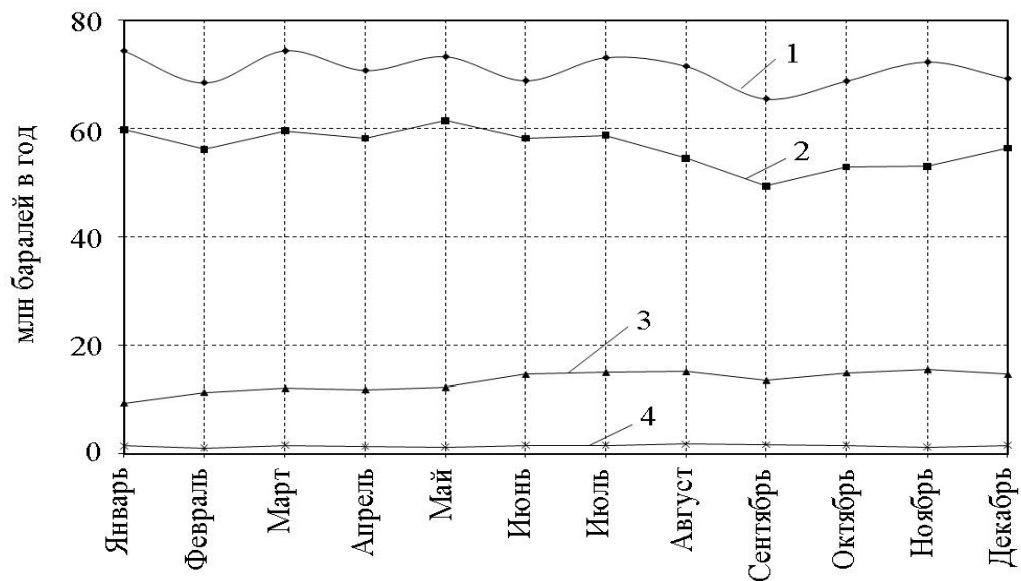


Рисунок 1. 7. Объемы добычи и использования нефти в Ираке; 1 - общий объем добычи; 2 - то же на экспорт; 3 - то же на нефтеперерабатывающие заводы; 4 - то же непосредственно на ТЭС [4].

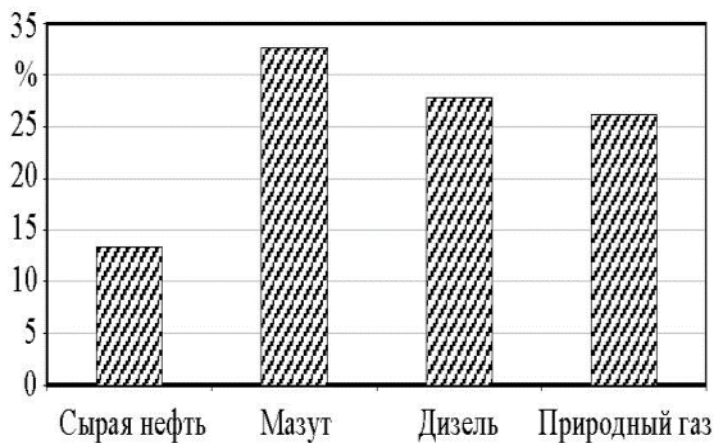


Рисунок 1.8. Структура топливоиспользования за 2009

Электрическую энергию производят во всех провинциях Ирака в зависимости от тех природных ресурсов, которые в них имеются (рис. 1.9) [4].

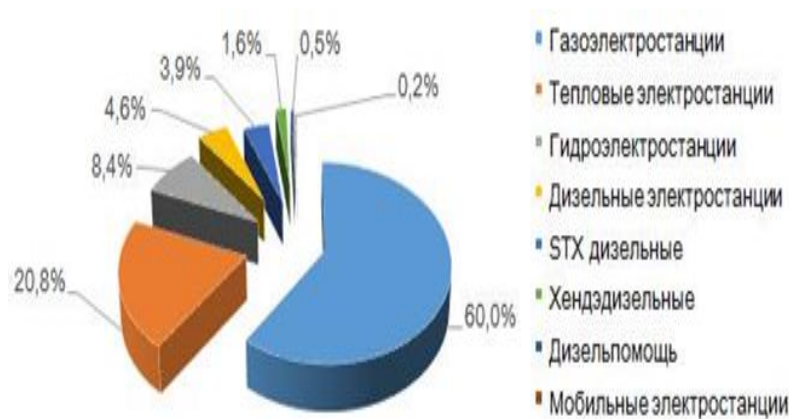


Рисунок 1.9. Уровень участия электростанций в производстве электроэнергии, %, в электроэнергетической системе Ирака

Администрирование и контроль в Иракской энергосистеме осуществляют следующие структуры (рис. 1.10):

1. Национальный центр контроля (напряжением 400кВ). Осуществляет управление оперативным режимом электрической системы напряжением 400 кВ; координирует работу трех центров напряжением 132 кВ (центр контроля Центр, центр контроля Южная, центр контроля Северная).

2. Центр контроля «Центр» совместно с национальным центром контроля управляет оперативным режимом электрической системы напряжением 132 кВ в Багдаде, Дияле, Ббеле, Кадисии, Кербеле, Надже.

3. Центр контроля «Южная» в координации с национальным центром контроля управляет оперативным режимом электрической системы напряжением в таких областях, как Басра, Ди-Кар, Майсан, Мутанна.

4. Центр контроля «Северная» в координации с национальным центром контроля управляет оперативным режимом электрической системы (напряжение 132 кВ) в Салах-эд-Дине, Найнаве, Киркуке.

5. Связь и информация в Центральном регионе несет ответственность за передачу информации на электростанции, находится в районе центра контроля «Центр», а также осуществляет связь с командами технического обслуживания.

6. Связь и информация в Южном регионе ответственны за связь и передачу информации на электростанции, находится в районе центр контроля

«Южная», а также осуществляет связь с командами технического обслуживания.

7. Связь и информация в Северном регионе несет ответственность за связь и передачу информации на электростанции, находится в районе центра контроля «Северная», а также осуществляет связь с командами технического обслуживания



Рисунок 1.10. Структура администрирования и контроля Иракской ЭЭС

Основные препятствия на пути к полному восстановлению энергосистемы Ирака:

- В соответствии с санкциями ООН государство обязано часть средств от сбыта нефти выплачивать в качестве компенсации Кувейту, из-за чего возникает недостаток финансовых средств, в том числе и для восстановления ЭЭС.

- В ходе военных действий электростанции были разрушены. Сейчас требуется их полное восстановление или строительство новых.

-Из-за нестабильности и отсутствия безопасности нет возможности производить работы по восстановлению энергосистемы в круглосуточном режиме (особого внимания требует восстановление линий электропередачи).

-Не хватает высококвалифицированных кадров для изучения ситуации, сложившейся в электроэнергетике, выявления основных вопросов и решения проблемы недостаточного производства, передачи и распределения электроэнергии.

-Экологическая проблема, связанная с засухой. Отсутствие осадков отрицательно сказывается на эффективности работы ГЭС.

- Дисбаланс между количеством производимой и потребляемой электроэнергией, к чему приводит повышение уровня жизни и ежегодный прирост населения в Ираке.

- Отсутствие научных разработок по использованию возобновляемых источников энергии (солнца, ветра и т. д.) применительно к условиям Республики Ирак [5].

В ближайшее время Республика Ирак намерена повысить надежность энергоснабжения страны, для чего планируется провести высоковольтные линии, которые соединят энергосистему страны с ЭЭС Иордании и Египта, а в дальнейшем - с ЭЭС Сирии, Ливана и Турции. При этом часть западного Ирака сможет получать электроэнергию из Египта через Иорданию. Возможно также получение 150 МВт из Сирии, 250 МВт из Ирана и 200 МВт из Турции. До 500 МВт смогут обеспечить мобильные электрогенерирующие установки. В перспективе восстановление электроэнергетики Ирака включает в себя также ремонт высоковольтных линий 132 и 400 кВ и опор, которые еще не приведены в рабочее состояние после военных действий .

В 2008 году министерством энергетики Ирака была утверждена программа, направленная на увеличение производственных мощностей, повышение эффективности передачи и распределения электроэнергии для

обеспечения внутреннего потребления. Программа предусматривала в период с 2009-го по 2014 г. поэтапную реабилитацию существующих и строительство новых объектов энергетики. В рамках этой программы правительство Ирака подписало предварительный контракт на поставку узлов и основных частей газотурбинных электростанций от компаний - производителей General Electric (7000 МВт) и Siemens (3560 МВт). Газотурбинные установки единичной мощностью 40, 125, 160, 260 МВт уже установлены в различных регионах Ирака в 2009-2012 гг[6].

### 1.3 ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ПОТЕНЦИАЛ ИРАКА.

Вышеперечисленные мероприятия входят в десятилетнюю программу развития электроэнергетики в Ираке. Согласно этой программе, правительство страны намерено инвестировать в развитие электроэнергетической отрасли ежегодно от 3 до 4 миллиардов долларов.

Одно из перспективных направлений повышения эффективности энергоснабжения Ирака – это внедрение комбинированных систем по производству электроэнергии и централизованного хладоснабжения. Ирак - одна из самых жарких стран мира, где применение охлаждения требуется, начиная с середины апреля до конца октября. Кроме кондиционирования воздуха увеличивается потребность в бытовых системах охлаждения, центральном хладоснабжении крупных промышленных предприятий и жилого сектора. В свою очередь внедрение комбинированного производства электроэнергии и холода позволит существенно повысить и эффективность топливоиспользования. Изменение климата, загрязнение окружающей среды и повышение спроса на нефть в Ираке способствуют развитию альтернативных источников энергии, таких, как ветровые энергоустановки, солнечные генераторы, генераторы, работающие на биотопливе, генераторы приливных волн, которые позволяют более эффективно использовать электроэнергию, производимую традиционными электростанциями.

Правительство Ирака приняло решение о том, что в ближайшие три года в стране построят солнечные электростанции и ветровые парки (рис.1.11), на что будет выделено 1,6 миллиарда долларов. Если эти мероприятия будут реализованы, то в общей электросети Ирака появятся дополнительные 400МВт энергии и больше не придется отключать подачу электроэнергии в поселках. Строить альтернативные источники энергии будут в пустынных регионах [7].



Рисунок 1.11. Ветропарк. Альтернативные источники энергии

Ожидается, что в будущем количество нетрадиционных источников возрастет. Появится возможность их подключения к электрической системе в разных точках, что позволит генерировать электричество в систему в распределённой форме, а не концентрированной, как на данный момент. Отличительная черта распределенных источников энергии, по сравнению с традиционными источниками, - это их небольшая мощность генерации и малая статическая и динамическая устойчивость при внешних возмущениях. Для достижения стабильной работы этих источников автоматическая синхронизация с сетью должна быть достаточной. Необходимо развитие и совершенствование предприятий приборостроения, автоматического управления и систем связи.

На данный момент в Ираке совместно с компанией «GAMA Holding» ведется реализация проектов, которые позволят энергетической системе страны выйти на новый уровень.

30 марта 2012 года «GAMA Holding» подписали с Главным управлением по электричеству и энергетике Басрах Министерства энергетики Ирака договор о восстановлении тепловой электростанции Хартха-4 (рис.1.12). Согласно договору, проект будет завершён в августе 2017[8].

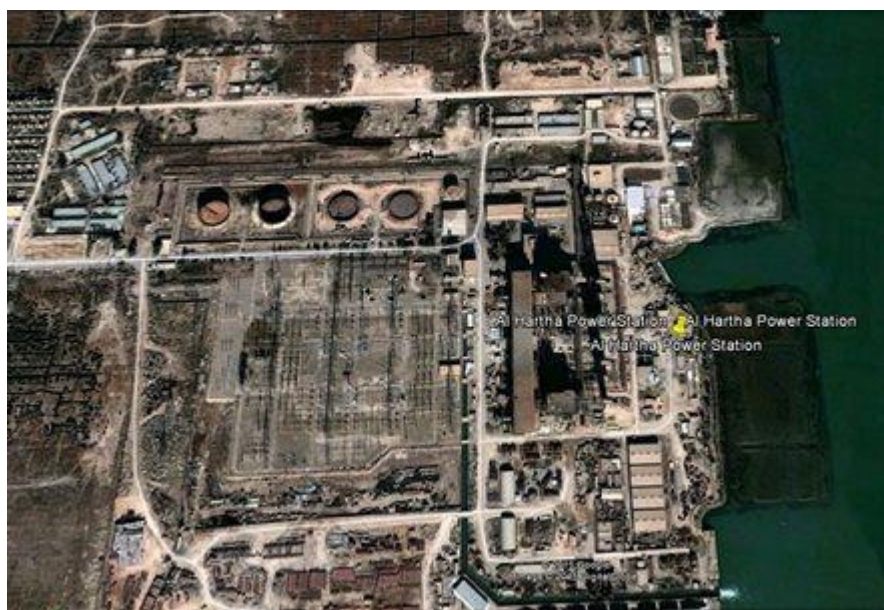


Рисунок 1.12. Проект восстановления ТЭЦ Хартха-4 200МВт

ТЭЦ Хартха имеет множество серьезных повреждений после военных действий: износ (эрозия) котельной трубы, утечка топлива, потеря тяги паровых котлов, утечка воздуха в вакуумную систему, эрозия стальных турбинных лопаток, утечка пара, сбой системы управления, проблема заземления генератора, отсутствие стабильности системы уплотняющей смазки и т.д. В нынешнем состоянии на ТЭЦ существенно снижена выходная мощность по сравнению с первоначальной мощностью. После реконструкции КПД генератора будет возвращено на первоначальную мощность в 200 МВт, срок службы паровых котлов, турбины и генератора увеличится до 10 лет. Восстановительные работы на ТЭЦ включают в себя ремонт и обновление оборудования котельной, паротурбинной установки, КИПиА и контрольного оборудования, генератора и электромеханического оборудования.

17 октября 2014 года консорциум компаний «GAMA Holding» подписал договор на строительство «под ключ» электростанции простого цикла мощностью 840 МВт в г. Захо. Объект расположен в Северном Ираке, на границе с Турцией (рис.13). Электростанция состоит из 3-х газовых турбин AE94.3A. Проект включает в себя проектирование электростанции, поставку всего оборудования электростанции, в том числе объекты вспомогательного



назначения. В ходе реализации проекта будут монтаж металлоконструкций, электромонтажные работы, установка электрооборудования, КИПиА, испытания и пусконаладочные работы, а также пуск электростанции и обучение персонала заказчика. Срок сдачи электростанции - январь 2019 [8].

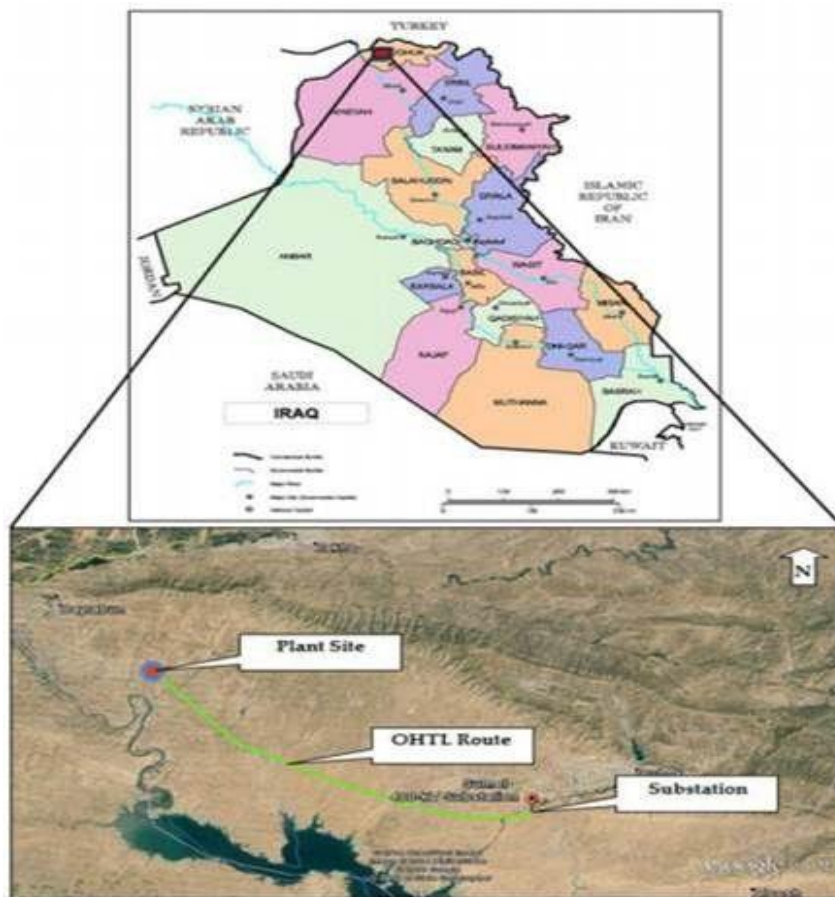


Рисунок 1.13. Электростанция простого цикла ЗАХО 840МВт

В северном Ираке также строится теплоэлектростанция ХАБАТ мощностью 2x150 МВт (рис.1.14) (включая 2 котла на жидком / дизельном топливе и 2 паровые турбины с генераторами). По завершении мощность электростанции составит 1600 ГВт в год, что будет значительным вкладом в энергетический сектор Ирака и повысит уровень обеспеченности энергоресурсами в стране. Сроки реализации - блок 1 – сентябрь 2017 года, блок 2 – октября 2017 года [8].



Рисунок 1.14. электростанция ХАБАТ мощностью 2x150 МВт/блоки 1 и 2

#### 1.4. СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ГОСУДАРСТВЕННЫХ СТАНДАРТОВ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ И МЕЖДУНАРОДНОЙ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОЙ КОМИССИИ ПО КАЧЕСТВУ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Активное использование электроприемников с нелинейной вольтамперной характеристикой приводит к снижению качества электрической энергии по напряжению. Из-за несоответствующего качества электрической энергии возрастают ущербы у потребителей, и, следовательно, растут их требования к надежности и качеству электроснабжения. Для электросетевых компаний становится актуальным вопрос установления причин и виновника искажений качества электрической энергии.

В РФ в течение последних лет были внесены изменения в государственные стандарты о качестве электрической энергии (КЭ) и введены в действие ряд отраслевых нормативных документов, в которых отражены вопросы контроля КЭ (Положение ОАО «Россети» о единой технической политике в электросетевом комплексе, утвержденное 23.10.2013 г.; стандарт ПАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.200.80.180-2014 «Преобразователи измерительные для контроля показателей качества электрической энергии. Типовые технические требования»; Методика (метод) измерений для расширенного списка показателей качества электроэнергии ОАО «Фирма ОРГРЭС», атт. №010-01/00032-2013, ФР.1.34.2014.17965.). В 2014 г. в Российской Федерации введен в действие ГОСТ 32144-2013 [9], устанавливающий показатели и нормы КЭ в точках передачи электрической энергии пользователям электрических сетей низкого, среднего и высокого напряжения систем электроснабжения общего назначения переменного тока частотой 50 Гц. В том же году введены в действие ГОСТ 30804.4.7-2013 [10] и ГОСТ 30804.4.30-2013 [11] на методы измерений показателей КЭ, и в 2015 г. принят ГОСТ 33073-2014 [12], содержащий основные положения по организации и контролю КЭ с целью определения соответствия КЭ нормам стандартов и условиям договоров поставки электроэнергии. Стандарт

Международной электротехнической комиссии IEC 1000-2-4 [13] на нормы КЭ относится к промышленным сетям низшего и среднего напряжения и определяет нормы КЭ в зависимости от класса электрической сети:

класс 1 – электрические сети с оборудованием, очень чувствительным к помехам в питающей сети (технологическое лабораторное оборудование, устройства автоматики и защиты, некоторое компьютерное оборудование), применяется для сетей низшего напряжения;

класс 2 – узлы питания со стороны энергосистемы (точки поставки электроэнергии) и внутренняя электрическая сеть предприятия.

класс 3 – внутренняя электрическая сеть предприятия.

Два основных документа о методах измерений показателей качества электрической энергии, опубликованные МЭК, это стандарты IEC61000-4-30:2015 [14] и IEC 61000-4-7: 2008-06 [15]. Результаты сравнительного анализа стандартов серии ГОСТ и серии IEC представлены в таблице 1.5 (Прил. 1).

## ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ 1

1. Свыше 90% потребляемой в Ираке энергии получают за счет нефти. Природный газ удовлетворяет около 7% энергетических потребностей, гидростанции – 1–2%, дрова – 0,3%.

2. Годовой дефицит электроэнергии в Ираке достигает 12 млн. кВт/ч. Особенно остро нехватка электроэнергии ощущается в сельскохозяйственных районах, где проживают более 80% населения страны. 95% населения имеет доступ к источникам электроэнергии. В сельских районах большинство жителей для отопления и бытовых нужд используют керосин и дрова.

3. На перспективы развития энергетики Ирака влияют факторы собственной обеспеченности энергоресурсами. Страна - экспортер нефти. Но путь решения энергетических проблем с помощью запасов нефти изначально неправилен. Во-первых, использование нефти усугубляет экологические проблемы. Во-вторых, нефтяные месторождения не могут быть гарантией надежного энергоснабжения, ориентация только на них ставит под угрозу

безопасность страны. Что явно прослеживается в политических событиях последних лет.

4. В условиях современного Ирака, страдающего от огромного долга, дефицита производственных и финансовых ресурсов, разрушенной инфраструктуры, неупорядоченного рынка, высокой безработицы, отсутствия политической стабильности, необходимо использование всех первичных источников энергии и диверсификация применения существующих технологий. Необходимые темпы потребления энергоресурсов в Ираке вполне могут быть обеспечены широким использованием экологически чистых возобновляемых энергетических источников – гидроэнергии в разных ее видах, энергии солнца, ветра, биомассы.

5. Ирак – единственная страна Ближнего Востока, по территории которой протекают многоводные реки. Так же в Ираке имеется значительное количество небольших рек, на которых могут быть сооружены преимущественно малые гидроэлектростанции. В настоящее время все ГЭС страны вырабатывают 2500 МВт/ч в год, что меньше на 3,57% от гидроэнергетического потенциала. Гидроэнергетический потенциал рек Ирака соизмерим с объемом современного производства электроэнергии в стране. По государственным данным Ирака, потенциальные гидроэнергетические ресурсы превышают 700 000 МВт/ч в год.

6. Ирак располагает значительными ресурсами солнечной энергии, существенно превышающими ресурсы всех других возобновляемых энергоисточников. Использование менее 0,1% территории Ирака с КПД 15% преобразования энергии Солнца в электрическую даст примерно в 5 раз больше электроэнергии, чем ее вырабатывалось в наиболее благополучные экономические годы развития страны.

7. 2. Сравнительный анализ ГОСТ, действующих в РФ, и стандартов серии ИЕС, действующих в странах МЭК, говорит о том, что:

-Методы измерений показателей качества электрической энергии, приведенные в ГОСТах, идентичны методам измерений, изложенным в

стандартах IEC. В качестве основного интервала времени при измерениях частоты, напряжения, коэффициентов несимметрии напряжения, коэффициентов гармоник и суммарных коэффициентов гармоник напряжения, кратковременной дозы фликера, принят интервал времени, равный 10 периодам основной частоты в системах электроснабжения частотой 50 Гц. Интервалы усреднения для нормируемых ПКЭ, за исключением отклонения частоты и длительной дозы фликера, составляют 10 мин., отклонение частоты рассчитывается на интервале 10 с, длительная доза фликера - на интервале 2 ч.

-Стандарт IEC 1000-2-4 [14] в отличие от ГОСТ 32144-2013 [9] устанавливает разные нормативные значения показателей качества электрической энергии в разных точках электрических сетей в зависимости от класса электрической сети.

-Требования ГОСТ 32144-2013 [9] к нормам качества электрической энергии по отклонению частоты, положительному и отрицательному отклонению напряжения, коэффициентам гармоник напряжения, суммарным коэффициентам гармоник напряжения более высокие, чем требования IEC 1000-2-4 [15] (за исключением класса 1 электрической сети в IEC).

-ГОСТ33073-2014[12] рекомендует форму протокола испытаний электрической энергии, в которой введены ненормируемые коэффициенты интергармонических составляющих напряжения.

Таблица 1.5 Результаты сравнительного анализа ГОСТ И стандартов МЭК по качеству электрической энергии

Наименование показателя качества электрической энергии	Раздел стандарта на методы измерений и нормы качества 9/9		Интервал усреднения	Нормально допустимое значение (95% времени)	Предельно допустимое значение (100% времени)	Power Quality Parameter	PQ Measurement methods IEC 61000-4-30	Aggregation interval	IEC 1000-2-4
	ГОСТ 30804.4.30	ГОСТ 32144							
1 Отклонение частоты: $\Delta f$	5.1	4.2.1	10 с	$\pm 0,2$ Гц	$\pm 0,4$ Гц	1 Frequency deviation: $\Delta f$	5.1	10 s	Time 95%: Class 1: $\pm 0,5$ Гц Class 2: $\pm 0,5$ Гц Class 3: $\pm 1,0$ Гц
2 Положительное отклонение напряжения: $+\delta U$	5.2, 5.12	4.2.2	10 мин	-/-	10%	2 Voltage overdeviation: $+\delta U$	5.12	10 min	Time 100%: Class 1: 8 % Class 2: 10 % Class 3: 10÷15%
3 Отрицательное отклонение напряжения: $-\delta U$	5.2, 5.12	4.2.2	10 мин	-/-	10%	3 Voltage undereviation: $-\delta U$	5.12	10 min	
4 Суммарные коэффициенты гармонических составляющих напряжения; $K_U$	5.8, ГОСТ 30804.4.7 (п. 3.3, 5)	4.2.4.1, таб. 4÷5	10 мин	0,38кВ-8% 6÷25кВ-5% 35 кВ-4% 110÷220кВ-2%	0,38кВ-12% 6÷25кВ-8% 35кВ-6% 110÷220кВ-3%	4 Voltage total harmonic distortion: $K_U$	5.8, IEC 61000-4-7 (3.3, 5)	10 min	Time 95%: Class 1: 5 % (0,38 кВ) Class 2: 8 % (0,38-35 кВ) Class 3: 10 % (0,38-35 кВ)
5 Коэффициенты гармонических составляющих напряжения (до 40-го порядка): $K_{U(n)}$	5.8 (до 50-го), ГОСТ 30804.4.7 (п. 3.3, 5)	4.2.4.1, таб. 1÷3	10 мин	0,38кВ-0,2÷6% 6÷25кВ-0,2÷4% 35кВ-0,2÷3% 110÷220кВ-0,2÷1,5%	в 1,5 раза выше, чем в таб. таб. 1÷3	5 Voltage harmonic distortion: $K_{U(n)}$	5.8, (50 <sup>th</sup> order), IEC 61000-4-7 (3.3, 5)	10 min	-
6 Коэффициенты интергармонических составляющих напряжения (до 40-го порядка): $K_{Uisg(n)}$	5.9, ГОСТ 30804.4.7 (прил. А)	на рассмотрении	10 мин	ГОСТ 32144, таб. 1÷3	ГОСТ 32144, таб. 1÷4	6 Voltage interharmonic distortion: $K_{Uisg(n)}$	5.9, IEC 61000-4-7 (Annex A)	10 min	-
7 Кратковременная доза фликера: $P_{St}$	5.3, ГОСТ Р 51317.4.15 (п. 5.7.2)	4.2.3	10 мин (интервал измерения)	--	1,38	7 Short-term flicker: $P_{St}$	5.3, IEC 61000-4-15 (5.7.2)	10 min (measurement interval)	--
8 Длительная доза фликера: $P_{Lt}$	5.3, ГОСТ Р 51317.4.15 (п. 5.7.3)	4.2.3	2 ч	--	1,0	8 Long-term flicker: $P_{Lt}$	5.3, IEC 61000-4-15 (5.7.3)	2 h	Class 2: 1
9 Коэффициент несимметрии напряжения по обратной последовательности: $K_{2U}$	5.7	4.2.5	10 мин	2%	4%	9 Negative sequence unbalance ratio: $K_{2U}$	5.7	10 min	Time 95%: Class 1: 2 % Class 2: 2 % Class 3: 3 %
10 Коэффициент несимметрии напряжения по нулевой послед.: $K_{0U}$	5.7	4.2.5	10 мин	2%	4%	10 Zero sequence unbalance ratio: $K_{0U}$	5.7	10 min	-
11 Провал напряжения (глубина и длительность)	5.4	4.3.2	Среднекв. значение напр., обновляемое для каждого полупер. осн. частоты	менее 90% опор. напряжения хотя бы в одной из фаз, не более 1 мин		11 Voltage dips (depth and duration)	5.4	Urms(1/2)	-
12 Перенапряжение (максимальное значение/коэффициент и длительность)	5.4	4.3.2		более 110% опор. напряжения хотя бы в одной из фаз, не более 1 мин		12 Voltage swells (maximum value/ratio and duration)	5.4		-
13 Прерывания напряжения (длительность)	5.5	4.3.1		менее 5% опорного напряжения во всех фазах		13 Voltage interruption (duration)	5.5		-

## 2. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЧАСТИ КЭС МОЩНОСТЬЮ 840 МВт.

Выработка электроэнергии производится на электрических станциях. По виду топлива станции делятся на традиционные и нетрадиционные.

Станции, работающие на традиционном источнике энергии:

- Атомные электростанции (АЭС) используют энергию ядерного распада.
- Гидравлические (ГЭС) и гидроаккумулирующие (ГАЭС) используют потенциальную энергию воды.

• Тепловые электростанции (ТЭС) используют природное топливо (газ, уголь, мазут). Они делятся на Конденсационные (КЭС) и теплофикационные (ТЭЦ).

К станциям, работающим на нетрадиционном источнике энергии, относят:

- Солнечные электростанции (СЭС) используют энергию солнца.
- Ветровые электростанции (ВЭС) используют кинетическую энергию ветра.
- Геотермальные электростанции (ГЕОТЭС) используют энергию недр земли.
- Приливные электростанции (ПЭС) используют энергию воды при приливах и отливах.

В данной выпускной работе в городе Захо, Северный Ирак, проектируется конденсационная электростанция с тремя блоками по 280 МВт каждый. Основным топливом на данной станции является газ, резервным - мазут.

По стороне 400 кВ КЭС связана тремя отходящими линиями с ПС 400/132/33 кВ Духок [8].

Таблица 2.1 Исходные данные

Тип станции	Число и мощность агрегатов шт.*МВт	Топливо	Нагрузка			Связь с системой			I <sub>по</sub> на шинах стан.[26] кА
			U	P <sub>мин</sub>	P <sub>макс</sub>	U	Линии		
			кВ	МВт	МВт	кВ	п, шт.	L, км	
КЭС	3*280 (300)	газ	400 и 132	Вся мощность		400 и 132	3	40	40  31,5



## 2.1 ВЫБОР МОЩНОСТИ И ТИПА ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ

Согласно исходным данным (таблица 2.2) принимается к установке 3 газовых турбины типа АЕ94.3А производитель Ansaldo Energia [16]. Параметры турбины приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.2 Параметры газовой турбины

Параметр	Обозначение	Величина
Активная мощность	МВт	294
Частота	Гц	50
Кол-во ступеней компрессора	Шт	15
Количество горелок камеры сгорания	Шт	24

В соответствии с заданным типом турбины и её мощностью, выбрано три однотипных турбогенератора типа ТГВ-300-2О3. Параметры турбогенераторов приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 Параметры турбогенераторов

Параметр	Обозначение	Величина
Номинальная частота вращения	об/мин	3000
Полная мощность	МВ·А	353
Активная мощность	МВт	300
Номинальное напряжение	кВ	20
Номинальный ток	кА	10,2
$\cos\varphi_{\text{ном}}$	-	0,85
Сопротивление $x_d''$	о.е.	0,173

ТГВ-300-2О3 – турбогенератор с водородно-водяным охлаждением ротора и статора 2 – два полюса;

О – общеклиматическое исполнение;

3 – для работы в закрытых помещениях с естественной вентиляцией[17]

## 2.2 ВЫБОР СТРУКТУРНОЙ СХЕМЫ КЭС

Структурная схема КЭС приведена на рис. 2.1.

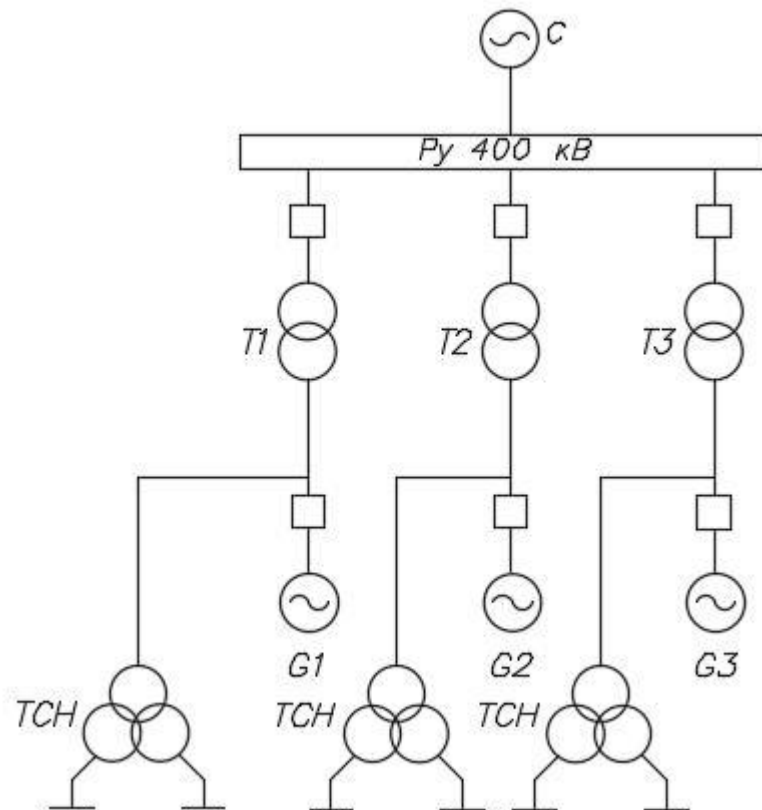


Рисунок 2.1 Структурная схема КЭС

## 2.3 ВЫБОР ОСНОВНОГО СИЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

### Выбор блочных трансформаторов

Принимаем расчетную мощность блочных трансформаторов, равную номинальной мощности генератора:

$$S_{\text{ном Г}} \geq S_p$$

$$S_{\text{ном Г}} \geq 353 \text{ МВА}$$

В качестве блочного трансформатора, присоединяемого к шинам высокого напряжения принят трехфазный трансформатор АВВ типа ГТ-426/420/21.

Параметры блочных трансформаторов приведены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 Основные данные блочных трансформаторов

Тип	$S_{\text{ном Т}}$ МВ·А	Каталожные данные				
		$U_{\text{ном}}$ , обмоток		$u_k$ , %	$\Delta P_k$ , кВт	$\Delta P_x$ , кВт
		ВН	НН			
ГТ-426/420/21	426	420 кВ	21 кВ	14	790	300

### Выбор трансформаторов собственных нужд 6 кВ

Ориентировочно на собственные нужды КЭС тратится от 3% до 5% вырабатываемой электроэнергии [18]. Предварительно примем количество мощности необходимой для электроснабжения механизмов собственных нужд:

$$S_{\text{СН}} \approx n \cdot 0,05 \cdot S_{\text{Г}}$$

$$S_{\text{СН}} \approx 3 \cdot 0,05 \cdot 353 = 49,35 \text{ МВА}$$

Расчетную мощность ТСН для питания РУ СН 6 кВ определим по формуле:

$$S_{\text{ном Т}} \geq \frac{S_{\text{СН}}}{n} \quad (1)$$

Где  $n$  – количество основных ТСН

$$S_{\text{ном Т}} \geq \frac{52,95}{3} = 16,45 \text{ МВА}$$

Принимаем к установке трансформатор типа ТРДНС-25000/35. Данные трансформатора приведены в таблице 2.5 [17].

Таблица 2.5 Технические данные трансформатора собственных нужд

Тип	$S_{\text{НОМ Т}}$	Каталожные данные						
		$U_{\text{НОМ}}$ , обмоток		$u_K$ , %		$\Delta P_K$ , кВт	$\Delta P_X$ , кВт	$\Delta I_X$ , %
		ВН	НН					
ТРДНС-25000/35	25000	20 кВ	6,3 кВ	10,5	15	115	25	0,65

### Выбор резервных трансформаторов собственных нужд 6 кВ

Резервный трансформатор собственных нужд присоединяется к подстанции 132 кВ. Мощность резервного трансформатора должна обеспечить замену рабочего трансформатора одного блока и одновременный пуск или останов второго блока [27].

Примем к установке трансформатор типа ТРДН-25000/150. Параметры трансформатора представлены в таблице 2.6 [17]:

Таблица 2.6 Технические данные трансформатора собственных нужд

Тип	$S_{\text{НОМ Т}}$	Каталожные данные						
		$U_{\text{НОМ}}$ , обмоток		$u_K$ , %		$\Delta P_K$ , Вт	$\Delta P_X$ , Вт	$\Delta I_X$ , %
		ВН	НН					
ТРДН-25000/150	25000	150 кВ	6,3 кВ	10,5	15	145	31	0,65

## 2.4 ВЫБОР ГЛАВНОЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ КЭС

### Выбор схемы РУ ВН

Количество линий связи с системой равно трем. Для распределительного устройства 400 кВ с тремя блочными трансформаторами и тремя линиями выбираем схему с полуторным присоединением линий. Условное изображение схемы на рисунке 2.2.

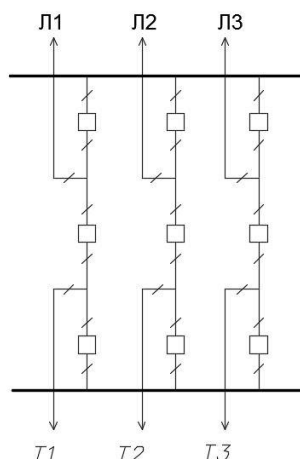


Рисунок 2.2 Схема с полуторным присоединением линий

Достоинства схемы:

- высокая надежность и гибкость.
- вывод в ремонт выключателя производится без потерь в присоединениях;
- опробование коммутации выключателей в рабочем режиме производится без коммутации разъединителей.

Недостатки схемы:

- увеличение частоты выводов в ремонт выключателей;
- удорожание конструкций РУ;
- снижение надежности схемы, в случае если количество линий не меньше числа трансформаторов;
- увеличение расчетного номинального тока выключателей;
- повышенные требования к релейной защите;
- увеличение на присоединение количества выключателей [20].

## Выбор схемы собственных нужд

К каждому генератору отпайкой присоединяется рабочий ТСН. Итого число рабочих трансформаторов собственных нужд принимается равным 3.

Число резервных трансформаторов собственных нужд зависит от числа генераторов. При числе генераторов 3 – количество РТСН принимается равным одному. В качестве напряжения шин собственных нужд для питания высоковольтных двигателей принимается 6 кВ.

Для распределительного устройства собственных нужд выбрана схема с одной секционированной системой шин.

Схема присоединения ТСН и РТСН и РУ СН 6 кВ представлена на рисунке 2.3:

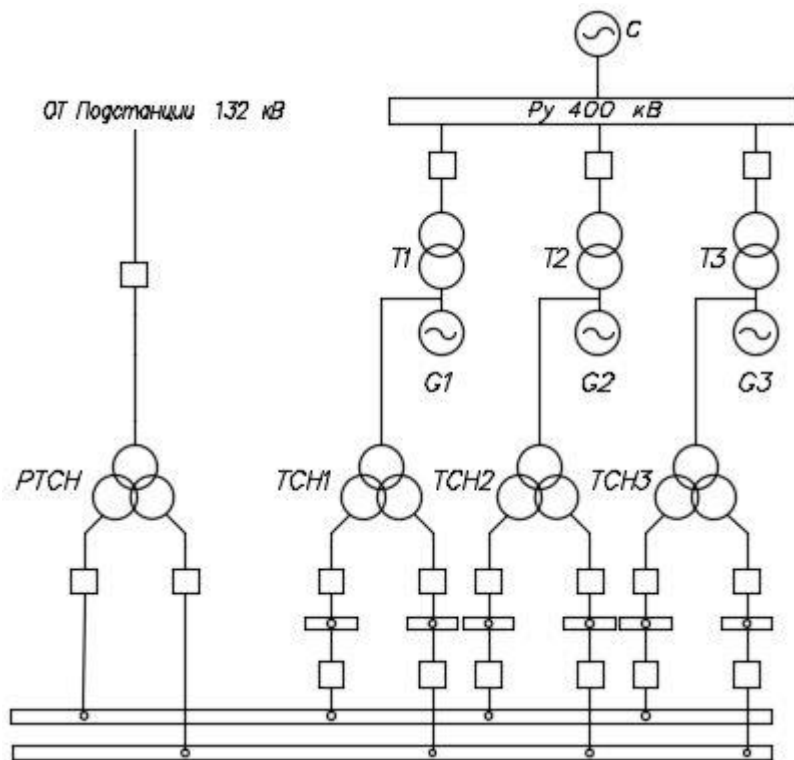


Рисунок 2.3 Структурная схема КЭС, включающая РУ СН

## 2.5 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Определение базисных величин и сопротивлений элементов схемы

Расставим точки КЗ на КЭС. Расчетная схема станции представлена на рисунке 2.4

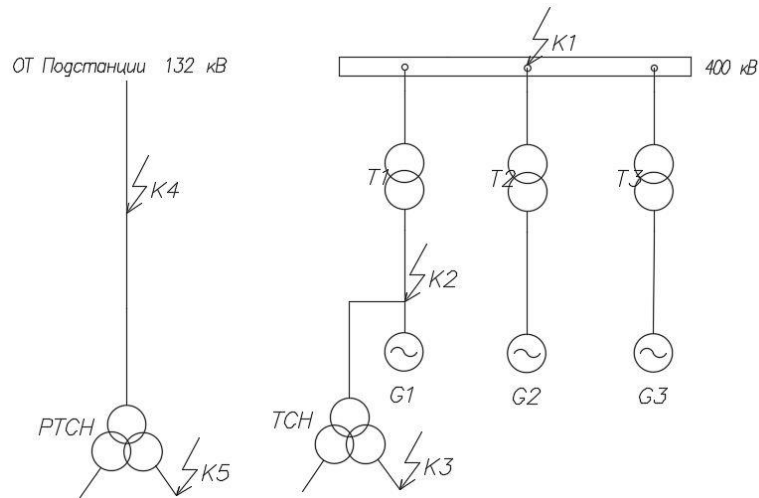


Рисунок 2.4 Расчетная схема КЭС

При выборе электрооборудования рассматриваю режим трехфазных к.з.

Определим параметры схемы замещения. Расчет производим в относительных единицах. Задаёмся базисными условиями для расчёта:

$$S_B = 2500 \text{ МВА}$$

$$U_{B1} = 400 \text{ кВ}$$

$$U_{B2} = 20 \text{ кВ}$$

$$U_{B3} = U_{B5} = 6,3 \text{ кВ}$$

$$U_{B4} = 132 \text{ кВ}$$

$$I_{B1} = \frac{S_B}{\sqrt{3}U_{B1}} = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 400} = 3,61 \text{ кА}$$

$$I_{B2} = \frac{S_B}{\sqrt{3}U_{B2}} = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 20} = 72,3 \text{ кА}$$

$$I_{B3} = I_{B5} = \frac{S_B}{\sqrt{3}U_{B3}} = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 229,4 \text{ кА}$$

$$I_{B4} = \frac{S_B}{\sqrt{3}U_{B4}} = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 132} = 10,9 \text{ кА}$$

Определяем параметры схемы замещения:

1) Для каждого генератора принимаем:

$$E_r^* = \sqrt{\cos^2 \phi + (\sin \phi + x d'')^2} = 1,1 \quad (2)$$

$$X_r^* = X_d'' \frac{S_B}{S_H} \quad (3)$$

$$X_r^* = 0,173 \frac{2500}{353} = 1,21 \text{ о. е.}$$

2) для блочных трансформаторов:

$$X_T^* = \frac{u_k S_B}{100 S_{\text{НОМ Т}}} \quad (4)$$

$$X_T^* = \frac{14 \cdot 2500}{100 \cdot 353} = 0,99 \text{ о. е.}$$

3) Сопротивление ТСН равно:

$$X_{\text{ВН ТСН}}^* = \frac{1}{100} \left( U_{\text{К В-Н}} - \frac{U_{\text{К Н-Н}}}{4} \right) \frac{S_6}{S_{\text{НОМ}}} \quad (5)$$

$$X_{\text{ВН ТСН}}^* = \frac{1}{100} \left( 10,5 - \frac{30}{4} \right) \frac{2500}{25} = 3 \text{ о. е.}$$

$$X_{\text{НН ТСН}}^* = \frac{1}{100} \frac{U_{\text{К Н-Н}}}{2} \frac{S_6}{S_{\text{НОМ}}}$$

$$X_{\text{НН ТСН}}^* = \frac{1}{100} \frac{30}{2} \frac{2500}{25} = 15 \text{ о. е.}$$

4) Сопротивление системы 400 кВ:

$$X_c^* = \frac{I_{B1}}{I_{K3}} \quad (6)$$

$$X_c^* = \frac{3,61}{40} = 0,09 \text{ о. е.}$$

Эквивалентное сопротивление связи с системой:

$$X_{\text{резС}}^* = X_c^*$$

$$X_{\text{резС}}^* = 0,09 \text{ о. е.}$$

Сопротивление системы 132 кВ

$$X_{\text{С132 кВ}}^* = \frac{I_{B4}}{I_{K3132 \text{ кВ}}}$$

$$X_{\text{С132 кВ}}^* = \frac{10,9}{31,5} = 0,35 \text{ о. е.}$$

5) Для двигателя:

Для расчета сопротивления двигателей  $X_d$  необходимо найти мощность загруженной секции.



$$(X''_d = 0,173 \quad E_d = 0,93) [19]$$

Состав механизмов СН, подключенных к секциям 6,3 кВ, указаны в табл. 2.7.

Таблица 2.7 Состав механизмов СН

Обозначение	$P_{ном}$ кВт	$K_{згр}$ , о. е.	$\cos\varphi$ , о. е.
Питательный электронасос	8000	0,78	0,9
Бустерный электронасос	500	0,54	0,92
Конденсатный насос 1 ступени	200	0,8	0,86
Конденсатный насос 2 ступени	400	0,95	0,85
Циркуляционный насос	1000	0,98	0,85
Насос пожаротушения трансф-ров	200	0,8	0,89
Дымосос	1600	0,8	0,85
Дутьевой вентилятор	1250	0,9	0,88
Вентилятор горячего дутья	250	0,3	0,83

$$S_d = \sum \frac{P_{ном} \cdot K_{згр}}{\cos \varphi_{ог}} = 12 \text{ МВт}; \quad (8)$$

$$X_d^* = X_d'' \frac{S_B}{S_d} = 0,173 \frac{2500}{12} = 36 \text{ о. е.}$$

На основании рассчитанных параметров составим схему замещения (рис.2.5).

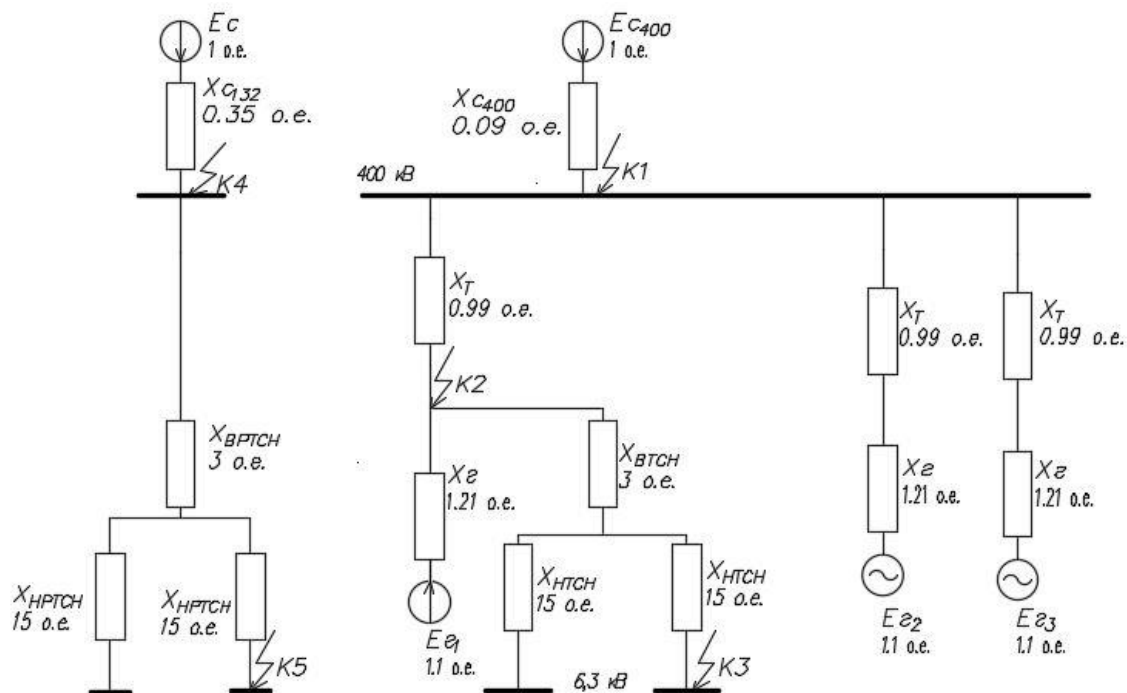


Рисунок 2.5 Схема замещения КЭС

## Расчет тока КЗ в точке К1

Схема замещения при КЗ в точке К1 представлена на рисунке 2.6.

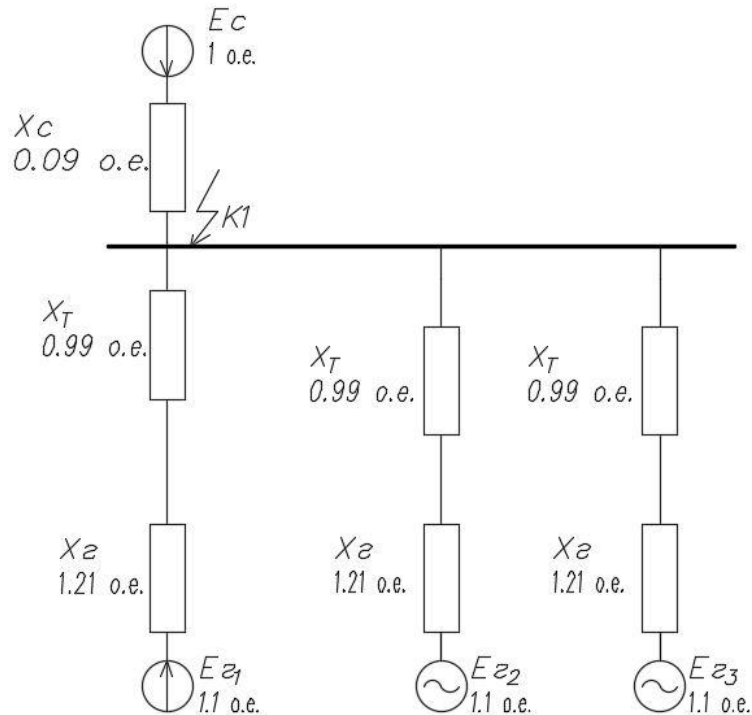


Рисунок 2.6 Схема замещения при КЗ в точке К1

Результирующее сопротивление блоков Г1, Г2, Г3 в точке К1 [18]:

$$X_{\Gamma 123}^* = \frac{X_{\Gamma}^* + X_T^*}{3} \quad (9)$$

$$X_{\Gamma 123}^* = \frac{1,21 + 0,99}{3} = 0,73 \text{ о. е.}$$

Результирующее сопротивление в точке К1 равно:

$$X_{\text{рез}K1}^* = X_{\Gamma 123}^* // X_{\text{рез}C}^* \quad (10)$$

$$X_{\text{рез}K1}^* = 0,73 // 0,09 = 0,08 \text{ о. е.}$$

Результирующая ЭДС в точке К1 равна:

$$E_{\text{рез}K1}^* = \frac{\frac{E_{\Gamma 1}^*}{X_{\Gamma 1}^*} + \frac{E_{\Gamma 2}^*}{X_{\Gamma 2}^*} + \frac{E_{\Gamma 3}^*}{X_{\Gamma 3}^*} + \frac{E_C^*}{X_C^*}}{\frac{1}{X_{\Gamma 1}^*} + \frac{1}{X_{\Gamma 2}^*} + \frac{1}{X_{\Gamma 3}^*} + \frac{1}{X_C^*}} = 1,02 \quad (11)$$

Найдем значение периодической составляющей тока КЗ в точке К1:

$$I_{\text{по}} = \frac{E_{\text{рез}K1}^*}{X_{\text{рез}K1}^*} I_{B1} = \frac{1,02}{0,08} * 3,61 = 46 \text{ кА}$$

Определим ударный ток в точке К1:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{\text{по}} \quad (12)$$

$$k_y = 1,935$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 46 \cdot 1,935 = 125,9 \text{ кА}$$

$$k_y = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}$$

$$T_a = 0,15$$

$T_a$  — постоянная времени затухания апериодической составляющей тока

К.3.

### Расчет тока КЗ в точке К2

Схема замещения при КЗ в точке К2 представлена на рисунке 2.7:

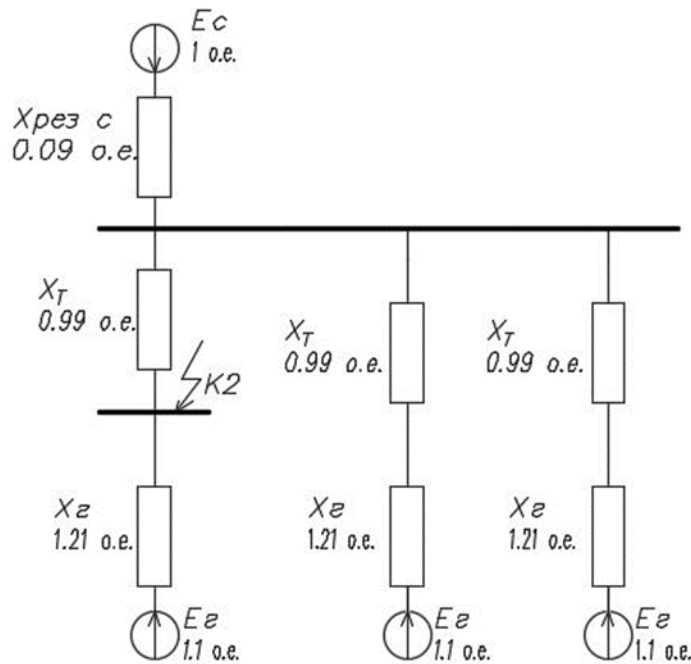


Рисунок 2.7 Схема замещения при КЗ в точке К2

Результирующее сопротивление блоков Г1, Г2, Г3 в точке К2 равно:

$$X_c^* = (((X_{Г1}^* + X_{Г2}^*)/2) // X_{резC}^*) + X_{Т}^* \quad (13)$$

$$X_c^* = \left( \left( \frac{1,21 + 0,99}{2} \right) // 0,09 + 0,99 \right) = 1,07 \text{ о. е.}$$

Результирующая ЭДС в точке К2 равна:

$$E_{резК2}^* = \frac{\frac{E_{Г2}^*}{X_{Г2}^*} + \frac{E_{Г3}^*}{X_{Г3}^*} + \frac{E_c^*}{X_c^*}}{\frac{1}{X_{Г2}^*} + \frac{1}{X_{Г3}^*} + \frac{1}{X_c^*}} = 1,013$$

$$E_{Г1}^* = 1,1$$

Найдем значение периодической составляющей тока КЗ в точке К2:

От системы:

$$I_{\text{Пос}} = \frac{E_{\text{резК2}}^*}{X_c^*} I_{\text{Б2}} = \frac{1,013}{1,07} * 72,3 = 68,4 \text{ кА}$$

Определим ударный ток системы:

$$i_{\text{yc}} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{yc}} \cdot I_{\text{Пос}}$$

$$k_{\text{yc}} = 1,935$$

$$i_{\text{yc}} = \sqrt{2} \cdot 68,4 \cdot 1,935 = 187 \text{ кА}$$

$$k_y = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}$$

$$T_{ac} = 0,15$$

От генератора:

$$I_{\text{Пог}} = \frac{E_{\Gamma}^*}{X_{\Gamma}^*} I_{\text{Б2}} = \frac{1,1}{1,21} * 72,3 = 65,7 \text{ кА}$$

Определим ударный ток системы:

$$i_{\text{yГ}} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{yГ}} \cdot I_{\text{Пог}}$$

$$k_{\text{yГ}} = 1,981$$

$$i_{\text{yГ}} = \sqrt{2} \cdot 62,8 \cdot 1,981 = 184 \text{ кА}$$

$$k_y = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}$$

$$T_{aГ} = 0,54$$

Суммарный:

$$I_{\text{По}} = I_{\text{Пос}} + I_{\text{Пог}} = 134,1 \text{ кА} \quad (14)$$

$$i_y = i_{\text{yc}} + i_{\text{yГ}} = 371 \text{ кА} \quad (15)$$

## Расчет тока КЗ в точке КЗ

Схема замещения представлена на рисунке 2.8:

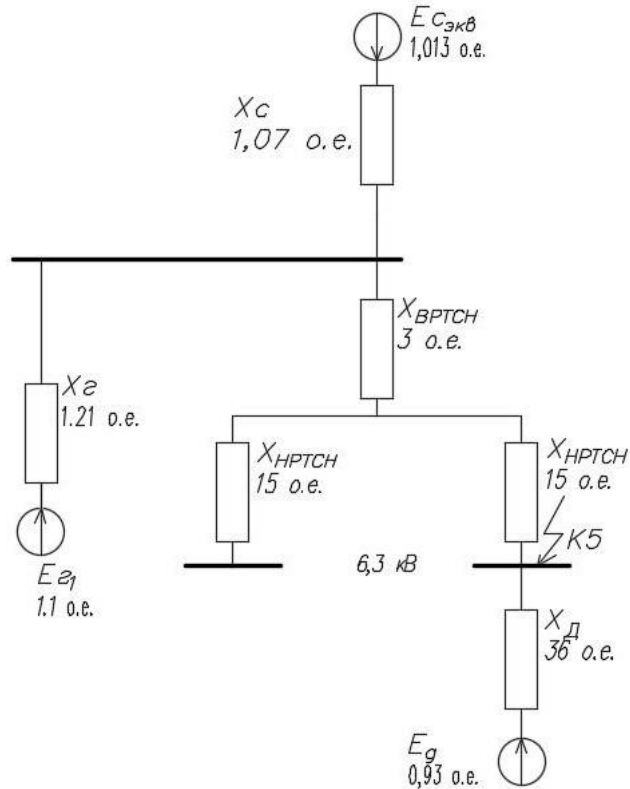


Рисунок 2.8 Схема замещения при КЗ в точке КЗ

Результирующее сопротивление блоков Г1, Г2 и Г3 на шинах 400 кВ равно:

$$X_{резC}^* = (X_C^* // X_{Г}^*) + (X_{ВТСТН}^* + X_{НПТСН}^*)$$

$$X_{резC}^* = (1,07 // 1,21) + 3 + 15$$

$$X_1^* = 18,57 \text{ о. е.}$$

Найдем значение периодической составляющей тока КЗ в точке КЗ:

$$I_{Пос} = \frac{E_{с КЗ}^*}{X_{резКЗ}^*} I_{БЗ} = \frac{1}{18,57} * 229,4 = 12,35 \text{ кА}$$

$$I_{Под} = \frac{E_{Д}^*}{X_{Д}^*} I_{БЗ} = \frac{0,93}{36} * 229,4 = 5,93 \text{ кА}$$

$$I_{По} = I_{Пос} + I_{Под} = 12,35 + 5,93 = 18,28 \text{ кА}$$

Определим ударный ток системы:

От системы

$$i_{yc} = \sqrt{2} \cdot k_{yc} \cdot I_{Пос}$$

$$k_{yc} = 1,935$$

$$i_{yc} = \sqrt{2} \cdot 12,35 \cdot 1,935 = 33,8 \text{ кА}$$

От двигателей

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{Под}$$

$$k_{уд} = 1,6$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 5,93 \cdot 1,6 = 13,4 \text{ кА}$$

$$i_y = i_{yc} + i_{уд} = 33,8 + 13,4 = 47,2 \text{ кА} \quad (16)$$

$$k_{yc} = 1 + e^{-\frac{0.01}{T_{ac}}}$$

$$T_{ac} = 0,15 \text{ с}$$

$$k_{уд} = 1 + e^{-\frac{0.01}{T_{ад}}}$$

$$T_{ад} = 0,02 \text{ с}$$

#### Расчет тока КЗ в точке К4

Схема замещения представлена на рисунке 2.9:

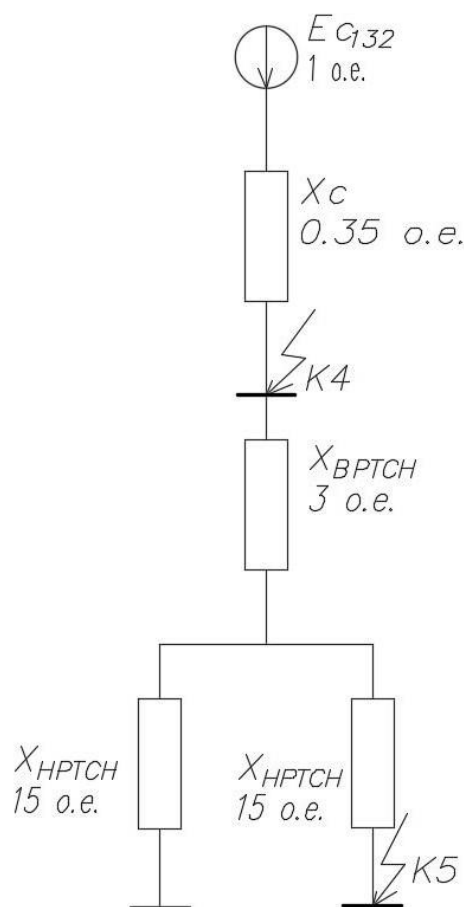


Рисунок 2.9 Схема замещения при КЗ в точке К4

$$I_{\text{П0}} = 31,5 \text{ кА}$$

Определим ударный ток системы:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{\text{П0}}$$

$$k_y = 1,61$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 32,7 \cdot 1,61 = 71,7 \text{ кА}$$

$$T_a = 0,02 \text{ с}$$

### Расчет тока КЗ в точке К5

Схема замещения представлена на рисунке 2.10

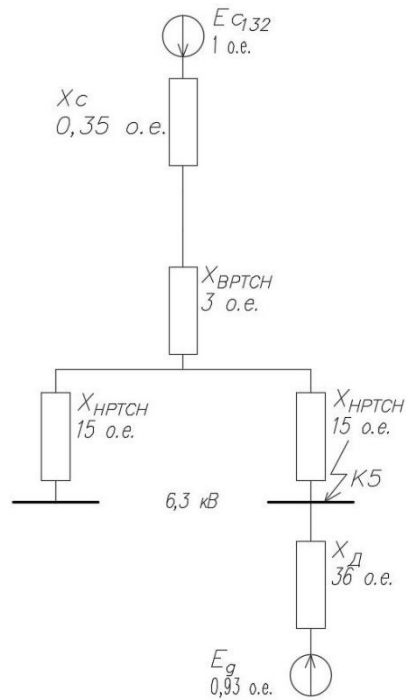


Рисунок 2.10 Схема замещения при КЗ в точке К5

$$X_{\text{резС}}^* = X_{\text{С}}^* + X_{\text{ВТСН}}^* + X_{\text{НТСН}}^*$$

$$X_{\text{резС}}^* = 0,35 + 3 + 15$$

$$X_1^* = 18,35 \text{ о. е.}$$

Найдем значение периодической составляющей тока КЗ в точке К5 (табл 2.8):

$$I_{\text{Пос}} = \frac{E_{\text{с КЗ}}^*}{X_{\text{резКЗ}}^*} I_{\text{БЗ}} = \frac{1}{18,35} * 229,4 = 12,5 \text{ кА}$$

$$I_{\text{Под}} = \frac{E_{\text{Д}}^*}{X_{\text{Д}}^*} I_{\text{БЗ}} = \frac{0,93}{36} * 229,4 = 5,93 \text{ кА}$$

$$I_{\text{по}} = I_{\text{пос}} + I_{\text{под}} = 12,5 + 5,93 = 18,43 \text{ кА}$$

Определим ударный ток системы:

От системы

$$i_{\text{ус}} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{ус}} \cdot I_{\text{пос}}$$

$$k_{\text{ус}} = 1,82$$

$$i_{\text{ус}} = \sqrt{2} \cdot 12,5 \cdot 1,82 = 32,2 \text{ кА}$$

От двигателей

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд}} \cdot I_{\text{под}}$$

$$k_{\text{уд}} = 1,6$$

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 5,93 \cdot 1,6 = 13,4 \text{ кА}$$

$$k_{\text{y}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}$$

$$T_{\text{ас}} = 0,05 \text{ с}$$

$$T_{\text{ад}} = 0,02 \text{ с}$$

Таблица 2.8 Результаты расчета токов К.З.

КЗ	место		$I_{\text{по}}$	$k_{\text{y}}$	$T_a$	$i_{\text{y}}$
К1	РУ-400 кВ		46	1,935	0,15	125,9
К2	Г-20 кВ	От системы	68,4	1,935	0,15	187
		От генератора	65,7	1,981	0,54	184
		Суммарный	134,1	-	0,69	371
К3	ТСН СН-6,3 кВ	От системы	12,35	1,935	0,15	33,8
		От двигателей	5,93	1,6	0,02	13,4
		Суммарный	18,28	-	0,17	47,2
К4	От ПС-132 кВ		31,5	1,61	0,02	71,7
К5	РТСН СН-6,3 кВ	От системы	12,5	1,82	0,05	32,2
		От двигателей	5,93	1,6	0,02	13,4
		Суммарный	18,43	-	0,07	45,6



## 2.6. ВЫБОР КОММУТАЦИОННОГО И ИЗМЕРИТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ

Для выбора оборудования необходимо рассчитать максимальные токи нагрузки:

1) Для оборудования блока генератор-трансформатор, присоединенного к шинам 400 кВ максимальный ток нагрузки, рассчитываем по максимальной мощности трансформатора:

$$I_{\text{раб.утяж.}} = \frac{S_{\Gamma}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}} \cdot 0,95} \quad (18)$$
$$I_{\text{раб.утяж.400}} = \frac{353}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0,95} = 536 \text{ А}$$

2) Для оборудования блока генератора, 20 кВ ток нагрузки рассчитываем по максимальной мощности трансформатора:

$$I_{\text{раб.утяж.Г}} = \frac{S_{\Gamma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot 0,95} \quad (19)$$
$$I_{\text{раб.утяж.Г}} = \frac{353}{\sqrt{3} \cdot 20 \cdot 0,95} = 10,7 \text{ кА}$$

3) Для вводных трансформаторов ТСН и РТСН максимальный ток рассчитываем по нагрузке на блок

$$I_{\text{раб.утяжТСН}} = \frac{S_{\text{ТСН}}}{2\sqrt{3}U_{\text{ном}} \cdot 0,95} \quad (20)$$
$$I_{\text{раб.утяжТСН}} = \frac{25}{2\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 0,95} = 1,3 \text{ кА}$$

4) Для оборудования от ПС 132 кВ максимальный ток рассчитываем по нагрузке на блок

$$I_{\text{раб.утяж.132}} = \frac{S_{\text{ртсн}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}} \cdot 0,95}$$
$$I_{\text{раб.утяж.132}} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 132 \cdot 0,95} = 115 \text{ А}$$

### **Выбор выключателей РУ 400 кВ**

Согласно расчетам токов КЗ:

$$I_{\text{раб.утяж.}} = 536 \text{ А}$$

$$I_{nt} = I_{n0} = 46 \text{ кА}$$

$$i_y = 125,9 \text{ кА}$$

Принимаем к установке выключатель КРУЭ ELK-3 производства АВВ (табл. 2.9). Проверим выбранный выключатель по номинальному напряжению:

$$400 \text{ кВ} \leq 420 \text{ кВ}$$

по утяжеленному току нагрузки:

$$4000 \text{ А} > 536 \text{ А}$$

Таблица 2.9 Параметры выключателя КРУЭ ELK-3

$U_{\text{ном}}$ кВ	$I_{\text{ном}}$ А	$I_{\text{ном.откл}}$ кА	$\beta_{\text{H}}$ %	$i_{\text{дин.}}$ кА	$I_{\text{дин.}}$ кА	$I_{\text{тер}}$ кА	$t_{\text{тер}}$ с	$t_{\text{ов}}$ с	$t_{\text{св}}$ с
420	4000	63	35	170	63	63	3	0,06	0,04

Проверяем выключатель на отключение от тока КЗ:

$$I_{nt} \leq I_{\text{ном.откл}}$$

$$46 \text{ кА} \leq 63 \text{ кА}$$

Определим апериодическую составляющую тока короткого замыкания в момент времени  $t$  по формуле:

$$t_{\text{рз.мин}} = 0,01 \text{ с}$$

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}} \cdot e^{-\frac{t_{\text{рз}} + t_{\text{св}}}{T_a}} \quad (21)$$

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot 46 \cdot e^{-\frac{0,05}{0,15}} = 39,46 \text{ кА}$$

По выбранному времени отключения

$$\beta = \frac{i_{at}}{\sqrt{2} \cdot I_{nt}} \cdot 100\% = 60,7\% \quad (22)$$

Так как  $\beta > \beta_{\text{ном}}$ , то необходимо выполнить проверку на отключающую способность по полному току :

$$\sqrt{2} \cdot I_{nt} + i_{at} \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{откл}} \left( 1 + \frac{\beta_{\text{ном}}}{100} \right) \quad (23)$$

Проверяем выключатель на электродинамическую стойкость при коротком замыкании (табл. 2.10):

$$I_{no} \leq I_{дин}$$

$$46 \text{ кА} < 63 \text{ кА}$$

$$i_y \leq i_{дин}$$

$$125,9 \text{ кА} < 170 \text{ кА}$$

Условие соблюдается.

Таблица 2.10 Расчетные и каталожные данные [18]

Расчетные величины	Каталожные данные выключателя GIS ELK-3 АBB	Условие выбора
$U_{уст} = 400 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 420 \text{ кВ}$	$420 \geq 400$
$I_{раб\ утяж} = 536 \text{ А}$	$I_{ном} = 4000 \text{ А}$	$536 < 4000$
$I_{по} = 46 \text{ кА}$	$I_{дин} = 63 \text{ кА}$	$46 < 63$
$i_y = 125,9 \text{ кА}$	$i_{дин} = 170 \text{ кА}$	$125,9 < 170$
$I_{пт} = 46 \text{ кА}$	$I_{откл} = 63 \text{ кА}$	$46 < 63$
$\beta = 60,7 \%$	$\beta_{ном} = 35\%$	$60,7 > 35$
$\sqrt{2} I_{пт} + i_{ат} = 104,5 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{откл} \left( 1 + \frac{\beta_{ном}}{100} \right) = 120,3 \text{ кА}$	$104,5 \leq 120,3$
$B_k = I_{по}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) = 656 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{Тер}^2 \cdot t_{Тер} = 11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$11907 > 656$

Проверка на термическую стойкость

Полный импульс квадратичного тока:

$$B_k = I_{по}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) = 656 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$t_{отк} = (t_{ов} + t_{рз}) = 0,06 + 0,1 = 0,16 \text{ с}$$

$$I_{Тер}^2 \cdot t_{Тер} = 11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_k \leq I_{Тер}^2 \cdot t_{Тер}$$

По всем основным условиям выбора выключатель подошел, следовательно, принимаем выбранный выключатель.

### Выбор выключателей генераторов 20 кВ

Согласно расчетам токов КЗ:

$$I_{раб.утяж.Г} = 10,7 \text{ кА}$$

$$I_{nt} = I_{нос} = 68,4 \text{ кА}$$

$$i_y = i_{yc} = 187 \text{ кА}$$

Принимаем к установке выключатель **FKG1N** с производителя **Alstom Grid**. Проверим выбранный выключатель по номинальному напряжению (табл. 2.11):

$$20 \text{ кВ} \leq 24 \text{ кВ}$$

по утяжеленному току нагрузки:

$$10800 \text{ А} > 10700 \text{ А}$$

Таблица 2.11 Параметры выключателя FKG1N

$U_{\text{ном}}$ кВ	$I_{\text{ном}}$ А	$I_{\text{ном.откл}}$ кА	$\beta_{\text{H}}$ %	$i_{\text{дин.}}$ кА	$I_{\text{дин.}}$ кА	$I_{\text{тер}}$ кА	$t_{\text{тер}}$ с	$t_{\text{ов}}$ с	$t_{\text{св}}$ с
24	10800	120	35	330	120	120	3	0,06	0,04

Проверяем выключатель на отключение от тока КЗ:

$$I_{nt} \leq I_{\text{ном.откл}}$$

$$67,6 \text{ кА} \leq 120 \text{ кА}$$

Определим апериодическую составляющую тока короткого замыкания в момент времени  $t$  по формуле:

$$t_{\text{рз}} = 0,01 \text{ с}$$

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}} \cdot e^{-\frac{t_{\text{рз}} + t_{\text{св}}}{T_a}}$$

$$i_{atc} = \sqrt{2} \cdot 68,4 \cdot e^{-\frac{0,05}{0,15}} = 68 \text{ кА}$$

$$i_{atr} = \sqrt{2} \cdot 62,8 \cdot e^{-\frac{0,07}{0,54}} = 24,3 \text{ кА}$$

$$i_{at} = i_{atc} = 68 \text{ кА}$$

По выбранному времени отключения

$$\beta = \frac{i_{at}}{\sqrt{2} \cdot I_{nr}} \cdot 100\% = 70\%$$

Так как  $\beta > \beta_{\text{ном}}$ , то необходимо выполнить проверку на отключающую способность по полному току :

$$\sqrt{2} \cdot I_{nr} + i_{at} \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{откл}} \left( 1 + \frac{\beta_{\text{ном}}}{100} \right)$$

Проверяем выключатель на электродинамическую стойкость при коротком замыкании (табл. 2.12):

$$I_{no} \leq I_{дин}$$

$$68,4 \text{ кА} < 120 \text{ кА}$$

$$i_y \leq i_{дин}$$

$$187 \text{ кА} < 330 \text{ кА}$$

Условие соблюдается.

Таблица 2.12 Расчетные и каталожные данные [18]

Расчетные величины	Каталожные данные выключателя FKG1N Alstom Grid	Условие выбора
$U_{уст} = 20 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 24 \text{ кВ}$	$20 \leq 24$
$I_{раб \text{ утяж}} = 10000 \text{ А}$	$I_{ном} = 10800 \text{ А}$	$10000 < 10800$
$I_{по} = 68,4 \text{ кА}$	$I_{дин} = 120 \text{ кА}$	$68,4 < 120$
$i_y = 185 \text{ кА}$	$i_{дин} = 330 \text{ кА}$	$185 < 330$
$I_{пт} = 68,4 \text{ кА}$	$I_{откл} = 120 \text{ кА}$	$68,4 < 120$
$\beta = 66\%$	$\beta_{ном} = 35\%$	$66\% \geq 35\%$
$\sqrt{2} I_{пт} + i_{ат} = 164 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{откл} \left( 1 + \frac{\beta_{ном}}{100} \right) = 229 \text{ кА}$	$164 \leq 229$
$B_k = I_{по}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) = 19416 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{Тер}^2 \cdot t_{Тер} = 43,200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$43,200 > 19416$

Проверка на термическую стойкость

Полный импульс квадратичного тока:

$$B_k = I_{по}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) = 19416 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$I_{Тер}^2 \cdot t_{Тер} = 43,200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_k \leq I_{Тер}^2 \cdot t_{Тер}$$

По всем основным условиям выбора выключатель подошел, следовательно, принимаем выбранный выключатель.

### Выбор выключателей 132 кВ

Согласно расчетам токов КЗ:

$$I_{раб.утяж.} = 115 \text{ А}$$

$$I_{nt} = I_{no} = 31,5 \text{ кА}$$

$$i_y = 74,5 \text{ кА}$$

Принимаем к установке выключатель КРУЭ ELK-3 производства АВВ.  
 Проверим выбранный выключатель по номинальному напряжению  
 (табл. 2.15):

$$132 \text{ кВ} \leq 150 \text{ кВ}$$

по утяжеленному току нагрузки:

$$4000 \text{ А} > 115 \text{ А}$$

Таблица 2.15 Параметры выключателя КРУЭ ELK-3

$U_{\text{ном}}$ кВ	$I_{\text{ном}}$ А	$I_{\text{ном.откл}}$ кА	$\beta_{\text{H}}$ %	$i_{\text{дин.}}$ кА	$I_{\text{дин.}}$ кА	$I_{\text{тер}}$ кА	$t_{\text{тер}}$ с	$t_{\text{ов}}$ с	$t_{\text{св}}$ с
150	4000	63	35	170	63	63	3	0,06	0,04

Проверяем выключатель на отключение от тока КЗ:

$$I_{nt} \leq I_{\text{ном.откл}}$$

$$31,5 \text{ кА} \leq 63 \text{ кА}$$

Определим апериодическую составляющую тока короткого замыкания  
 в момент времени  $t$  по формуле

$$t_{\text{рз}} = 0,01 \text{ с}$$

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}} \cdot e^{-\frac{t_{\text{рз}} + t_{\text{св}}}{T_a}}$$

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot 31,5 \cdot e^{-\frac{0,05}{0,02}} = 28,04 \text{ кА}$$

По выбранному времени отключения

$$\beta = \frac{i_{at}}{\sqrt{2} \cdot I_{nt}} \cdot 100\% = 60$$

Так как  $\beta > \beta_{\text{ном}}$ , то необходимо выполнить проверку на отключающую способность  
 по полному току :

$$\sqrt{2} \cdot I_{nt} + i_{at} \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{откл}} \left( 1 + \frac{\beta_{\text{ном}}}{100} \right)$$

Проверяем выключатель на электродинамическую стойкость при  
 коротком замыкании (табл. 2.16):

$$I_{n0} \leq I_{\text{дин}}$$

$$31,5 \text{ кА} < 63 \text{ кА}$$

$$i_y \leq i_{\text{дин}}$$

$$74,5 \text{ кА} < 170 \text{ кА}$$

Условие соблюдается.

Таблица 2.16 Расчетные и каталожные данные [18]

Расчетные величины	Каталожные данные выключателя КРУЭ ELK-3 АВВ	Условие выбора
$U_{\text{уст}} = 132 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 150 \text{ кВ}$	$150 \geq 132$
$I_{\text{раб утяж}} = 115 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$	$115 < 4000$
$I_{\text{по}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 63 \text{ кА}$	$31,5 < 63$
$i_y = 74,5 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 170 \text{ кА}$	$74,5 < 170$
$I_{\text{пт}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{откл}} = 63 \text{ кА}$	$31,5 < 63$
$\beta = 60 \%$	$\beta_{\text{ном}} = 35\%$	$60 > 35$
$\sqrt{2} I_{\text{пт}} + i_{\text{ат}} = 74,2 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{откл}} \left( 1 + \frac{\beta_{\text{ном}}}{100} \right) = 120,3 \text{ кА}$	$74,2 \leq 120,3$
$B_k = I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{оттк}} + T_a) = 178,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{Тер}}^2 \cdot t_{\text{Тер}} = 11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$11907 > 178,6$

Проверка на термическую стойкость

Полный импульс квадратичного тока:

$$B_k = I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{оттк}} + T_a) = 178,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$t_{\text{оттк}} = (t_{\text{ов}} + t_{\text{рз}}) = 0,06 + 0,1 = 0,16 \text{ с}$$

$$I_{\text{Тер}}^2 \cdot t_{\text{Тер}} = 11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_k \leq I_{\text{Тер}}^2 \cdot t_{\text{Тер}}$$

По всем основным условиям выбора выключатель подошел, следовательно, принимаем выбранный выключатель.

### Выбор выключателей ТСН и РТСН в РУ СН 6 кВ

Согласно расчетам токов КЗ:

$$I_{\text{раб утяж СН}} = 1,3 \text{ кА}$$

$$I_{\text{нт}} = I_{\text{н0}} = 18,43 \text{ кА}$$

$$i_y = 45,6 \text{ кА}$$

Принимаем к установке выключатель КРУ-D-12РТ с **ГК. ТАВРИДА Электрик**. Проверим выбранный выключатель по номинальному напряжению (табл. 2.17):

$$6 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ}$$

по утяжеленному току нагрузки:

$$1600 \text{ A} > 1300 \text{ A}$$

Таблица 2.17 Параметры выключателя КРУ-D-12РТ

$U_{\text{ном}}$ кВ	$I_{\text{ном}}$ А	$I_{\text{ном.откл}}$ кА	$\beta_{\text{H}}$ %	$i_{\text{дин.}}$ кА	$I_{\text{дин.}}$ кА	$I_{\text{тер}}$ кА	$t_{\text{тер}}$ с	$t_{\text{ов}}$ с	$t_{\text{св}}$ с
10	1600	31,5	35	64	31,5	31,5	3	0,06	0,04

Проверяем выключатель на отключение от тока КЗ:

$$I_{nt} \leq I_{\text{ном.откл}}$$

$$18.43 \text{ кА} \leq 31,5 \text{ кА}$$

Определим апериодическую составляющую тока короткого замыкания в момент времени  $t$  по формуле

$$t_{\text{рз}} = 0,01 \text{ с}$$

$$i_{atc} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{Пос}} \cdot e^{-\frac{t_{\text{рз}} + t_{\text{св}}}{T_{ac}}}$$

$$i_{atc} = \sqrt{2} \cdot 12,5 \cdot e^{-\frac{0,05}{0,15}} = 12,6 \text{ кА}$$

$$i_{atд} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{Под}} \cdot e^{-\frac{t_{\text{рз}} + t_{\text{св}}}{T_{ad}}}$$

$$i_{atд} = \sqrt{2} \cdot 18,43 \cdot e^{-\frac{0,05}{0,02}} = 2,1 \text{ кА}$$

$$i_{at} = i_{atc} + i_{atд} = 14,7$$

По выбранному времени отключения

$$\beta = \frac{i_{at}}{\sqrt{2} \cdot I_{nr}} \cdot 100\% = 33$$

Проверяем выключатель на электродинамическую стойкость при коротком замыкании (табл. 2.18):

$$I_{n0} \leq I_{\text{дин}}$$

$$18.43 \text{ кА} < 31,5 \text{ кА}$$

$$i_y \leq i_{\text{дин}}$$

$$47,6 \text{ кА} < 64 \text{ кА}$$

Условие соблюдается.

2.18 Расчетные и каталожные данные [18]



Расчетные величины	Каталожные данные выключателя КРУ 6-10 кВ ЭЛТИМА	Условие выбора
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$6 < 10$
$I_{раб. утяж} = 1300 \text{ А}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$	$1300 < 1600$
$I_{по} = 18.43 \text{ кА}$	$I_{дин} = 31,5 \text{ кА}$	$18.43 < 31,5$
$i_y = 47,6 \text{ кА}$	$i_{дин} = 64 \text{ кА}$	$47,6 < 64$
$I_{пт} = 18.43 \text{ кА}$	$I_{откл} = 31,5 \text{ кА}$	$18.43 < 31,5$
$\beta = 33\%$	$\beta_{ном} = 35\%$	$33\% \leq 35\%$
$B_k = I_{по}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) = 78 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$2977 > 78$

Проверка на термическую стойкость

Полный импульс квадратичного тока:

$$B_k = I_{по}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) = 78 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$t_{отк} = (t_{ов} + t_{пз}) = 0,06 + 0,1 = 0,16 \text{ с}$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$$

По всем основным условиям выбора выключатель подошел, следовательно, принимаем выбранный выключатель.

### Выбор трансформаторов тока.

Согласно расчетам токов КЗ:

$$I_{раб. утяж.} = 536 \text{ А}$$

$$I_{нт} = I_{но} = 46 \text{ кА}$$

$$i_y = 125,9 \text{ кА}$$

Принимаем к установке трансформатор тока типа ELK CN3 АВВ. Проверяем выбранный трансформатор тока по номинальному напряжению (табл. 2.19):

$$400 \text{ кВ} \leq 420 \text{ кВ}$$

по номинальному допустимому току нагрузки первичной обмотки:

$$4000 \text{ А} > 536 \text{ А}$$

Таблица 2.19 Параметры трансформатора тока типа ELK CN3

$U_{ном}$ , кВ	$I_{ном1}$ , А	$I_{ном2}$ , А	$i_{дин}$ , кА	$I_{тер}$ , кА	$t_{тер}$ , с	$S_{ном2}$ , ВА
420	4000	5	171	63	3	30

Проверяем выбранный трансформатор тока на электродинамическую стойкость при коротком замыкании (табл. 2.20):

$$171 \text{ кА} > 125,9 \text{ кА}$$

Условие выполняется.

Таблица 2.20 Расчетные и каталожные данные

Расчетные величины	Каталожные данные трансформатор тока ELK CN3 с АВВ	Условие выбора
$U_{уст} = 400 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 420 \text{ кВ}$	$400 < 420$
$I_{раб \text{ утяж}} = 536 \text{ А}$	$I_{ном} = 4000 \text{ А}$	$536 < 4000$
$i_y = 125,9 \text{ кА}$	$i_{дин} = 171 \text{ кА}$	$125,9 < 171$
$S_{2фак} = 22,5 \text{ ВА}$	$S_{ном2} = 30 \text{ ВА}$	$22,5 \leq 30$

Согласно рекомендациям, принимаем перечень необходимых измерительных приборов и приводим их в таблице 2.21.

Таблица 2.21 Характеристика измерительного прибора BINOM337

Прибор	тип	Нагрузка фазы, ВА		
		А	В	С
Счётчик электроэнергии	BINOM 337	0,05	0,05	0,05

Проверяем трансформатор тока по вторичной нагрузке:

$$S_{приб} = 0,05 \text{ ВА}$$

$$I_{ном2} = 5 \text{ А}$$

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_{ном2}^2}$$

$$r_{приб} = \frac{0,05}{5^2} = 0,002 \text{ Ом}$$

$$r_k = 0,05 \text{ Ом}$$

$$Z_{ном2} = \frac{S_{ном2}}{I_{ном2}^2}$$

$$Z_{ном2} = \frac{30}{5^2} = 1,2 \text{ Ом}$$

$$r_{пр} = Z_{ном2} - r_{приб} - r_k$$

$$r_{\text{пр}} = 1,2 - 0,002 - 0,05 = 1,15 \text{ Ом}$$

Определим сечение проводов вторичных цепей:

$$g_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}}$$

$$g_{\text{пр}} = \frac{0,0175 \cdot 20}{1,15} = 0,3 \text{ мм}^2$$

Для соединения трансформатора тока с приборами выбираем контрольный кабель марки КРВГ, сечением 2,5 мм<sup>2</sup>.

Определяем действительное сопротивление проводов вторичных цепей:

$$R_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{g_{\text{пр}}}$$

$$R_{\text{пр}} = \frac{0,0175 \cdot 20}{2,5} = 0,7 \text{ Ом}$$

Определяем фактическую нагрузку вторичной обмотки:

$$S_{\text{мип}} = S_{\text{приб}}$$

$$S_{2\text{фак}} = S_{\text{мип}} + I_{2\text{ном}}^2 (R_{\text{каб}} + R_{\text{конт}}) = 10,05 \text{ ВА}$$

$$R_{\text{каб}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{каб}}}{F_{\text{каб}}} = 0,45 \text{ Ом}$$

Условие проверки:

$$0,25S_{2\text{ном}} \leq S_{2\text{факт}} \leq S_{2\text{ном}},$$

$$7,5 \leq 10,05 \leq 30$$

Условие выполняется.

### **Выбор трансформаторов тока на генераторном токопроводе**

Согласно расчетам токов КЗ:

$$I_{\text{раб.утяж.Г}} = 10,7 \text{ кА}$$

$$I_{\text{нт}} = I_{\text{нос}} = 67,6 \text{ кА}$$

$$i_{\text{y}} = i_{\text{yc}} = 185 \text{ кА}$$

Принимаем к установке трансформатор тока типа ТШВ24 – 16000 – У1 – трансформатор тока шинный встроенный. Проверяем выбранный трансформатор тока по номинальному напряжению (табл. 2.22):

$$20 \text{ кВ} \leq 24 \text{ кВ}$$

по номинальному допустимому току нагрузки первичной обмотки:

$$16000 \text{ A} > 10200 \text{ A}$$

Таблица 2.22 Параметры трансформатора тока типа ТШВ24 – 16000 – У1

$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	$I_{\text{ном1}}, \text{А}$	$I_{\text{ном2}}, \text{А}$	$i_{\text{дин}}, \text{кА}$	$I_{\text{тер}}, \text{кА}$	$t_{\text{тер}}, \text{с}$	$S_{\text{ном2}}, \text{ВА}$
24	16000	5	560	220	3	30

Проверяем выбранный трансформатор тока на электродинамическую стойкость при коротком замыкании:

$$560 \text{ кА} > 185,6 \text{ кА}$$

Условие выполняется.

Согласно рекомендациям принимаем перечень необходимых измерительных приборов и приводим их в таблице 2.23.

Таблица 2.23 Характеристика измерительного прибора BINOM337

Прибор	тип	Нагрузка фазы, ВА		
		A	B	C
Счётчик электроэнергии	BINOM337	0,05	0,05	0,05

Проверяем трансформатор тока на перегруз:

$$S_{\text{приб}} = 1 \cdot 0,05 = 0,05 \text{ ВА}$$

$$I_{\text{ном2}} = 5 \text{ А}$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{\text{ном2}}^2}$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{0,05}{5^2} = 0,002 \text{ Ом}$$

$$r_{\text{к}} = 0,05 \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{ном2}} = \frac{S_{\text{ном2}}}{I_{\text{ном2}}^2}$$

$$Z_{\text{ном2}} = \frac{30}{5^2} = 1,2 \text{ Ом}$$

$$r_{\text{пр}} = Z_{\text{ном2}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}}$$

$$r_{\text{пр}} = 1,2 - 0,002 - 0,05 = 1,15 \text{ Ом}$$

Определим сечение проводов вторичных цепей:

$$g_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}}$$
$$g_{\text{пр}} = \frac{0,0175 \cdot 20}{1,15} = 0,3 \text{ мм}^2$$

Для соединения трансформатора тока с приборами выбираем контрольный кабель марки КРВГ, сечением 2,5 мм<sup>2</sup>.

Определяем действительное сопротивление проводов вторичных цепей:

$$R_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{g_{\text{пр}}}$$
$$R_{\text{пр}} = \frac{0,0175 \cdot 20}{2,5} = 0,7 \text{ Ом}$$

Определяем фактическую нагрузку вторичной обмотки:

$$S_{\text{мип}} = S_{\text{приб}}$$
$$S_{2\text{фак}} = S_{\text{мип}} + I_{2\text{ном}}^2 (R_{\text{каб}} + R_{\text{конт}}) = 10,05 \text{ ВА}$$

$$R_{\text{каб}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{каб}}}{F_{\text{каб}}} = 0,45 \text{ Ом}$$

Условие проверки:

$$0,25S_{2\text{ном}} \leq S_{2\text{факт}} \leq S_{2\text{ном}},$$
$$7,5 \leq 10,05 \leq 30$$

Условие выполняется.

### **Выбор токоведущих частей.**

#### **Выбор токопроводов со стороны 400 кВ**

Принимаем сечение по допустимому току:

$$I_{\text{доп}} > I_{\text{макс}}$$

Принимаем элегазовый токопровод серии СГИТ, с наружным диаметром провода  $d = 178$  мм, и допустимой токовой нагрузкой (табл. 2.24)

$$I_{\text{доп}} = 4500 \text{ А.}$$

$$4500 \text{ А} > 536 \text{ А}$$

Условие по допустимому току выполняется

Таблица 2.24 Параметры токопровода с элегазовой серии CGIT

$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	$I_{\text{ном1}}, \text{А}$	$i_{\text{дин}}, \text{кА}$	$I_{\text{тер}}, \text{кА}$	$t_{\text{тер}}, \text{с}$
420	4500	330	100	3

Проверяем выбранный токопровод на электродинамическую стойкость при коротком замыкании:

$$330 \text{ кА} > 129,8 \text{ кА}$$

Условие выполняется.

### Выбор жёстких шин напряжением 6 кВ

Для токоведущих частей собственных нужд рассчитываем максимальный ток нагрузки по максимальной мощности собственных нужд.

$$I_{\text{раб утяж СН}} = 1300 \text{ А}$$

Выбираем жесткие двухполосные медные шины, прямоугольного сечения:

$$\text{размеры шин, мм:} \quad 60 \times 6;$$

$$\text{допустимый ток, А:} \quad 1740.$$

Проверяем номинальный ток нагрузки:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{раб утяж СН}}$$

$$1740 \text{ А} > 1300 \text{ А}$$

Условие по допустимому току выполняется.

Проверка шин на электродинамическую стойкость:

В шкафах КРУ-D-12РТ С производства ГК ТАВРИДА ЭЛЕКТРИК шины прямоугольного сечения. Расстояние между фазами  $\alpha$  составляет 0,35 м, пролет шины  $l$  должен быть не менее ширина шкафа, т.е не менее 1м.

Напряжение в шине под действием изгибающего момента необходимо сопоставить с допустимым значением

$$\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{доп}}$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \sigma_{\text{ф}} + \sigma_{\text{п}}$$

$$\sigma_{\phi} = 2,2 \cdot \frac{i_y^2 \cdot l^2}{\alpha \cdot W_y} \cdot 10^{-8} = 19,4 \text{ МПа}$$

$$W_y = \frac{b \cdot h^2}{3} = 7,2 \cdot 10^{-6}$$

Для определения  $\sigma_{\Pi}$  рассчитаем силу взаимодействия полос в пакете:

$$f_{\Pi} = 0,26 \cdot k_{\phi} \frac{i_y^2}{b} \cdot 10^{-7} = 3861 \left(\frac{H}{M}\right)$$

$k_{\phi} = 0,4$  - коэффициент формы – определяем по Кривым Двайта

$$M_{\Pi} = \frac{l_{\Pi}^2 \cdot f_{\Pi}}{12} = 51,5 \text{ (H} \cdot \text{M)}$$

Где  $l_{\Pi} = 0,4\text{м}$  – расстояния между осями прокладок

$$W_{\text{ш}} = \frac{b^2 \cdot h}{6} = 3,6 \cdot 10^{-7}$$

$$\sigma_{\Pi} = \frac{M_{\Pi}}{W_{\text{ш}}} = 143 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{\text{расч}} = 19,4 + 143 = 162,4 \text{ МПа}$$

$\sigma_{\text{доп}} = 170 \text{ МПа}$  – для медных шин

$$162,4 \leq 170$$

Условие выполняется.

Определяем максимальный допустимый ролет между прокладками  $l_{\Pi}$ ,

$$l_{\Pi \text{ макс}} = \sqrt{\frac{12 \cdot \sigma_{\Pi \text{ доп}} \cdot W_{\text{ш}}}{f_{\Pi}}} = 0,41\text{м}$$

$$\sigma_{\Pi \text{ доп}} = \sigma_{\text{доп}} - \sigma_{\phi} = 150,6$$

$$\text{Окончательно } l_{\Pi} = 0,4\text{м}$$

### Выбор генераторного токопровода

Согласно расчетам токов КЗ:

$$I_{\text{раб утяж Г}} = 10,7 \text{ кА}$$

$$I_{nt} = I_{n0c} = 67,6 \text{ кА}$$

$$i_{at} = 63 \text{ кА}$$

$$i_y = 185 \text{ кА}$$

Принимаем к установке токопровод типа ТЭКНЕ-24-16000-560-У1.  
 Проверяем выбранный токопровод по номинальному напряжению(табл.2.25):

$$20 \text{ кВ} \leq 24 \text{ кВ}$$

по усиленному току нагрузки:

$$16000 \text{ А} > 10700 \text{ А}$$

Таблица 2.25 Параметры токопровода типа ТЭКНЕ-24-16000-560-У1

$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	$I_{\text{ном1}}, \text{А}$	$i_{\text{дин}}, \text{кА}$	$I_{\text{тер}}, \text{кА}$	$t_{\text{тер}}, \text{с}$
24	16000	560	220	3

Проверяем выбранный токопровод на электродинамическую стойкость при коротком замыкании:

$$560 \text{ кА} > 185 \text{ кА}$$

Условие выполняется.

### Выбор трансформаторов напряжения

#### Выбор шинных трансформаторов напряжения стороны 400 кВ

По напряжению установки  $U_{\text{уст}} = 400 \text{ кВ}$  выбираем трансформатор напряжения типа TVI производства АВВ с классом точности 0,5, номинальное напряжение 400 кВ.

Принимаем перечень приборов, установленных на распределительное устройство 400 кВ.

Таблица 2.26

Приборы	Тип	$S_{\text{приб}} \text{ Вт}$	$n_{\text{приб}}$	$S_{2\text{ном}} \text{ Вт}$
Отходящие линии:				
Счётчик электроэнергии	VINOM 337	0,02	6	0,12

Суммарная мощность приборов, подключенных ко вторичным выводам трансформатора напряжения:

$$S_{2\text{фак}} = S_{\text{приб}} \cdot n_{\text{приб}}$$

$$S_{2\text{фак}} = 0,12 \text{ Вт}$$



Таблица 2.27

Параметры	Каталожные данные
Номинальное напряжение первичной обмотки	$400/\sqrt{3}$ кВ
Номинальное напряжение основной вторичной обмотки	$100/\sqrt{3}$ В
Номинальное напряжение дополнительной обмотки	100 В
Номинальная мощность	400 Вт

Проверим выбранный трансформатор напряжения по номинальному напряжению первичной обмотки:

$$400 \text{ кВ} \leq 400 \text{ кВ}$$

Проверим по вторичной нагрузке:

$$S_{2\text{ном}} = 400 \text{ Вт}$$

$$S_{2\text{фак}} \leq S_{2\text{ном}}$$

$$0,12 \text{ Вт} \leq 400 \text{ Вт}$$

Условия соблюдаются.

Таким образом, трансформаторы напряжения будут работать в выбранном классе точности 0,5.

Для соединения трансформаторов с приборами принимают контрольный кабель КРВГ с сечением  $2,5 \text{ мм}^2$  по условию механической прочности.

Проверим по расчету потерь напряжения;

Потери напряжения определяются по формуле:

$$\Delta U = I_{\text{ном}} \cdot R_{\text{каб}}$$

где  $I_{\text{ном}}$  - ток нагрузки в питающем МИП кабеле,  $R_{\text{каб}}$  - сопротивление питающего МИП кабеля. При этом

$$I_{\text{ном}} = \frac{S_{2\text{фак}}}{U_{\text{ном}}} = 2,1 \text{ мА}$$

Допустимые потери напряжения от ТН до расчетного при классе точности 0,5 составляют  $\Delta U_{\text{доп}} = 0,0025 U_{\text{ном}} = 0,144 \text{ В}$

Допустимое сечение кабеля определяем по формуле:

$$F_{\text{доп}} = \frac{\rho L S_{2\text{фак}}}{0.0025 U_{\text{ном}}^2} = 0.005 \text{ мм}^2$$

Проверим падение напряжения в измерительной цепи,

$$\Delta U = \frac{\rho L S_{2\text{фак}}}{F_{\text{каб}} U_{\text{ном}}^2} \cdot 100 = 0.013\%$$

$$\Delta U_{\text{доп}} \geq \Delta U$$

$$0,14\% \geq 0.005\%$$

Условия соблюдаются.

### Выбор трансформатора напряжения на генераторном токопроводе

По напряжению установки  $U_{\text{уст}} = 20 \text{ кВ}$  выбираем три однофазных трансформатора напряжения типа ЗНОЛ.06 с классом точности 0,5 .

Принимаем перечень приборов, установленных генераторном трансформаторе напряжения: Таблица 2.28

Приборы	Тип	$S_{\text{приб}}$ ВТ	$n_{\text{приб}}$	$S_{2\text{ном}}$ ВТ
Отходящие линии:				
Счётчик электроэнергии	VINOM337	0,02	1	0,02

Суммарная мощность приборов, подключенных ко вторичным выводам трансформатора напряжения:

$$S_{2\text{фак}} = S_{\text{приб}} \cdot n_{\text{приб}}$$

$$S_{2\text{фак}} = 0,02 \text{ ВТ}$$

Таблица 2.29

Параметры	Каталожные данные
Номинальное напряжение первичной обмотки	20/ $\sqrt{3}$ кВ
Номинальное напряжение основной вторичной обмотки	100/ $\sqrt{3}$ В
Номинальное напряжение дополнительной обмотки	100 В
Номинальная мощность	75 ВА

Проверим выбранный трансформатор напряжения по номинальному напряжению первичной обмотки:

$$20 \text{ кВ} = 20 \text{ кВ}$$

Проверим по вторичной нагрузке:

$$S_{2\text{ном}} = 75 \text{ ВТ}$$

$$S_{2\text{фак}} \leq S_{2\text{ном}}$$

$$0,06 \leq 75$$

Условия соблюдаются.

Таким образом, трансформаторы напряжения будут работать в выбранном классе точности 0,5.

Для соединения трансформаторов с приборами принимают контрольный кабель КРВГ с сечением  $2,5 \text{ мм}^2$  по условию механической прочности.

Проверим по расчету потерь напряжения;

Потери напряжения определяются по формуле:

$$\Delta U = I_{\text{ном}} \cdot R_{\text{каб}}$$

где  $I_{\text{ном}}$  - ток нагрузки в питающем МИП кабеле,  $R_{\text{каб}}$  - сопротивление питающего МИП кабеля. При этом

$$I_{\text{ном}} = \frac{S_{2\text{фак}}}{U_{\text{ном}}} = 1,05 \text{ мА}$$

Допустимые потери напряжения от ТН до расчетного при классе точности 0,5 составляют  $\Delta U_{\text{доп}} = 0,0025 U_{\text{ном}} = 0,14\%$

Допустимое сечение кабеля определяем по формуле:

$$F_{\text{доп}} = \frac{\rho L S_{2\text{фак}}}{0,0025 U_{\text{ном}}^2} = 0,01 \text{ мм}^2$$

Проверим падение напряжения в измерительной цепи,

$$\Delta U = \frac{\rho L S_{2\text{фак}}}{F_{\text{каб}} U_{\text{ном}}^2} \cdot 100 = 0,003\%$$

$$\Delta U_{\text{доп}} \geq \Delta U$$

$$0,14\% \geq 0,003\%$$

Условия соблюдаются.

## ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ 2

1. В данном проекте проектировалась новая станция КЭС с тремя генераторами суммарной мощностью 840 МВт и распределительным устройством 400 кВ.

2. Для каждого распределительного устройства была выбрана схема присоединений сборных шин. Для питания собственных нужд выбрано количество и мощность основных и резервных ТСН. В качестве рабочего ТСН выбран трансформатор типа ТРДНС-25000/35 кВ. В качестве резервного выбран трансформатор типа ТРДН-25000/150кВ.

3. Рассчитывались токи короткого замыкания для корректного выбора коммутационного и измерительного оборудования.

4. На основании токов короткого замыкания выбраны, КРУЭ, КРУ, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, токопроводы.

### 3. ПОСТРОЕНИЕ СИСТЕМЫ ИЗМЕРЕНИЙ ДЛЯ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Структура автоматизированной системы представлена на схеме (Приложение В) и включает следующие подсистемы :

1. Систему сбора и передачи оперативной и неоперативной технологической информации (ССПИ);
2. Автоматизированную информационно-измерительную систему технического/коммерческого учета электроэнергии (АИИС ТУЭ/КУЭ);
3. Систему мониторинга и управления качеством электроэнергии (КЭЭ);

#### 3.1 СИСТЕМА СБОРА И ПЕРЕДАЧА ИНФОРМАЦИИ

Контроллеры присоединения «BINOM337» устанавливаются на всех присоединениях, что обеспечивает сбор телемеханической информации в полном объеме, включая контроль положения выключателей, контроль работы РЗА, исполнение команды телеуправления линейными и вводными фидерами, сбор текущих значений параметров электрической сети.

### 3.2 АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ СИСТЕМА ТЕХНИЧЕСКОГО/КОММЕРЧЕСКОГО УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ.

АИИС ТУЭ/КУЭ – модульная унифицированная система, построение которой предполагает следующие уровни:

#### **Информационно-вычислительный комплекс (ИВК)**

Таблица 3.1 Характеристика информационно-вычислительного комплекса (ИВК)

Оборудование	функции
выделенный сервер и АРМ технического учета, на которых устанавливается ПК АИИС «Телеучет»	выполняются задачи контроля внутренних потребителей, расчета баланса мощности и энергии, выявления перерасхода электроэнергии

#### **Организация каналов связи на уровне энергообъекта**

Структура каналов связи включает в себя технологическую ЛВС, которая объединяет устройства систем (счетики-измерители ПКЭ «BINOM337», устройства ТМЗ, концентраторы ТМЗcom) по сети Ethernet. Оборудование на данном уровне представлено сетевыми Ethernet-коммутаторами промышленного исполнения - узловыми элементами технологической ЛВС. Канал связи строится на основе сети Ethernet, прокладываемой кабелем «витая пара» UTP (FTP) категории 5е. Для защиты информационных портов сетевого оборудования от импульсных перенапряжений и помех на обоих концах узловых участков ЛВС предполагается подключение УЗИП. Проект предусматривает объединение контроллеров присоединений «BINOM337» общей магистральной шиной RS-485 для сбора данных коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ). Информационный обмен между устройствами КТС в рамках проекта осуществляется согласно таблице 3.2

Таблица 3.2 Виды протоколов и скорости информационного обмена [22]

Вид интерфейса	Мах. расстояние, м	Протокол обмена	Скорость обмена
RS-485/422	40(1)	NMEA, импульсы PPS	До 115,2 кбит/с
RS-485	600 (2)	ГОСТ Р МЭК 60870-5-101	До 460,8 кбит/с
	70 (3)	STRP485M	4 Мбит/с
10/100 Base-T Fast Ethernet II IEEE 802.3	100 (витая пара)	TCP/IP, ГОСТ Р МЭК 60870-5-104	100 Мбит/с

(1). Параметр приведен для режима синхронизации от приемника сигнала точного времени «DF01»

(2). Параметр приведен для сети сбора данных с счетики-измеретели ПКЭ «BINOM337»

(3). Параметр приведен для сети сбора данных с блоков расширения ТС/ТИ серии «TE306».

#### Устройство телемеханики пункта управления «ТМЗcom»

Таблица 3.3 Характеристика устройства телемеханики пункта управления «ТМЗcom» [23]

Оборудование	функции
УТМ ПУ «ТМЗcom»	<p>В процессе работы в автоматическом режиме УТМ ПУ «ТМЗcom» выполняет следующие функции:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– сбор информации со всех подключенных устройств;</li> <li>– формирование и передачу объединенной информационной посылки на устройства верхнего уровня;</li> <li>– прием и ретрансляцию команд с устройств верхнего уровня на соответствующее устройство КП;</li> <li>– контроль состояния устройства;</li> <li>– управление очередью событий.</li> </ul>

УТМ ПУ «ТМЗcom» - программируемая модульная микропроцессорное устройство, работающее в автоматическом режиме. Устройство служит для сбора и концентрации информации с устройств BINOM337 и ТМЗ и передачи ее на верхний уровень. Контроллеры «ТМЗcom» имеют до 10 коммуникационных интерфейсов Ethernet, 2 из которых выделены для взаимодействия с системами верхнего уровня, остальные – для сетей сбора данных.

Взаимодействие с системами верхнего уровня осуществляется по цифровым каналам связи, в качестве которых в данном проекте выступает выделенная ВОЛС, поддерживающая стек протоколов TCP/IP.

Сбор и передача данных производятся по стандартизированным протоколам в соответствии с ГОСТ Р МЭК 60870-5-101/104 [23].

### **Устройство синхронизации времени «DF01»**

Таблица 3.4 Характеристика устройства синхронизации времени «DF01»

Оборудование	функции
Модуль сигнала точного времени «DF01»	предназначен для работы в составе АСДУЭ в качестве источника сигналов синхронизации с точным астрономическим временем, обеспечивая прием сигналов спутниковых навигационных систем ГЛОНАСС/GPS

Модуль «DF01» подключается к УТМ ПУ «ТМЗcom» посредством интерфейса RS-485/422, по которому передаются значения точного времени и координат с использованием протокола передачи данных NMEA и периодический импульсный сигнал PPS для подстройки внутренних часов УТМ ПУ «ТМЗcom». Модуль «DF01» используется с внешней активной антенной.

### **Устройство телемеханики многофункциональное «ТМЗА»**

Таблица 3.5 Характеристика устройства телемеханики «ТМЗА» [23]

Оборудование	функции
Устройство телемеханики многофункциональное «ТМЗА»	предназначено для сбора данных телесигнализации и нормированных измерений (измерений с аналоговых измерительных преобразователей с нормированным выходным током). Количество регистрируемых аналоговых и дискретных сигналов на каждом устройстве включает в себя 16 каналов ТС и 6 каналов ТИ

Входы ТС представляют собой дискретные входы для подключения двухпозиционных контактных и бесконтактных датчиков положения типа «сухой контакт». Две группы по восемь входов имеют собственный внутренний изолированный источник питания датчиков. Входы ТИ «ТМЗА», используемого в данном Проекте, представляют собой аналоговые входы для подключения датчиков и измерительных преобразователей с нормированным выходным током от 0 (+ 4) до +20 мА [23].



## Блок ввода ТС/ТИ серии «ТЕ306»

Таблица 3.6 Характеристика блока ввода ТС/ТИ серии «ТЕ306» [23].

Оборудование	функции
Блоки ввода ТС/ТИТ	предназначены для увеличения информационной емкости устройства «ТМ3А». Применяются модификации блоков с 16 и 48 дискретными входами, каждый из которых может быть дополнен 12-ю аналоговыми входами.

Характеристики дискретных и аналоговых входов блока ввода ТС/ТИТ соответствуют характеристикам, представленным для УТМ «ТМ3А». Подключение блоков к УТМ «ТМ3А» или УТМ ПУ «ТМ3com» осуществляется по цепям магистрального интерфейса RS-485-1[23].

### Блок питания «ТЕ306W155»

Блок питания «ТЕ306W155» предназначен для питания внешних блоков устройства «ТМ3А». Электропитание блока «ТЕ306W155» осуществляется от сети переменного тока, источника питания постоянного тока или от внешнего, или внутреннего резервного источника электропитания постоянного тока.

Мощность, потребляемая каждым блоком питания «ТЕ306W155» от сети постоянного или переменного тока, не превышает 3 Вт. Блок питания обеспечивает бесперебойное питание внешних блоков, в т.ч. блоков ввода ТС/ТИТ, по трем каналам питания: - первый канал мощностью 12 Вт, - второй и третий каналы питания по 20 Вт [23].

### Счетики-измерители ПКЭ «BINOM337»

Полное наименование – счетики-измерители ПКЭ «BINOM337» (в соответствии с руководством по эксплуатации). Используемое в Проекте счетики-измерители ПКЭ «BINOM337»В рамках Проекта данное устройство в зависимости от модификации используется в качестве (табл.3.7):

Таблица 3.7 Использование счетики-измерители ПКЭ «BINOM337» [21].

Оборудование	функции
Измерительный преобразователь	<p>«BINOM 337» соответствует требованиям ГОСТ Р 31818.11-2012 и обеспечивает измерение основных электрических величин:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-ток, напряжение по каждой фазе, линейного напряжения и среднего;</li> <li>-расчет симметричных составляющих тока, напряжения;</li> <li>-расчет активной, реактивной и полной мощности по присоединению, в том числе и по каждой фазе;</li> <li>-измерение частоты сети;</li> </ul>
Счетчик коммерческого/технического учета электроэнергии	<p>В системах технического/коммерческого учета электроэнергии контроллер присоединения «BINOM 337» обеспечивает:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>–измерение нарастающим итогом активной энергии по ГОСТ 31819.22-2012 для класса 0,2S и реактивной энергии для класса точности 0,5 (методики ГОСТ 31819.23-2012), как в прямом, так и в обратном направлениях суммарно, и по двум независимым интервалам учета, а также по четырем тарифам с учетом выходных и праздничных дней;</li> <li>–учет потерь энергии (путем измерения квадратов тока, напряжения, и дальнейшего расчета потерь) в обоих направлениях по четырем тарифам и по двум независимым интервалам учета;</li> </ul>
Измеритель и анализатор показателей качества электроэнергии	<p>В части построения системы мониторинга и управления качеством электрической энергии контроллер присоединения «BINOM 337» обеспечивает:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>–измерение, вычисление показателей качества электрической энергии по ГОСТ 30804.4.30-2013 и ГОСТ 30804.4.7-2013;</li> <li>–хранение, агрегирование и передачу данных по каналам связи в верхние иерархические уровни автоматизированных систем;</li> <li>–обработку и анализ результатов измерений ПКЭ в соответствии с требованиями ГОСТ 54149-2010.</li> </ul>
Устройства телемеханики – контроллер ТС и ТУ	<p>Счетчик электронный «BINOM337» является расширенной версией счетчиков серии «BINOM» с добавлением функций телемеханики (устройство оснащено дискретными входами и каналами ТУ), встроенного источника питания и интерфейса для передачи данных по сети Ethernet. Функции измерительного преобразователя, счетчика коммерческого/технического учета электроэнергии, измерителя и анализатора показателей качества электроэнергии сохранены в полном объеме.</p>

При счетчике в составе автоматизированных систем мониторинга и управления качеством электроэнергии предусмотрена возможность накопления и хранения данных о ПКЭ на встроенных или внешних накопителях.

## **Сетевые коммутаторы**

Сетевые Ethernet-коммутаторы, применяемые в Проекте, являются узловыми элементами технологической ЛВС, обеспечивая связь оборудования на нижнем и верхнем уровнях системы. Стык данных уровней реализуется применением коммутаторов с оптоволоконными портами, поддерживающих выход в ВОЛС, связь организовывается в протоколе ГОСТ Р МЭК 60870-5-104 [24].

Все коммутаторы имеют промышленное исполнение, модели с литерой "-Т" способны работать в расширенном диапазоне рабочих температур от минус 40 до плюс 75 °С.

### 3.3 СИСТЕМА МОНИТОРИНГА И УПРАВЛЕНИЯ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

На вводных выключателях контроллер присоединения «VINOM337» дополняется функцией измерителя и анализатора качества электроэнергии, и осциллографического регистратора параметров нормального режима. Измерение и анализ показателей качества производится согласно норм, установленных ГОСТ Р 30804.4.30-2013 и ГОСТ 54149-2010 (табл.3.5) [11].

Таблица 3.8 Основные контролируемые параметры

Параметры	Описание
Параметры несинусоидальности	<ul style="list-style-type: none"> <li>–по току (гармонические и интергармонические составляющие и их коэффициенты);</li> <li>–по напряжению (гармонические и интергармонические составляющие и их коэффициенты);</li> <li>–по углу фазового сдвига</li> </ul>
Параметры случайных событий	<ul style="list-style-type: none"> <li>–провал напряжения (длительность, глубина провала);</li> <li>–прерывание напряжения (длительность);</li> <li>–перенапряжение (длительность, коэффициент)</li> </ul>
Усредненные значения ПКЭЭ	<ul style="list-style-type: none"> <li>–отклонение напряжения (положительное/отрицательное)</li> <li>–несимметрия напряжения (напряжение прямой, обратной, нулевой последовательности, коэффициенты несимметрии)</li> <li>–несинусоидальность напряжения и тока</li> <li>–частота (установившееся значение, положительное /отрицательное отклонение)</li> </ul>
Результаты статистического анализа ПКЭЭ	<ul style="list-style-type: none"> <li>–отклонение напряжения (положительное/отрицательное)</li> <li>–несимметрия напряжения</li> <li>–несинусоидальность напряжения и тока</li> <li>–отклонение частоты</li> <li>–отчеты по случайным событиям</li> </ul>

### 3.4 НАДЕЖНОСТЬ ОБОРУДОВАНИЯ

Надежность оборудования Системы характеризуется показателями:

- устойчивостью (способностью безотказного функционирования в соответствии с характеристиками оборудования) и восстанавливаемостью работоспособного состояния после произошедших сбоев или отказов;
- достоверностью передачи информации: соответствует первой категории для систем телемеханики ГОСТ 26.205-88;
- средней наработкой на отказ;
- сроком службы;
- временем восстановления.

Количественные показатели надежности применяемого оборудования представлены в таблице 3.6.

Таблица 3.9 Количественные показатели надежности

Показатель надежности	Количественная характеристика	
	«BINOM 337»	УТМ П «ТМ3com», УТМ «ТМ3А», блоки ТС/ТИ серии «ТЕ306»
Средняя наработка на отказ	Не менее 150000 часов	не менее 46 000 часов
Срок службы	не менее 30 лет	не менее 12лет
Время восстановления (методом замены)	не более 1 ч	Не более 2ч

Система в целом обеспечивает надежное функционирование всех составляющих ее частей при штатной эксплуатации и при возникновении аварийных ситуаций. Оценка надежности комплекса согласно требованиям, ГОСТ 27.410-87 производится по данным подконтрольной эксплуатации. В целях повышения надежности работы Системы в Проекте применены такие решения, как:

- автоматический контроль технических и программных средств КТС

(самодиагностика);

-дублирование АРМ диспетчера;

-использование на ГПП трех независимых источников питания, обеспечивающих бесперебойную работу оборудования ССПИ при пропадании основного питания;

– формирование комплекта ЗИП, обеспечивающего поддержание работоспособности основных узлов Системы в течение гарантийного срока эксплуатации.

## ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ 3

1. В данном проекте выполнялось построение системы измерений для проектируемой электростанции (BINOM).

2. Система включает в себя следующие подсистемы сбора и передачи информации (ССПИ); автоматизированную информационно-измерительную систему технического/коммерческого учета электроэнергии (АИИС ТУЭ/КУЭ) и систему мониторинга и управления качеством электроэнергии, СМиУКЭ.

3. Выбрано оборудование. В качестве средства измерений выбран счётчик-измеритель ПКЭ (BINOM337).

#### 4. ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ

Экономическая целесообразность схемы соединения определяется минимумом приведенных затрат [18]:

$$Z = p_n \cdot K + И + У, \text{ где}$$

$K$  – капиталовложения на сооружение электроустановки, тыс. руб.;

$p_n$  – нормативный коэффициент экономической эффективности, равный 0,14;

$И$  – годовые эксплуатационные издержки, тыс. руб/год;

$У$  – ущерб от недоотпуска электроэнергии, тыс. руб/год.

Проведём подсчёт капитальных затрат для схемы КЭС:

Таблица 4.1

Оборудование	стоимость единицы, тыс. руб.	схемы КЭС	
		число единиц	Общая стоимость, тыс. руб.
ГТ-426/420/21	34800	3	104400
ТРДНС-25000/35	3500	3	10500
ТРДН-25000/150	5500	1	5500
КРУЭ ELK-3/400	55000	3	165000
КРУЭ ELK-3/150	9500	1	9500
ИТОГО:			294900

Годовые эксплуатационные издержки определяются по формуле:

$$И = \frac{a \cdot K}{100} + \beta \cdot \Delta W_{год}$$

, где



$a$  – отчисления на амортизацию, 8%;

$\Delta W$  – годовые потери энергии в электроустановке, кВт·ч;

$\beta$  – средняя себестоимость потерь электроэнергии,  $\approx 1$  руб./кВт·ч.

Потери электроэнергии в трансформаторе:

$$\Delta W = P_x \cdot T + P_k \cdot \left( \frac{S_{\text{макс}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau, \text{ где}$$

$P_x, P_k$  – потери мощности холостого хода и короткого замыкания, кВт;

$S_{\text{ном}}$  – номинальная мощность трансформатора, МВ·А;

$S_{\text{макс}}$  – расчетная максимальная нагрузка трансформатора, МВ·А;

$T$  – продолжительность работы трансформатора в году, ч;

$\tau$  – продолжительность максимальных потерь.

Продолжительность работы трансформатора в году:

$$T = 8760 - T_p = 8160 \text{ ч.}, \text{ где}$$

$T_p$  – продолжительность ремонта блока, 600 ч.

Продолжительность максимальных потерь  $\tau$  определим по графику рис. 5.6 [37] с учетом того, что  $T_{\text{макс}}$  для КЭС – 7000 часов:

$$\tau = 6000 \text{ ч.}$$

ГТ-426/420/21:

$$S_H = 426 \text{ МВ}\cdot\text{А}, U_{\text{вн}} = 420 \text{ кВ}, U_{\text{нн}} = 20 \text{ кВ}, P_x = 300 \text{ кВт}, P_k = 790 \text{ кВт}$$

$$\Delta W_1 = 300 \cdot 8160 + 790 \cdot \left( \frac{329}{426} \right)^2 \cdot 6000 = 5.28 \cdot 10^6 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

ТРДНС-25000/35:

$$S_H = 25 \text{ МВ} \cdot \text{А}, U_{BH} = 20 \text{ кВ}, U_{HH} = 6.3\text{-}6.3 \text{ кВ}, P_x = 25 \text{ кВт}, P_k = 115 \text{ кВт}$$

$$\Delta W_2 = 25 \cdot 8160 + 115 \cdot \left( \frac{16.45}{25} \right)^2 \cdot 6000 = 0.5 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

ТРДН-25000/150:

$$S_H = 25 \text{ МВ} \cdot \text{А}, U_{BH} = 150 \text{ кВ}, U_{HH} = 6.3 \text{ кВ}, P_x = 31 \text{ кВт}, P_k = 145 \text{ кВт}$$

$$\Delta W_3 = 31 \cdot 8160 + 45 \cdot \left( \frac{16.45}{25} \right)^2 \cdot 6000 = 0.37 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

В итоге издержки по вариантам составят:

$$\begin{aligned} И &= \frac{a \cdot K}{100} + \beta \cdot (\Delta W_1 \cdot n_1 + \Delta W_2 \cdot n_2 + \Delta W_3 \cdot n_3) = \\ &= \frac{8 \cdot 294900}{100} + 1 \cdot 10^{-3} \cdot (5.28 \cdot 10^6 \cdot 3 + 0.5 \cdot 10^6 \cdot 3 + 0.37 \cdot 10^6) = 41302 \text{ тыс. руб. / год} \end{aligned}$$

Тогда, принимая ущерб равным нулю, приведённые затраты составят:

$$З = p_H \cdot K + И = 0.14 \cdot 294900 + 41302 = 82588 \text{ тыс. руб./год}$$

#### ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ 4

из приведенных выше расчетов видим, что экономические затраты

$$З = 82588 \text{ тыс. руб./год}$$

## 5. БЕЗОПАСНОСТЬ ТРУДА НА ПРОЕКТИРУЕМОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

### 5.1 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ К ПЕРСОНАЛУ

Проектируемая КЭС в г. Захо состоит из 3-х блоков, каждый с генератором газовой турбины мощностью 280 МВт. На территории расположены:

- Комплектное распределительное устройство элегазовое 420 кВ (КРУЭ-420 кВ)
- Комплектное распределительное устройство элегазовое 150 кВ (КРУЭ-150кВ)
- Комплектное распределительное устройство 20 кВ (КРУ-20 кВ)
- Комплектное распределительное устройство 6 кВ (КРУ-6 кВ)
- Здание ОПУ

Согласно Правилам по охране труда (Правила составлены Министерством электроэнергетики и Министерством здравоохранения Ирака) можно выделить следующие пункты, обязательные к исполнению[25]:

- Работники должны иметь профессиональную подготовку, соответствующую характеру работы в электроустановках
- Персонал перед допуском к самостоятельной работе должен уметь оказывать первую помощь пострадавшим от электрического тока
- Персонал должен уметь пользоваться защитными средствами
- Работнику, прошедшему проверку знаний по охране труда при эксплуатации электроустановок, выдается удостоверение установленной формы, в которое вносятся результаты проверки знаний.
- Не допускается приближение людей, механизмов и грузоподъемных машин к находящимся под напряжением не ограждённым объектам
- При осмотре электроустановок напряжением выше 1000 В не допускается входить в помещения, камеры, не оборудованные ограждениями или барьерами, препятствующими приближению к токоведущим частям на расстояния менее указанных в таблице 5.1. Не допускается проникать за ограждения и барьеры электроустановок[25].

Таблица 5.1 Допустимые расстояния до токоведущих частей, находящихся под напряжением.

Напряжение, кВ		Расстояние от людей и применяемых ими инструментов и приспособлений, от временных ограждений, м	Расстояния от механизмов и грузоподъемных машин в рабочем и транспортном положении, от стропов, грузозахватных приспособлений и грузов, м
До 1	На ВЛ	0,6	1,0
	В остальных электроустановках	Не нормируется (без прикосновения)	1,0
1-35		0,6	1,0
60, 110		1,0	1,5
150		1,5	2,0
220		2,0	2,5
330		2,5	3,5
400, 500		3,5	4,5
750		5,0	6,0
800		3,5	4,5
1 150		8,0	10,0

-Отключать и включать разъединители, отделители и выключатели напряжением выше 1000 В с ручным приводом необходимо в диэлектрических перчатках.

-Снимать и устанавливать предохранители следует при снятом напряжении.

-При снятии и установке предохранителей под напряжением необходимо пользоваться в электроустановках напряжением выше 1000 В - изолирующими клещами (штангой) с применением диэлектрических перчаток и средств защиты лица и глаз; в электроустановках напряжением до 1000 В - изолирующими клещами или диэлектрическими перчатками и средствами защиты лица или глаз.

-Порядок хранения и выдачи ключей от электроустановок определяется распоряжением руководителя организации. Ключи от электроустановок должны находиться на учете у оперативного персонала. В электроустановках, не имеющих местного оперативного персонала, ключи могут быть на учете у административно-технического персонала.

## 5.2 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ К ОБОРУДОВАНИЮ И ПРОВЕДЕНИЮ РАБОТ

При подготовке рабочего места со снятием напряжения должны быть отключены: токоведущие части, на которых будут производиться работы, не ограждённые токоведущие части, к которым возможно случайное приближение людей, механизмов и грузоподъемных машин на расстояние менее указанного в таблице 5.1, цепи управления и питания приводов, закрыт воздух в системах управления коммутационными аппаратами, снят завод с пружин и грузов у приводов выключателей, и разъединителей.

**Проверка отсутствия напряжения** производится при помощи указателя напряжения. Его исправность перед применением устанавливают с помощью специальных приборов или приближением к токоведущим частям, заведомо находящимся под напряжением[25].

В электроустановках напряжением выше 1000В указатель напряжения необходимо использовать в диэлектрических перчатках. В электроустановках напряжением 35 кВ и выше для проверки отсутствия напряжения можно пользоваться изолирующей штангой. На ВЛ напряжением 6 - 20 кВ при проверке отсутствия напряжения следует обеспечить требуемую чувствительность указателя. Для этого его рабочую часть необходимо заземлять.

**Установка заземлений.** Заземления на токоведущие части устанавливаются непосредственно после проверки отсутствия напряжения. Переносное заземление сначала нужно присоединить к заземляющему устройству. После проверки отсутствия напряжения установить на токоведущие части. Снимается переносное заземление в обратной последовательности: сначала - с токоведущих частей, затем - от заземляющего устройства. Согласно ПУЭ защитное заземление и зануление требуется выполнять при напряжении 380В и выше переменного тока и от 110 до 440В - постоянного тока. Электроустановки от 110 до 750 кВ должны иметь защитное заземление сопротивлением не более 0,5 Ома.

## **Установка заземлений в распределительных устройствах**

В электроустановках напряжением выше 1000В заземляют токоведущие части всех фаз (полюсов). Заземленные токоведущие части отделяют от токоведущих частей, находящихся под напряжением, видимым разрывом. Установленные заземления от токоведущих частей, на которых непосредственно ведется работа, отделяют отключенными выключателями, разъединителями, отделителями или выключателями нагрузки, снятыми предохранителями, демонтированными шинами или проводами.

В электроустановках напряжением до 1000В при работах на сборных шинах РУ, щитов, сборок напряжение с шин должно быть снято и шины (за исключением шин, выполненных изолированным проводом) должны быть заземлены. Если это требуется по характеру выполняемых работ (измерение сопротивления изоляции и т.п.) допускается временное снятие заземлений, установленных при подготовке рабочего места

### **Коммутационные аппараты**

Допуск к работе на коммутационном аппарате разрешается после выполнения технических мероприятий, которые обеспечивают безопасность работы и препятствуют ошибочному срабатыванию коммутационного аппарата.

Перед допуском к работе внутри воздухопорников следует закрыть задвижки на всех воздухопроводах, по которым может быть подан воздух, запереть их приводы (штурвалы) на цепь с замком и вывесить на приводах задвижек плакаты «Не открывать! Работают люди»; выпустить из воздухопорников воздух, находящийся под избыточным давлением, оставив открытыми спускной дренажный вентиль, пробку или задвижку; отсоединить от воздухопорников воздухопроводы подачи воздуха и установить на них заглушки.

Поскольку нулевые показания манометров не являются достоверным признаком отсутствия давления сжатого воздуха, перед отвинчиванием болтов и гаек на крышках люков и лазов воздухопорников следует убедиться в

открытом положении спускных задвижек, пробок или клапанов. С целью определения действительного отсутствия сжатого воздуха.

Спускные задвижки, пробки (клапаны) разрешается закрывать только после завинчивания всех болтов и гаек, крепящих крышки пиков (лазов). Присутствие работников около выключателей во время отключения и включения воздушных выключателей, при опробовании и наладке не допускается. Команду на выполнение операций выключателем производитель работ должен подать после того, как члены бригады будут удалены от выключателя на безопасное расстояние или в укрытие [25].

### **Комплектные распределительные устройства**

При работе на оборудовании тележки или в отсеке шкафа КРУ тележку с оборудованием необходимо выкатить в ремонтное положение, шторку отсека, в котором токоведущие части остались под напряжением, запереть на замок и вывесить плакат безопасности «Стоять! Напряжение»; на тележке или в отсеке, где предстоит работать, вывесить плакат «Работать здесь» [25].

При работах вне КРУ на подключенном к ним оборудовании или на отходящих ВЛ и КЛ тележку с выключателем необходимо выкатить в ремонтное положение из шкафа; шторку или дверцы запереть на замок и на них вывесить плакаты «Не включать! Работают люди» или «Не включать! Работа на линии».

**Силовые трансформаторы, масляные шунтирующие и дугогасящие реакторы.** Осмотр силовых трансформаторов (далее - трансформаторов), масляных шунтирующих и дугогасящих реакторов (далее - реакторов) должен выполняться непосредственно с земли или со стационарных лестниц с поручнями. На трансформаторах (реакторах), находящихся в работе или резерве, доступ к смотровым площадкам должен быть закрыт предупреждающими плакатами.

Отбор газа из газового реле работающего трансформатора (реактора) должен выполняться после разгрузки и отключения трансформатора (реактора).

Для выполнения работ внутри баков трансформатора (реактора) допускаются только специально подготовленные рабочие, которые хорошо знают пути перемещения, исключающие падение и травмирование во время выполнения работ. Внутри трансформатора (реактора) следует находиться в защитной каске, перчатках и резиновых сапогах. Перед проникновением внутрь трансформатора необходимо убедиться в том, что из бака полностью удалены азот или другие газы, а также выполнена достаточная вентиляция бака, а содержание кислорода в воздухе бака составляет не менее 20%.

Для контроля за состоянием персонала внутри трансформатора назначают работника, который обязан находиться у входного люка. Персонал внутри трансформатора должен быть обеспечен лягочным предохранительным поясом с канатом и при необходимости шланговым противогазом. Если в процессе работы в бак подается осушенный воздух (с точкой росы не более - 40 °С), то общее время пребывания каждого работающего внутри трансформатора не должно превышать 4 часов в сутки.

### **Измерительные трансформаторы тока**

До окончания монтажа вторичных цепей, электроизмерительных приборов, устройств релейной защиты и электроавтоматики вторичные обмотки трансформаторов тока должны быть замкнуты накоротко. При проверке полярности вторичных обмоток прибор, указывающий полярность, должен быть присоединен к зажимам вторичной обмотки до подачи импульса в первичную обмотку трансформаторов тока. Не допускается использовать шины в качестве токоведущих при монтажных и сварочных работах в цепи первичной обмотки трансформаторов тока.



## 5.3 МЕРЫ ЗАЩИТЫ ЛЮДЕЙ НА ТЕРРИТОРИИ ТЭС

### Защита от электрического и магнитного поля

Для защиты обслуживающего персонала от воздействия магнитного поля на территории ТЭС должны применяться стационарные и переносные экраны. Рабочие место и маршруты передвижения работников располагают на расстоянии от источников магнитных полей. В качестве средств защиты от воздействия электрического поля применяются стационарные экранирующие устройства, которые жестко соединены с заземляющим контуром и экранирующие комплекты. Машины и механизмы, находящиеся в зоне электрического поля, должны быть заземлены. ТЭС ограждают забором соответствующей высоты, который расположен на расстоянии не менее 20 метров от силового оборудования.

### Средства индивидуальной защиты

ТЭС укомплектована средствами для защиты от поражения электрическим током в соответствии с Правилами применения и испытания защитных средств, используемых в электроустановках, которые делятся на основные и дополнительные средства защиты (табл. 5.2):

Таблица 5.2 Средства индивидуальной защиты

Основные средства защиты для работы в электроустановках напряжением выше 1000 В	Дополнительные средства защиты для работ в электроустановках напряжением выше 1000 В
изолирующие штанги изолирующие клещи электроизмерительные клещи указатели напряжения указатели напряжения для фазировки	диэлектрические перчатки диэлектрические боты диэлектрические ковры индивидуальные экранирующие комплекты изолирующие подставки и накладки диэлектрические колпаки переносные заземления оградительные устройства плакаты и знаки безопасности

## 5.4 ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

ТЭС относится по пожарной опасности к категории В, а помещение аккумуляторной батареи, которое располагается в здании ОПУ к категории Б взрывопожарной опасности.

Помещение АКБ оборудуется системой стационарной принудительной приточно-вытяжной вентиляцией и естественной вытяжной вентиляцией. Выброс газов производится через вентиляционную шахту, расположенную над крышей здания на высоте 1,5 м, вентилятор имеет взрывобезопасное исполнение.

К пожарам при эксплуатации электроустановок приводят главным образом, короткие замыкания, нарушения правил эксплуатации нагревательных приборов, перегрузки оборудования, образования больших местных переходных сопротивлений, электрические искры.

Территория подстанции должна содержаться в чистоте и очищаться от сухой травы, срубленного кустарника, промасленной ветоши, остатков упаковки, наличие которых может привести к возгораниям. Так как на подстанции имеется маслонаполненное оборудование, при аварии может произойти большой выброс масла в окружающую среду. На подстанции приняты меры по предотвращению выбросов масла в окружающую среду.

Источником возгорания в масляных трансформаторах может стать короткое замыкание при перенапряжении или по причине износа изоляции. Возникающая дуга, имеет температуру 3000 – 4000°С, вызывает пиролиз трансформаторного масла. Давление газов, которые выделяются при разложении продуктов масла, может вызвать частичную или полную разгерметизацию бака. Масло при контакте с кислородом легко воспламеняется. Поэтому трансформаторы должны оборудоваться выхлопной системой для своевременного снижения давления внутри бака, а также устройствами газовой защиты. Под каждым из маслонаполненных оборудования в соответствии с ПУЭ построен маслоприемник объемом равным количеству масла в установке [26].

## ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ 5

1. Требования безопасности на ТЭС включают в себя обеспечение нормальных условий труда персонала, охрану окружающей среды, требования противопожарной безопасности, радиационной безопасности, противоаварийной и биологической защиты.

2. Наличие больших количеств горючих газов, масла, подогретого мазута, горячих поверхностей оборудования и трубопроводов, а также наличие водо-рода, разветвленного кабельного хозяйства создают постоянную опасность возникновения пожара или взрыва.

3. Помещения ТЭС и АЭС должны иметь хорошее естественное освещение, аэрацию и вентиляцию. Должна обеспечиваться защита воздушного бассейна от загрязнений вредными выбросами путем улавливания твердых частиц.

4. При эксплуатации оборудования, все работники должны руководствоваться действующими в системе энергопредприятия нормами, правилами, инструкциями и материалами по охране труда и технике безопасности.

5. Все горячие части оборудования, трубопроводы, баки и другие элементы, прикосновение к которым может вызвать ожоги, должны иметь тепловую изоляцию. Температура на поверхности изоляции при температуре окружающего воздуха 25 °С должна быть не выше 45 °С.

5. Мусор, производственные отходы удаляются на специально отведенные участки. В каждом цехе на случай возникновения пожара обеспечивается возможность быстрой эвакуации людей. На пожароопасных и взрывоопасных участках ТЭС курение воспрещено. В цехах устанавливается противопожарный инвентарь.

6. Все производственные помещения ТЭС снабжены достаточным количеством пожарного инвентаря (ящики с песком, лопаты, ведра и т.д.), огнетушителями, имеется развитый пожарный водопровод с большим количеством пожарных-гидрантов.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. В результате анализа текущего состояния энергетической системы Республики Ирак выявлены их основные проблемы: увеличение спроса на электроэнергию, недостаток существующих и отсутствие новых или возобновляемых источников энергии, высокий уровень технологических потерь в магистральных (13-44%) и распределительных сетях (до 70%), отсутствие способности управлять режимами работы электрических сетей.

2. Установлено, что использование контроллера присоединения «BINOM 337» в зависимости от модификации используется в качестве измерительного преобразователя, счетчика коммерческого/технического учета электроэнергии, измерителя и анализатора показателей качества электроэнергии, устройства телемеханики – контроллера ТС и ТУ.

3. В результате технико-экономического анализа было рассмотрено структурная схема проектируемой электростанции. из расчетов видим , что экономические затраты  $Z = 82588$  тыс. руб./год.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Тайны электричества [электронный ресурс] - режим доступа: <https://inforeactor.ru/20812-tainy-elektrichestva>.
2. Электричество в Древнем Египте [электронный ресурс]- режим доступа: <http://rutlib.com/book/26151/p/3> (дата обращения 17.12.2016).
3. Iraq ministry of electric [электронный ресурс]- режим доступа: <http://www.moelc.gov.iq/> .
4. Iraq/powerplants [электронный ресурс]- режим доступа: <http://enipedia.tudelft.nl/wiki/Iraq/Powerplants>.
5. Alternative energy [электронный ресурс]- режим доступа: <http://batsol.ru/irak-sobiraetsya-postroit-vetrogenerator-i-solnechnye-elektrostantsii.html>.
6. Siemens [электронный ресурс]- режим доступа: [https://www.siemens.com/press/en/pressrelease/?press=/en/pressrelease/2008/power\\_transmission/e200812016.htm&content\[\]=E&content\[\]=PG](https://www.siemens.com/press/en/pressrelease/?press=/en/pressrelease/2008/power_transmission/e200812016.htm&content[]=E&content[]=PG).
7. Ирак собирается построить ветрогенераторы и солнечные электростанции [электронный ресурс]- режим доступа: <http://batsol.ru/irak-sobiraetsya-postroit-vetrogenerator-i-solnechnye-elektrostantsii.html>
8. Действующие проекты [электронный ресурс]- режим доступа: <http://www.gama.com.tr/ru/gama-power/projects/ongoing-projects/pr/440>
9. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М.: Стандартинформ, 2014.
10. ГОСТ 30804.4.7-2013. Совместимость технических средств электромагнитная. Общее руководство по средствам измерений и измерениям гармоник и интергармоник для систем электроснабжения и подключаемых к ним технических средств. – М.: Стандартинформ, 2013.
11. ГОСТ 30804.4.30-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Методы измерений показателей качества электрической энергии. – М.: Стандартинформ, 2014
12. ГОСТ 33073-2014. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Контроль и мониторинг качества электрической

энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М.: Стандартиформ, 2014

13. IEC 61000-4-7-2008-06. Testing and measurement techniques-General guide on harmonics and interharmonics measurements and instrumentation, for powersupply systems and equipment connected thereto.
14. IEC 61000-4-30-2015-02. Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4-30: Testing and measurement techniques - Power quality measurement methods
15. IEC 1000-2-4. Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 2: Environment - Section 4: Compatibility levels in industrial plants for low-frequency conducted disturbances
16. Ansaldo Energia [электронный ресурс]- режим доступа: <http://www.ansaldoenergia.it/easyNews/NewsLeggi.asp?NewsID=20>
17. Крючков И.П., Кувшинский Н. Н., Неклепаев Б. Н., “Электрическая часть электростанций и подстанций”, М.: Энергоатомиздат 2007г.
18. Петрова С.С. Производство электроэнергии: учебное пособие/ С.С.Петрова, О.А.Васильева. – СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2012. 148 с.
19. Черновец А.К., Лapidус А.А. «Режим работы электрооборудования станций и подстанций». Учебное пособие. Санкт-Петербург. Издательство Политехнического университета, 2006г.
20. Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей. М.: НЦ ЭНАС, 2006. 320 с
21. Каталог Binom3 [Электронный ресурс] -Режим доступа: <http://binom3.ru/binom337.php>.
- 22.Каталог «ТМЗcom» [Электронный ресурс] -Режим доступа: [http://team-r.ru/products\\_tm3r](http://team-r.ru/products_tm3r).
23. ГОСТ Р МЭК 60870-5-104-2004 Устройства и системы телемеханики. Часть 5. Протоколы передачи. Раздел 104.
24. Occupational safety and health in Iraq [Электронный ресурс] -Режим доступа: [www.molsa.gov.iq/upload/upfile/ar/161almortsam-alwatane.pdf](http://www.molsa.gov.iq/upload/upfile/ar/161almortsam-alwatane.pdf)
25. Fire protection British rules for Iraq [Электронный ресурс] -Режим доступа: <https://cryptome.org/uk-roe-iq.htm>

26. MINISTRY OF ELECTRICITY STANDARD SPECIFICATION [электронный ресурс]- режим доступа: <http://www.moelc.gov.iq/upload/imagestender/ar/149-lmji.pdf>

ПРИЛОЖЕНИЕ 1 ГЛАВНАЯ СХЕМА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ  
СОЕДИНЕНИЙ



## ПРИЛОЖЕНИЕ 2 СХЕМА КРУЭ 420 кВ

ПРИЛОЖЕНИЕ 3 СХЕМА СИСТЕМЫ ИЗМЕРНИЙ, УЧЁТА И  
КОНТРОЛЯ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ