

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ

федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования

«Тольяттинский государственный университет»

Институт энергетики и электротехники

(наименование института полностью)

Кафедра Электроснабжение и электротехника

(наименование)

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки)

Режимы работы электрических источников питания, подстанций, сетей и
СИСТЕМ

(направленность (профиль))

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
(МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ)**

на тему Разработка системы технического учета электроэнергии ЗАО «Завод
строительных материалов»

Студент

Е.В. Лебедев

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Научный
руководитель

к.т.н., О.В. Самолина

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Тольятти 2020

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	3
1. Анализ вопросов разработки АСТУЭ	5
1.1 Общее описание, структура и назначение АСТУЭ	5
1.2 Анализ существующих АСТУЭ на предприятиях.....	8
1.2.1 АСТУЭ «Авалон-М».....	8
1.2.2 АСТУЭ «Элемент».....	10
1.2.3 АСТУЭ «ЭнергоКруг».....	12
1.2.4 АСТУЭ «Энергомера»	14
1.3 Выбор АСТУЭ, описание ПО выбранной АСТУЭ.....	15
2. Организация АСТУЭ на предприятии, выбор и проверка оборудования... ..	26
2.1 Исходные данные для разработки АСТУЭ	26
2.2 Расчет токов короткого замыкания в местах установки измерительных трансформаторов тока	28
2.3 Выбор и проверка измерительных трансформаторов тока.....	38
2.3.1 Выбор и проверка измерительных трансформаторов тока на ТП 10/0,4 кВ	38
2.3.2 Выбор и проверка измерительных трансформаторов тока в ГРЩ главного корпуса	44
2.4 Выбор и проверка автоматических выключателей.....	49
2.4.1 Выбор и проверка автоматических выключателей на ТП 10/0,4 кВ	50
2.4.2 Выбор и проверка автоматических выключателей в ГРЩ главного корпуса	52
2.5 Выбор оборудования АСТУЭ	54
2.6 Программное управление счетчиками СЕ 303	55
2.7 Расчет контура заземления ГРЩ главного корпуса	61
3. Оценка экономической эффективности установки АСТУЭ.....	67
Заключение	76
Список используемых источников.....	78

Введение

Автоматизированные системы технического учета электроэнергии (АСТУЭ) достаточно длительное время применяются для технического учета на предприятиях промышленного сектора. Это связано, в первую очередь, с потребностью каждого предприятия в обеспечении максимальной энергоэффективности производственного процесса и стремлением согласования своего графика электропотребления с графиком питающей энергосистемы с целью минимальной оплаты за потребляемую электроэнергию.

С момента первого применения и по сегодняшний день, архитектура; технические средства реализации; методы и средства передачи данных АСТУЭ непрерывно совершенствовались [3]. Развитие микроэлектроники привело к высокой степени интеграции структурных компонентов АСТУЭ, а также снизило общую стоимость оборудования, что снизило капиталовложения в проект внедрения данных систем, а также сократило их срок окупаемости. В то же время изменялось и представление о необходимой структуре АСТУЭ в сторону упрощения ее администрирования, настройки и эксплуатации оператором. Также в современных системах производится обработка полученных данных по энергопотреблению, составление статистических выкладок в виде таблиц, графиков и диаграмм и представление рекомендаций по оптимизации энергопотребления на предприятии.

В настоящее время применение АСТУЭ для всех типов промышленных предприятий носит массовый и строго рекомендательный характер, в связи с этим необходимо понимать их структуру и уметь разрабатывать проекты таких систем с учетом специфики каждого конкретного предприятия.

В данной работе рассматривается разработка системы технического учета электроэнергии ЗАО «Завод строительных материалов».

Актуальность темы заключается в том, что благодаря внедрению системы АСТУЭ возможно вести точный учет потребления электроэнергии; значительно снизить ее потери и нецелевое использование; осуществить точную компенсацию реактивной мощности; согласовать график электропотребления предприятия с графиком питающей энергосистемы с целью минимальной оплаты за потребляемую электроэнергию; повысить общий уровень надежности производственного процесса (за счет непрерывного мониторинга режимов электропотребления).

Объектом исследования является АСТУЭ ЗАО «Завод строительных материалов».

Цель работы заключается в повышении эффективности использования электрической энергии на предприятии.

Задачи работы:

- рассмотреть общее описание, структуру и назначение АСТУЭ;
- провести анализ существующих АСТУЭ на предприятиях;
- выбрать и проверить оборудование АСТУЭ;
- рассмотреть программное обеспечение АСТУЭ;
- провести оценку экономической эффективности установки АСТУЭ.

Практическая значимость работы заключается в том, что внедрение системы АСТУЭ позволяет снизить уровень оплаты за потребляемую предприятием электроэнергию. Это достигается за счет оптимизации графика энергопотребления предприятия с графиком энергосистемы (снижение максимума нагрузок предприятия в период максимума в энергосистеме, перенос нагрузок на ночные и полупиковые интервалы и т.д.); максимального согласования энергопотребления с общим технологическим процессом предприятия; точной автоматической компенсации реактивной мощности.

Теоретическая и методологическая основа работы заключается в анализе современной литературы, методик анализа, проектирования и расчета систем АСТУЭ.

1 Анализ вопросов разработки АСТУЭ

1.1 Общее описание, структура и назначение АСТУЭ

В настоящее время наличие автоматизированной системы технического учета электроэнергии (АСТУЭ) является обязательным для любого современного промышленного предприятия. Назначение современной АСТУЭ состоит в осуществлении автоматизированного контроля параметров электроэнергии и энергопотребления. Также ведется непрерывный мониторинг процесса энергопотребления всех ключевых электроприемников предприятия.. Вся информация передается в центр сбора и обработки информации. Для сбора, обработки и хранения информации, как правило, используется персональный компьютер либо сервер, на котором установлено соответствующее ПО.

Цели создания системы:

- 1) Измерение количества потребленной электрической энергии за определенный учетный период;
- 2) Мониторинг и контроль режимов электропотребления;
- 3) Минимизация потерь электроэнергии;
- 4) Обеспечение максимальной эффективности использования энергоресурсов;
- 5) Оптимизация графика энергопотребления (снижение максимума нагрузок предприятия в период максимума в энергосистеме, перенос нагрузок на ночные и полупиковые интервалы и т.д.);
- 6) Формирование и долговременное хранение сводных отчетов по энергопотреблению; статистическая обработка данных.

АСТУЭ предназначена для наиболее эффективного управления режимами работы электроприемников, энергосистемы предприятия в целом (например, точной автоматической компенсации реактивной мощности). После внедрения и точной настройки АСТУЭ достигаются максимальная

энергоэффективность системы электроснабжения, комфорт для персонала предприятия, надежность и долговечность оборудования [5].

В тоже время, АСТУЭ обеспечивает непрерывный мониторинг и запись режимов работы электрооборудования, что позволяет быстро выявлять и предотвращать аварийные ситуации.

Основные отличия АСТУЭ от технологических АСУ [3]:

- очень высокое быстродействие процессов, исполнительных и управляющих элементов;
- защита от электромагнитного излучения;
- структура ПО.

Ввиду этого, АСТУЭ выделяется и проектируется как отдельная подсистема общей АСУ предприятия.

АСТУЭ является системой с централизованным управлением. В структуре АСТУЭ, как правило, выделяются три основных уровня:

- уровень точек измерения (измерительные трансформаторы, счетчики электроэнергии, вспомогательные датчики и оборудование);
- уровень связи и передачи данных (модемы, контроллеры, устройства передачи данных, каналы связи и т.д.);
- уровень анализа, обработки и хранения информации – центр обработки информации (ЦОИ).

На каждом уровне сбора и передачи информации обеспечена организация хранения и обработки собранной информации, т.е. создается база данных, отвечающая следующим требованиям:

- данные надежно защищены от несанкционированного доступа аппаратными и программными средствами;
- потребности вышестоящего уровня определяют необходимую интенсивность обмена информацией, в то же время обеспечивается передача любых данных согласно запросу;
- данные защищены от потери;

- объем принимаемой в базу информации (с учетом ручного ввода, при необходимости) определяется действующими нормативными документами о учете электроэнергии и внутренними документами предприятия.

Любое современное предприятие должно, по возможности, стремиться оптимизировать свой график электропотребления под общий график питающей энергосистемы и дополнительные экономически выгодные тарифы на электроэнергию. АСТУЭ позволяет максимально эффективно оптимизировать электропотребление предприятия с графиком энергосистемы и общим технологическим процессом предприятия. Применение АСТУЭ на предприятиях позволяет также своевременно выявлять отклонения от нормативных режимов работы электроприемников (производственного оборудования), тем самым предупреждая и минимизируя аварийные ситуации и связанные с ними экономические и другие потери.

Необходимо различать АСТУЭ и АСКУЭ. Сравнение данных систем сведем в таблицу 1.

Таблица 1–Сравнение АСТУЭ и АСКУЭ

Показатели	АСТУЭ	АСКУЭ
Первичная цель создания системы	Обеспечение максимальной эффективности использования энергоресурсов	Эффективный расчет потребителя энергоресурсов с их поставщиком, исключение возможности хищений энергоресурсов
Главная функция	Мониторинг и контроль режимов электропотребления внутри предприятия	Точный учет общего количества потребления электроэнергии
Требования к реализации системы	Требования определяются конкретным заказчиком (предприятием)	Требования определяются действующими нормативными документами

Эти различия необходимо учитывать при проектировании данных систем, выборе их способов реализации и оборудования.

1.2 Анализ существующих АСТУЭ на предприятиях

В данном разделе проведем обзор основных существующих АСТУЭ на предприятиях, а также анализ их особенностей, преимуществ и недостатков (исходя из заданной темы ВКР).

1.2.1 АСТУЭ «Авалон-М»

Данная АСТУЭ выполняется на заказ организацией ООО «Авалон-М» г. Москва. Представляет собой продукт для комплексного учета всех ключевых энергоресурсов предприятия (электричество, газ, вода, отопление и т.д.).

Отличительные особенности данной АСТУЭ:

- комплексный учет всех ключевых энергоресурсов;
- масштабируемая архитектура;
- открытый код ПО;

Структурная схема АСТУЭ «Авалон-М» показана на рисунке 1.

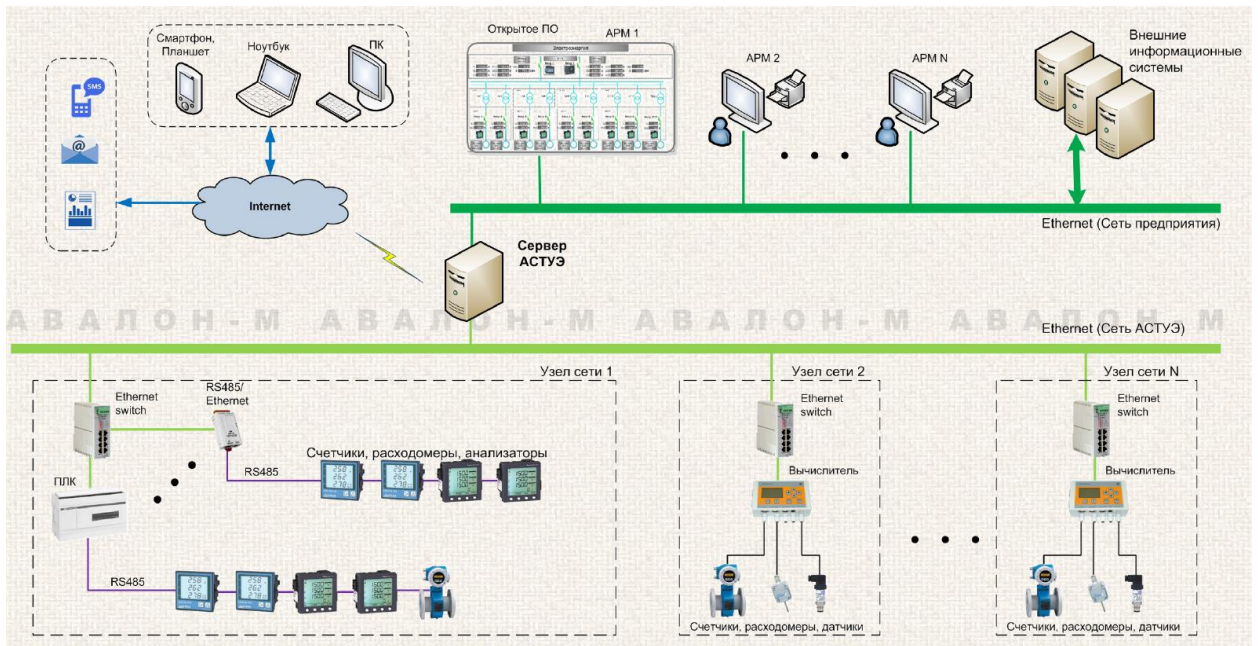


Рисунок 1– Структурная схема АСТУЭ «Авалон-М»

Главное окно ПО АСТУЭ «Авалон-М» показано на рисунке 2.

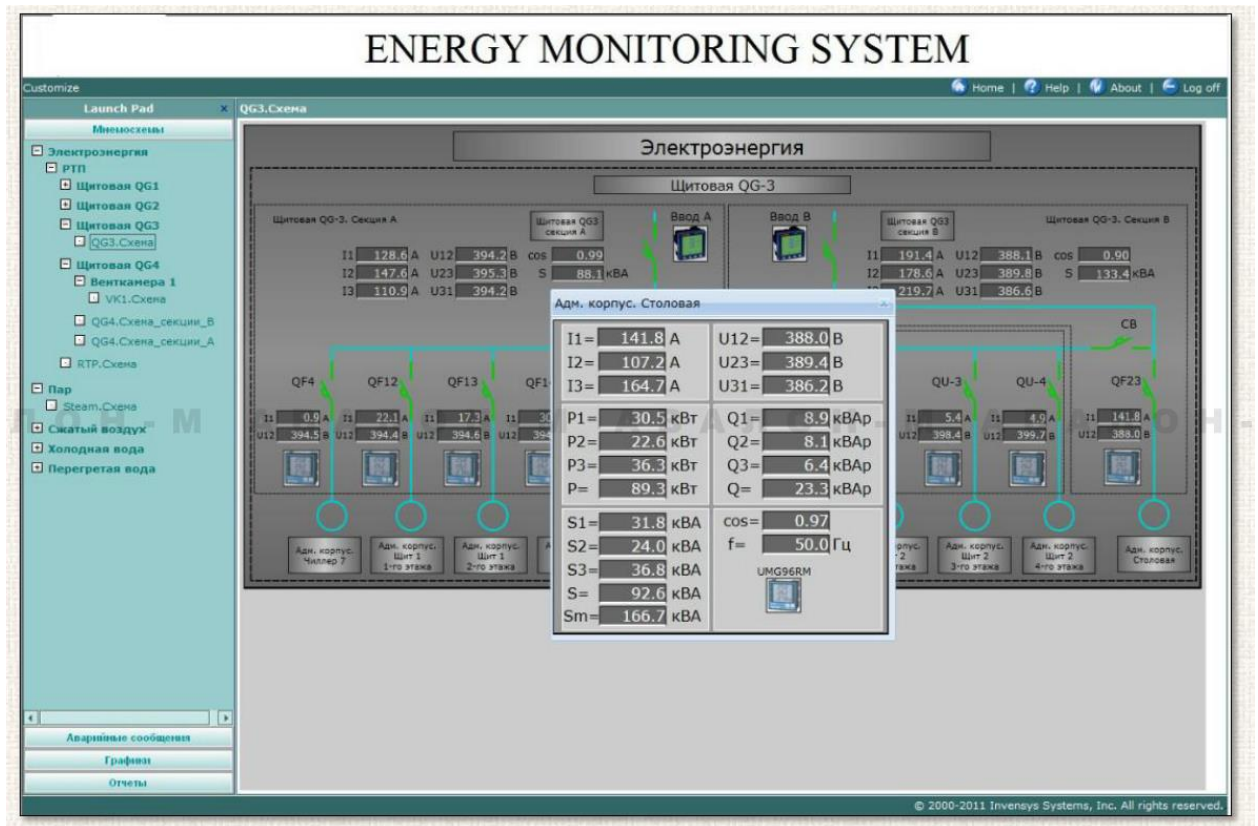


Рисунок 2– Главное окно ПО АСТУЭ «Авалон-М»

Выделим ключевые достоинства и недостатки данной АСТУЭ.

Достоинства:

- отечественный производитель и поставщик;
- унифицированная архитектура, интерфейсы связи;
- АСТУЭ создается «под ключ», проводится обучение обслуживающего персонала предприятия-заказчика.

Недостатки:

- открытый код ПО подразумевает повышенную уязвимость системы;
- относительно высокая цена.

1.2.2 АСТУЭ «Элемент»

Данная АСТУЭ выполняется на заказ организацией ЗАО «Логический Элемент» г. Москва. Представляет собой специализированный модуль ПО системы мониторинга «Элемент», адаптированный для автономного использования в виде АСТУЭ. Продукт предназначен для комплексного учета всех ключевых энергоресурсов предприятия (электричество, газ, вода, отопление и т.д.). Отличительные особенности данной АСТУЭ:

- отечественный производитель и поставщик;
- унифицированная архитектура, интерфейсы связи;
- использование устройств сбора и передачи данных (УСПД) типа Ultima-LC для оптимизации и упрощения настройки и работы приборов учета;
- дополнительный аналитический модуль в составе ПО позволяет проводить и визуализировать базовые статистические расчеты (сведение и работа с данными в таблицах, построение графиков и диаграмм и т.д.), а также формировать отчеты по ним.

Структурная схема АСТУЭ «Элемент» показана на рисунке 3.

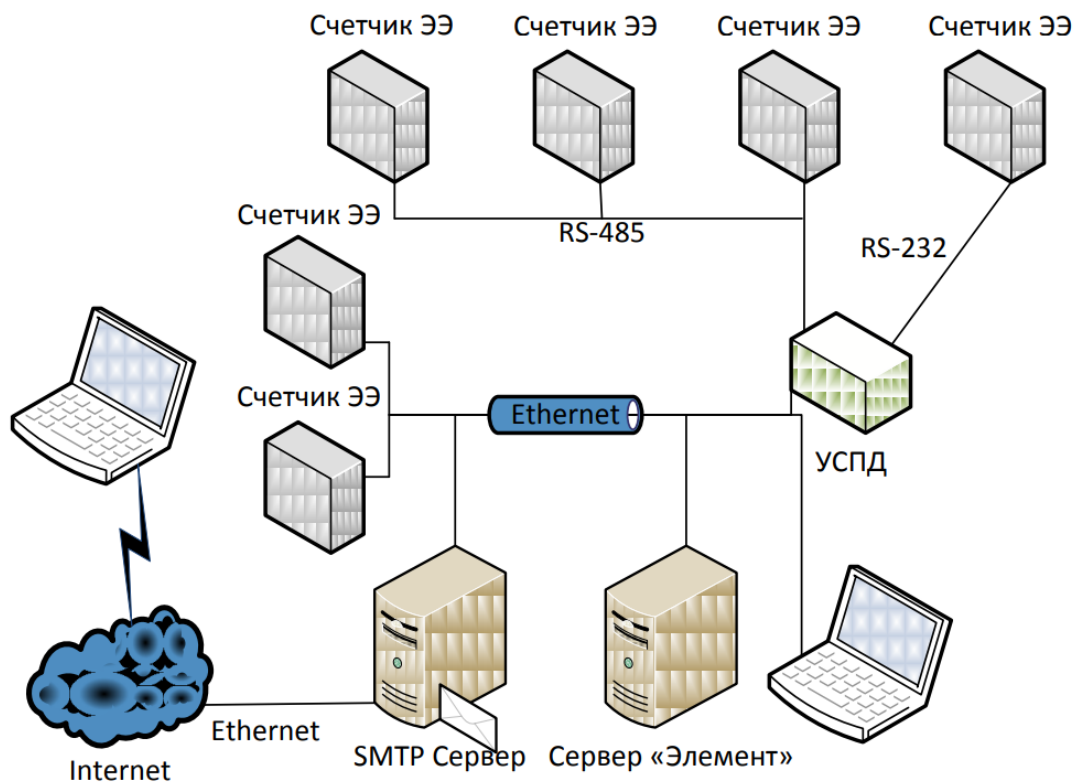


Рисунок 3– Структурная схема АСТУЭ «Элемент»

Пример построения графиков мощности показан на рисунке 4.

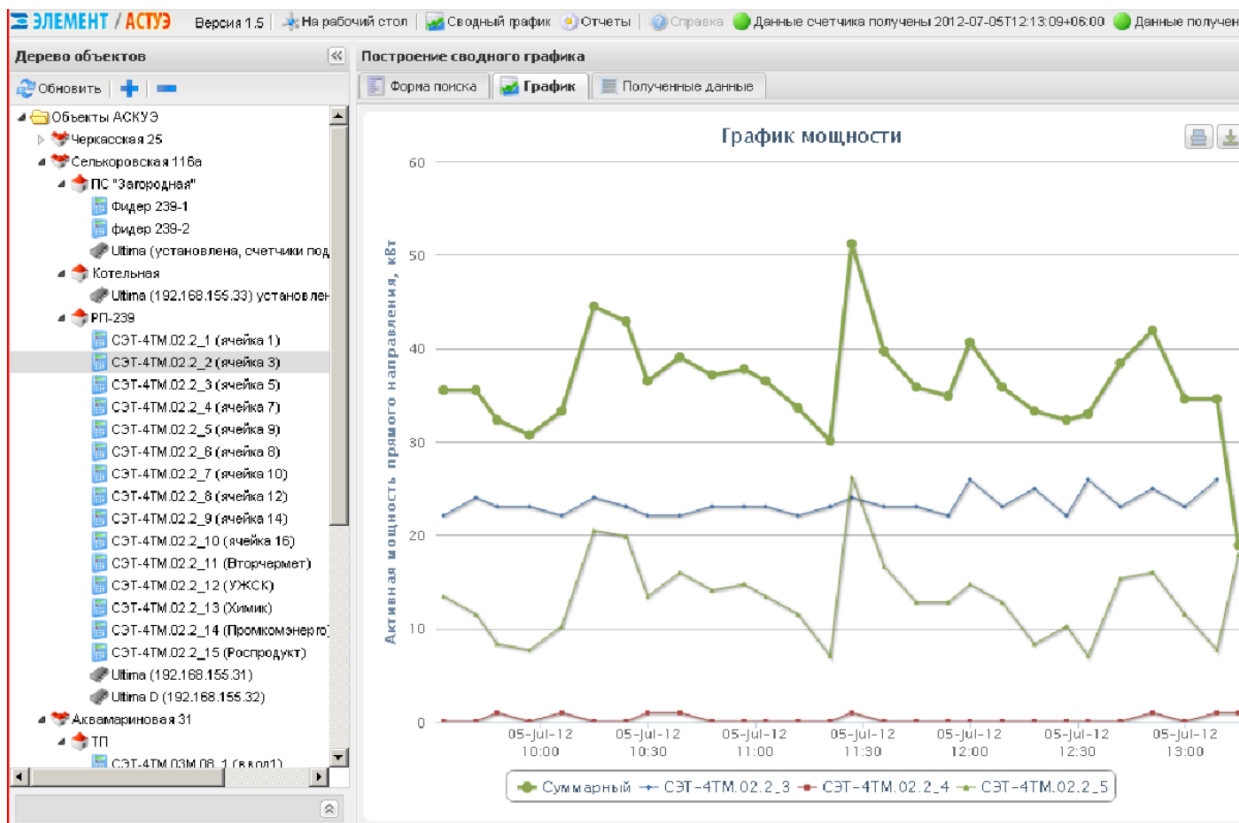


Рисунок 4– Пример построения графиков мощности в АСТУЭ «Элемент»

Выделим ключевые достоинства и недостатки данной АСТУЭ.

Достоинства:

- отечественный производитель и поставщик;
- унифицированная архитектура, интерфейсы связи;
- расширенные возможности ПО.

Недостатки:

- относительно устаревшая схемотехника оборудования;
- отсутствует возможность передачи данных по силовым линиям (технология PLC);
- относительно высокая цена.

1.2.3 АСТУЭ «ЭнергоКруг»

Данная АСТУЭ выполняется на заказ организацией ООО «ЭнергоКруг» г. Пенза. Продукт предназначен для комплексного учета всех ключевых энергоресурсов предприятия (электричество, газ, вода, отопление и т.д.).

Отличительные особенности данной АСТУЭ:

- отечественный производитель и поставщик;
- повышенная отказоустойчивость ПО;
- использование SCADA/HMI DataRate для расширенного дистанционного мониторинга и управления;
- используется дополнительный промежуточный сервер WideTrack для предварительной систематизации и обработки данных;
- использование дополнительных элементов позволяет использовать расширенные возможности мониторинга потребления энергоресурсов и контроля основных технологических процессов предприятия.

Структурная схема АСТУЭ «ЭнергоКруг» показана на рисунке 5.



Рисунок 5– Структурная схема АСТУЭ «ЭнергоКруг»

Пример главной мнемосхемы по энергопотреблению показан на рисунке 6.

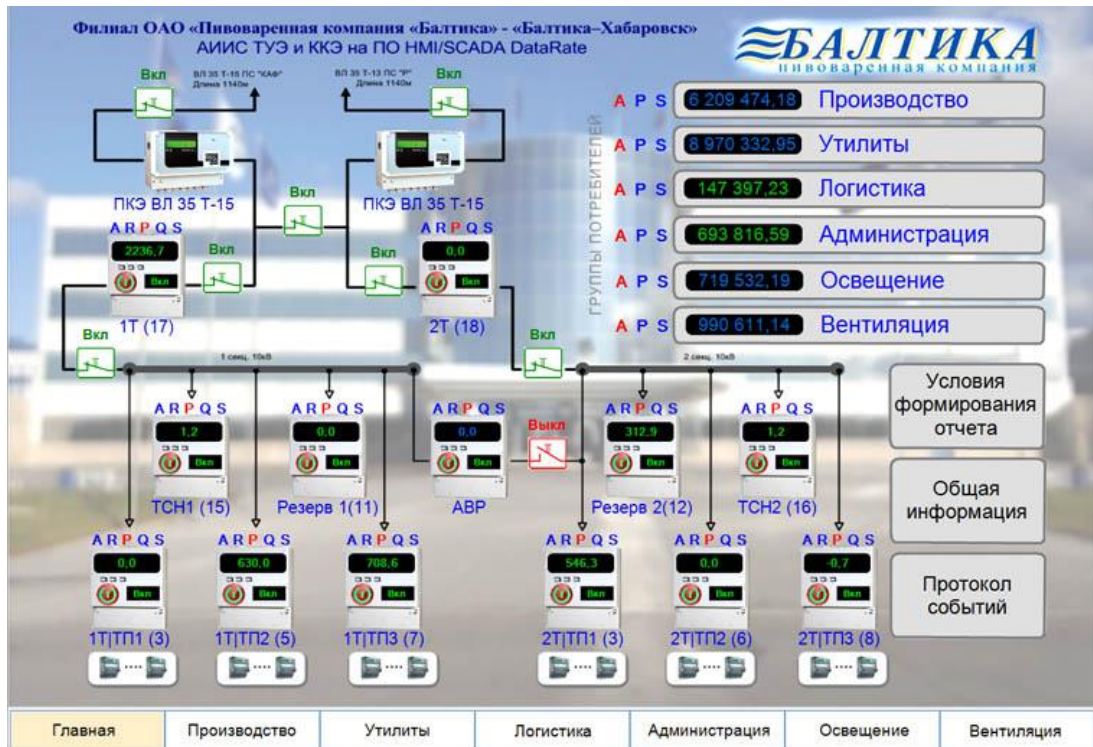


Рисунок 6– Пример главной мнемосхемы по энергопотреблению

Выделим ключевые достоинства и недостатки данной АСТУЭ.

Достоинства:

- отечественный поставщик;
- унифицированная архитектура, интерфейсы связи;
- расширенные возможности ПО.

Недостатки:

- данное решение ввиду дополнительных элементов (сервер WideTrack) и особенностей ПО больше подходит для средних и больших предприятий;
- основная часть ПО иностранного производства, что определяет его повышенную стоимость и потенциальные сложности в настройке и эксплуатации;
- отсутствует возможность передачи данных по силовым линиям (технология PLC);
- высокая цена.

1.2.4 АСТУЭ «Энергомера»

Данная АСТУЭ выполняется на заказ организацией АО «Концерн Энергомера» г. Ставрополь. Данный продукт работает на базовом специализированном ПО сEnergo 4.7, которое также разработано АО «Концерн Энергомера».

Отличительные особенности данной АСТУЭ:

- отечественный производитель и поставщик комплектующих;
- отечественный разработчик ПО;
- повышенная отказоустойчивость ПО;
- все комплектующие разработаны и производятся АО «Концерн Энергомера»;
- дополнительные возможности по программному управлению приборами учета.

Структурная схема АСТУЭ «Энергомера» показана на рисунке 7.

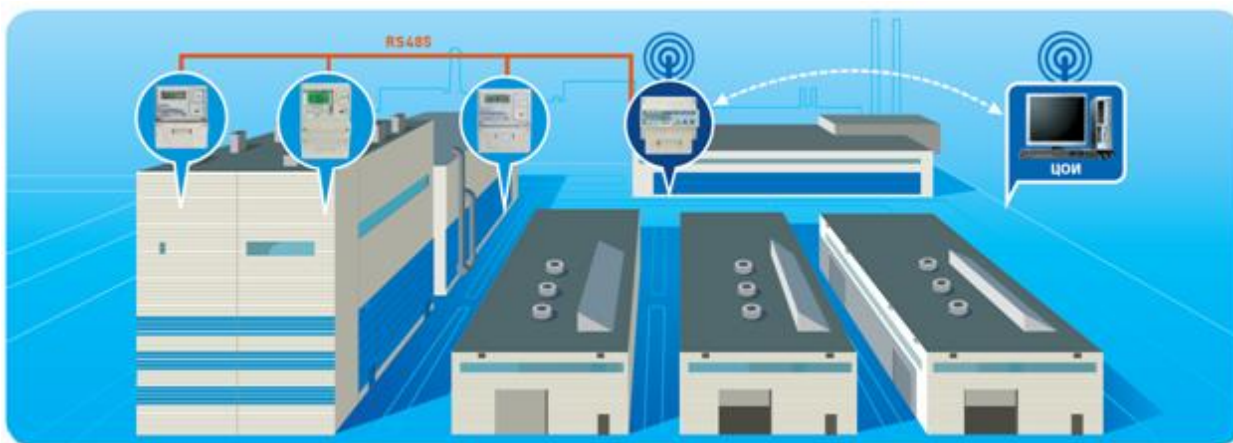


Рисунок 7– Структурная схема АСТУЭ «Энергомера»

Выделим ключевые достоинства и недостатки данной АСТУЭ.

Достоинства:

- отечественный производитель и поставщик комплектующих;
- отечественный разработчик ПО;
- повышенная отказоустойчивость ПО;
- расширенные возможности ПО.
- дополнительные возможности по программному управлению приборами учета;
- относительно невысокая стоимость;
- производитель и поставщик—это крупный и известный концерн, что гарантирует отличную техническую, информационную поддержку и долгосрочное сотрудничество.

Недостатки: значимых недостатков не выявлено.

1.3 Выбор АСТУЭ, описание ПО выбранной АСТУЭ

Исходя из проведенного ранее обзора основных существующих АСТУЭ на предприятиях, а также анализ их особенностей, преимуществ и недостатков (относительно темы ВКР и применительно к установке на ЗАО «Завод строительных материалов»), выбираем АСТУЭ «Энергомера».

Выбор обусловлен описанными ранее преимуществами данной АСТУЭ и отсутствием значимых недостатков.

Кроме того, следует отметить, что в настоящее время для расчета за потребляемую ЗАО «Завод строительных материалов» электроэнергию используется оборудование АСКУЭ АО «Концерн Энергомера» (учет производится на питающих фидерах РУ 10 кВ ОАО «ЗПБО», от которого отходит КЛ 10 кВ до подстанции 10/0,4 кВ ЗАО «Завод строительных материалов»). Соответственно, выбор АСТУЭ АО «Концерн Энергомера» гарантирует ее полную совместимость с системой коммерческого учета электроэнергии и достижение максимальной эффективности АСТУЭ.

Описание ПО АСТУЭ «Энергомера».

Программные средства ЦОИ АСТУЭ АО «Концерн Энергомера» содержат:

- системное ПО на основе ОС «Windows Pro», в которое входит базовый набор программ и драйверов для функционирования АСТУЭ;

- специализированное ПО сEnergo 4.7, которое обеспечивает создание, настройку и администрирование всех необходимых для эффективной работы АСТУЭ баз данных и файлов. Для обеспечения технологического процесса контроля и учета электропотребления также обеспечивается эффективная обработка информации, контроль и защиты целостности данных. Поддерживается передача информации оператору по запросу, а также поддержка распечатки на принтере и других печатающих устройствах [14].

ПО управления и обслуживания базы данных:

- согласует прием и обработку данных по электропотреблению от счетчиков электроэнергии;

- обеспечивает выдачу информации с помощью отчетов согласно установленной оператором форме;

- обеспечивает приведение полученной информации к единому времени.

Специальное программное обеспечение сEnergо 4.7 обеспечивает автоматизацию основных функций АСТУЭ, в том числе:

1) при оперативном контроле электропотребления и распределения электроэнергии:

- автоматический опрос, в трехминутном и (или) тридцатиминутных циклах по выделенным каналам связи счетчиков электроэнергии;

- сбор усредненных на трехминутных и (или) тридцатиминутных интервалах мощностей по оперативно контролируемым точкам учета и занесение их в соответствующую базу данных;

- формирование необходимых оперативных данных для коммерческого диспетчера системы и для передачи смежным субъектам ОРЭ, смежным собственникам оборудования. Данные об энергопотреблении поступают на сервер от счетчиков электроэнергии.

2) при ежесуточном учете и контроле электропотребления и распределения электроэнергии:

- автоматический (согласно заданному времени суток) или полуавтоматический (по команде оператора) сбор результатов измерений электроэнергии и мощности со счетчиков электроэнергии с занесением информации в базу данных;

- визуализацию, анализ, мониторинг и верификацию полученной информации;

- формирование таблиц, графиков и отчетных ведомостей (согласно полученной информации);

- проверку достоверности данных по электропотреблению на основе контроля энергобаланса;

- подготовку данных по электроэнергии и мощности для составления суточной ведомости и коммерческого диспетчера системы, а также для передачи данных заинтересованным организациям.

ПО обеспечивает ведение долговременных архивов и передачу данных архивов по запросу в подсистему АСТУЭ верхнего уровня. ПО обеспечивает возможность синхронизации времени с системой единого времени.

Далее рассмотрим основные модули программного обеспечения АСТУЭ (ПО сEnergo 4.7).

Главный модуль.

Главный модуль – это основная платформа для работы остальных вспомогательных модулей [14]. Окно главного модуля предоставляет пользователю доступ и быстрый переход ко всем функциям и архивам АСТУЭ. Функции администрирования включают в себя:

- функцию отображения дерева объектов,
- функцию отображения данных по выбранному объекту, включая:
 - последние данные по фидерам объектов;
 - счетчики объекта;
- функцию отображения данных по фидеру, включая:
 - данные за день;
 - графики энергии за день;
 - графики мощности и cosφ за день.
- функцию отображения данных по счетчику, включая
 - технический интервал;
 - коммерческий интервал;
 - 1 день;
 - предыдущее чтение;
 - текущее чтение;
 - параметры электросети;
 - параметры счетчика;
 - журнал событий.
- функцию отображения дерева точек опроса и журнала опроса, включая:
 - функцию добавления и удаления счетчика;

- функцию изменения параметров счетчика;
- функцию формирования журнала событий и журнала опроса;
- функцию поиска по номерам и названиям;
- функцию отображения списка счетчиков;
- функцию отображения списка коммуникационных серверов;
- функцию добавления коммуникационных серверов;
- функцию отображения списка портов;
- функцию ведения базы и изменения свойств портов;
- функцию управления сервером опроса (старт-стоп);
- функцию экспорта-импорта данных;
- функцию синхронизации времени.

Окно Главного модуля показано на рисунке 8.

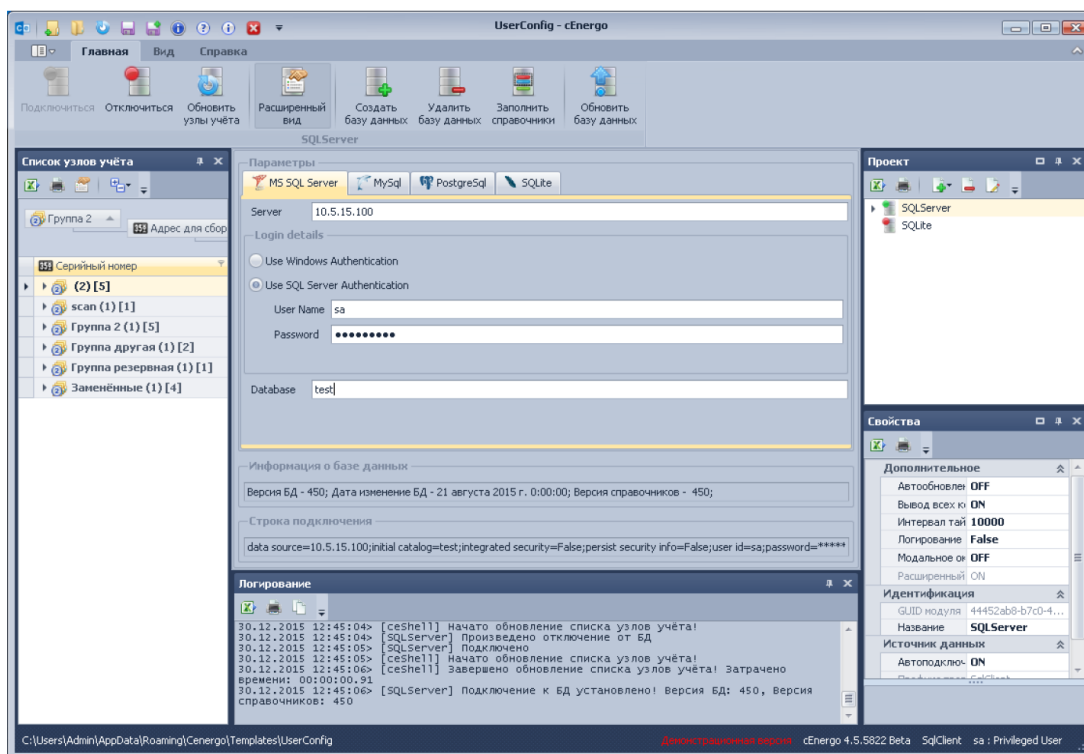
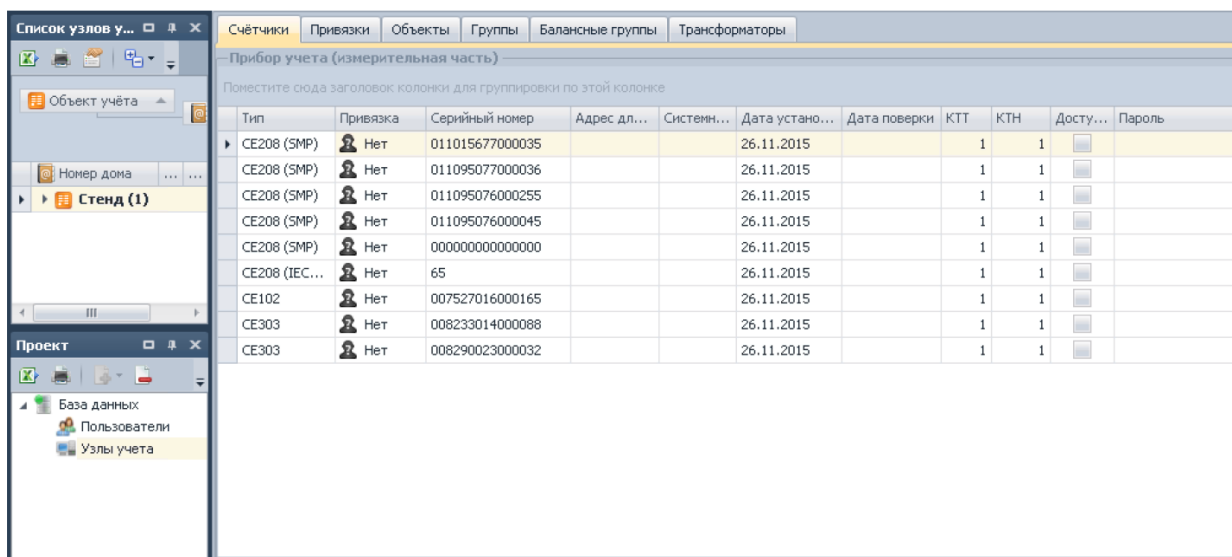


Рисунок 8 – Окно Главного модуля ПО сEnergO 4.7

Модуль «Узлы учета».

Данный модуль обеспечивает добавление, удаление и редактирование узлов учета.

Также здесь вносится дополнительная информация по объектам учета и балансным группам. Окно модуля показано на рисунке 9.



Тип	Привязка	Серийный номер	Адрес дл...	Системн...	Дата устано...	Дата поверки	KTT	KTH	Досту...	Пароль
CE208 (SMP)	Нет	011015677000035			26.11.2015		1	1		
CE208 (SMP)	Нет	011095077000036			26.11.2015		1	1		
CE208 (SMP)	Нет	011095076000255			26.11.2015		1	1		
CE208 (SMP)	Нет	011095076000045			26.11.2015		1	1		
CE208 (SMP)	Нет	000000000000000			26.11.2015		1	1		
CE208 (IEC...	Нет	65			26.11.2015		1	1		
CE102	Нет	007527016000165			26.11.2015		1	1		
CE303	Нет	008233014000088			26.11.2015		1	1		
CE303	Нет	008290023000032			26.11.2015		1	1		

Рисунок 9 – Окно модуля «Узлы учета» ПО сEnergO 4.7

Окно добавления счетчика показано на рисунке 10.

Рисунок 10 – Окно добавления счетчика

Модуль «Сбор».

Данный модуль обеспечивает сбор и коррекцию данных со всех УСПД и счетчиков. Также осуществляется управление реле, встроенных в счетчики. Окно модуля «Сбор» показано на рисунке 11.

Наименование	Тип устройства	Канал связи	Заводской номер	Комм. адрес	Прямой доступ
CE805M	УСПД CE805M	192.168.1.2:5205		1	<input type="checkbox"/>

Рисунок 11 – Окно модуля «Сбор» ПО сEnergy 4.7

Модуль «Мастер импорта и экспорта структуры».

Данный модуль обеспечивает передачу структуры данных, выполнение функции импорта и экспорта показаний счетчиков в формат ASKP в требуемом временном интервале и по расписанию.

Окно данного модуля показано на рисунке 12.

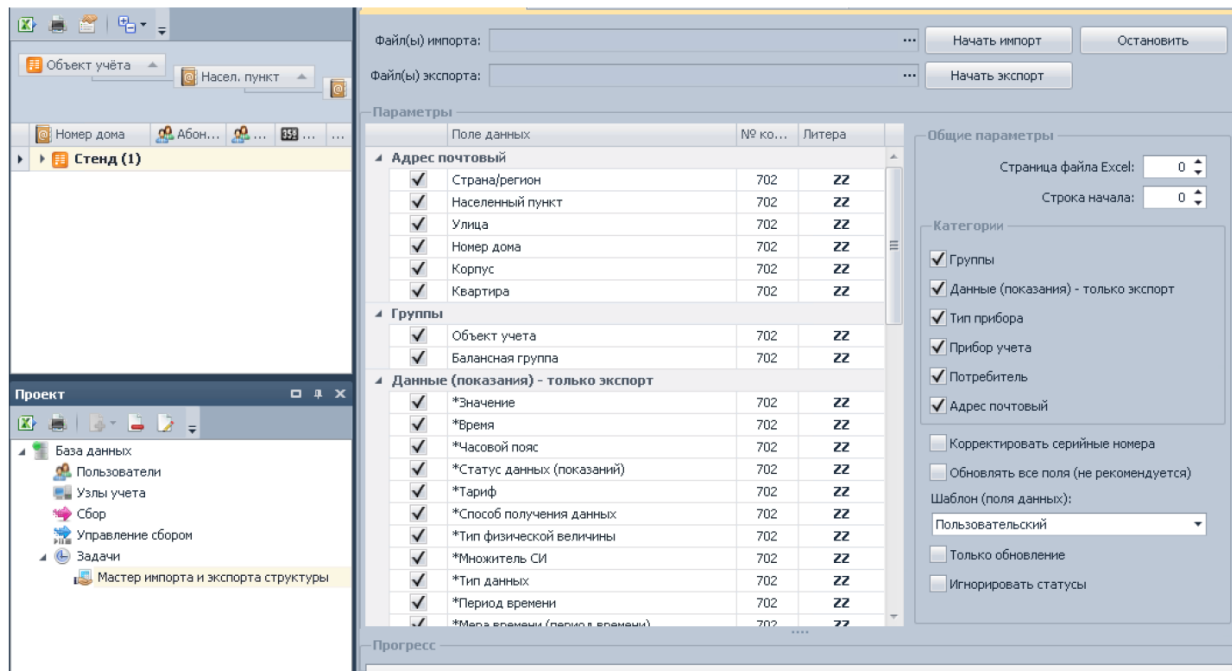


Рисунок 12 – Окно модуля «Мастер импорта и экспорта структуры» ПО сEnergO 4.7

ПО сEnergO 4.7 обеспечивает функционирование в перечисленных ниже режимах:

- в штатном режиме;
- в сервисном режиме;
- в автономном режиме с ограничением функций.

Штатный режим.

В штатном режиме ПО обеспечивает возможность своего применения по назначению [14]. Программа «Автозапуск» обеспечивает выполнение функции автоматического запуска серверов. Программа «Сервера» обеспечивает выполнение функций настройки коммуникационного сервера и AMR-сервера. Программа «Статус» обеспечивает выполнение перечисленных ниже функций:

- функции отображения состояния серверов;
 - функции выбора узла;
 - функции диспетчеризации пользователей;
 - функции синхронизации времени;
 - функции запуска программы «Установка серверов»;
 - функции запуска программы «Удаление серверов»;
 - функции запуска программы «Автоматический запуск серверов»;
- функции запуска программы «Сервера».

Сервисный режим.

В сервисном режиме ПО обеспечивает возможность проведения обслуживания и изменения конфигурации.

Проведение обслуживания обеспечивается программными средствами, входящими в состав системного программного обеспечения (дефрагментация дисков, сжатие базы данных и пр.).

Изменение конфигурации обеспечивается выполнением программы «Конфигуратор», входящей в состав ПО. Программа «Конфигуратор (Свойства)» обеспечивает выполнение перечисленных ниже функций:

- функции смены типа базы данных;
- функции изменения свойств и проверки подключения;
- функции изменения свойств АРМ-сервера.

Автономный режим с ограничением функций.

Под автономным режимом функционирования комплекса следует понимать работу ПО при отказе каналов связи.

В автономном режиме ПО функционирует подобно штатному, за исключением выполнения функций информационного обмена с иными физическими устройствами, входящими в состав АСТУЭ [14].

Информационный обмен между программами комплекса осуществляется перечисленными ниже способами:

- путем использования общей (разделяемой) информационной базы данных (СУБД ПО);

- путем обмена с использованием физических каналов связи (спецификации RS-232, RS-485, Ethernet, PLC).

Системные и технологические (прикладные) программные средства обеспечивают двухуровневую защиту от несанкционированного доступа к информации путем выполнения процедуры аутентификации пользователя средствами операционной системы (в ходе загрузки операционной системы), а также путем аутентификации пользователя средствами ПО.

Запуск программ, входящих в состав ПО, обеспечивается стандартными средствами операционной системы, применяемыми для запуска исполняемых файлов.

Таким образом, рассмотрены программные средства ЦОИ АСТУЭ АО «Концерн Энергомера» и особенности их администрирования.

Программные средства ЦОИ АСТУЭ АО «Концерн Энергомера» содержат:

- системное ПО на основе ОС «Windows Pro», в которое входит базовый набор программ и драйверов для функционирования АСТУЭ;

- специализированное ПО сEnergo 4.7, которое обеспечивает создание, настройку и администрирование всех необходимых для эффективной работы АСТУЭ баз данных и файлов. Для обеспечения технологического процесса контроля и учета электропотребления также обеспечивается эффективная обработка информации, контроль и защиты целостности данных. Поддерживается передача информации оператору по запросу, а также поддержка распечатки на принтере и других печатающих устройствах [14]. ПО управления и обслуживания базы данных:

- согласует прием и обработку данных по электропотреблению от счетчиков электроэнергии;

- обеспечивает выдачу информации с помощью отчетов согласно установленной оператором форме;

- обеспечивает приведение полученной информации к единому времени.

Рассмотрено специальное ПО сEnergo 4.7, его основные модули, их настройка и возможности.

В штатном режиме ПО обеспечивает возможность своего применения по назначению. Программа «Автозапуск» обеспечивает выполнение функции автоматического запуска серверов.

Системные и технологические (прикладные) программные средства обеспечивают двухуровневую защиту от несанкционированного доступа к информации путем выполнения процедуры аутентификации пользователя средствами операционной системы (в ходе загрузки операционной системы), а также путем аутентификации пользователя средствами ПО.

Запуск программ, входящих в состав ПО, обеспечивается стандартными средствами операционной системы, применяемыми для запуска исполняемых файлов.

Далее необходимо систематизировать исходные данные для разработки АСТУЭ, произвести выбор и проверку оборудования АСТУЭ и выполнить все необходимые для этого расчеты.

Выводы по первому разделу

1. Определены назначение, цели создания и структура современной АСТУЭ промышленного предприятия.
2. Выделены основные отличия АСТУЭ и АСКУЭ.
3. Проведен обзор основных существующих АСТУЭ на предприятиях, а также анализ их особенностей, преимуществ и недостатков. По результатам анализа технических параметров основных используемых на предприятиях систем, рекомендована к рассмотрению АСТУЭ «Энергомера».
4. Приведено описание ПО АСТУЭ «Энергомера» и специализированного ПО сEnergo 4.7.

2 АСТУЭ на предприятии, выбор и проверка оборудования

2.1 Исходные данные для разработки АСТУЭ

Суммарная максимальная активная мощность потребителей электроэнергии ЗАО «Завод строительных материалов», по результатам контрольных замеров на шинах ТП предприятия, составляет 1454,23 кВт [14]. Для промышленных предприятий, согласно Постановлению Правительства № 442, если максимальная суммарная мощность потребителей составляет от 670 кВт, то требуется обеспечить почасовое измерение и передачу данных об электропотреблении (в противном случае применяется расчет платы за электроэнергию как для безучетного потребления) [24].

Также предприятию ЗАО «Завод строительных материалов» требуется обеспечить максимальную энергоэффективность технологических процессов и мониторинг нормативного электропотребления производственного оборудования для предотвращения ненормативных и аварийных режимов работы.

Таким образом, очевидно, что требуется установка оборудования АСТУЭ на предприятии. Требуется установить точки учета параметров электропотребления на ТП 10/0,4 кВ, а также во всех основных производственных цехах.

Питание ТП 10/0,4 кВ предприятия осуществляется от фидеров №9 и №10 РУ 10 кВ ОАО «ЗПБО» по кабельной линии 10 кВ длиной 1,44 км (марка кабеля АСБл-3х185). Питание производственных цехов осуществляется от шин 0,4 кВ РУНН ТП по кабельным линиям 0,4 кВ (марки кабелей АВВГ, АПВГ). Защита кабельных линий 0,4 кВ выполнена автоматическими выключателями.

Действующая однолинейная схема ТП 10/0,4 предприятия представлена в Приложении А.

Выбор и проверку оборудования АСТУЭ для производственного цеха покажем на примере главного корпуса. Главный корпус обеспечивает

основные технологические операции производственного процесса предприятия и является основным потребителем электроэнергии.

Действующие электрические схемы вводной секции и панелей 0,4 кВ главного распределительного щита (ГРЩ) главного корпуса представлена в Приложении Б.

Для обеспечения работы узлов учета АСТУЭ требуется выбрать следующее оборудование:

- измерительные трансформаторы тока (на ТП 10/0,4 кВ и РП/ГРЩ 0,4 кВ производственных цехов);
- УСПД (на ТП 10/0,4 кВ);
- счетчики электроэнергии (на ТП 10/0,4 кВ и РП/ГРЩ 0,4 кВ производственных цехов);
- PLC-модем (на ТП 10/0,4 кВ);
- провода и кабели для управляющих цепей АСТУЭ;
- автоматические выключатели для защиты линий 0,4 кВ и оборудования АСТУЭ (трансформаторов тока, счетчиков).

При монтаже оборудования АСТУЭ руководствуются следующими нормативными документами: ПУЭ, ПОТ РМ-016-2001, РД 153-34.0-03.150-00.

Информационно-измерительные средства АСТУЭ сEnergo 4.7 АО «Концерн Энергомера» внесены в Госреестр средств измерений под № 52208-12. Имеется декларация соответствия требованиям ГОСТ Р: № РОСС RU.AB67.Д00772.

Для выбора и проверки измерительных трансформаторов тока требуется определить максимальные рабочие токи и рассчитать токи короткого замыкания в местах их установки и произвести проверку ТТ по допустимым параметрам (номинальный ток первичной обмотки, термическая стойкость, электродинамическая стойкость).

2.2 Расчет токов короткого замыкания в местах установки измерительных трансформаторов тока

Протяженность магистрали от источника напряжения до места образования короткого замыкания имеет определенное электрическое сопротивление. Его величина ограничивает токи короткого замыкания. [10].

Существующие методики расчета токов короткого замыкания позволяют их вычислить с достаточной для практики точностью по заранее подготовленной информации. Рассчитаем токи короткого замыкания в ключевых точках распределительной сети.

Полное сопротивление до точки КЗ находится:

$$z = \sqrt{\left(\sum r^{\circ}\right)^2 + \left(\sum x^{\circ}\right)^2}, \quad (2.1)$$

где $\left(\sum r^{\circ}\right)$ - суммарное активное сопротивление до точки КЗ, мОм;

$\left(\sum x^{\circ}\right)$ - суммарное реактивное сопротивление до точки КЗ, мОм.

Для рассчитываемой сети 0,22 кВ и 0,4 кВ индуктивные сопротивления проводов не учитываются [10].

Активное сопротивление КЛ 10 кВ от РУ 10 кВ ОАО «ЗПБО» до ТП 10/0,4 кВ предприятия:

$$R = r_0 \cdot L \quad (2.2)$$

где r_0 - удельное активное сопротивление кабеля, мОм/м;

L – длина линии, м.

$$R=0,167 \cdot 1440=240,48 \text{ мОм}$$

Индуктивное сопротивление КЛ 10 кВ от РУ 10 кВ ОАО «ЗПБО» до ТП 10/0,4 кВ предприятия:

$$X=x_0 \cdot L \quad (2.3)$$

где x_0 - удельное индуктивное сопротивление кабеля, мОм/м.

$$X=0,077 \cdot 1440=110,88 \text{ мОм}$$

Полное сопротивление КЛ 10 кВ от РУ 10 кВ ОАО «ЗПБО» до ТП 10/0,4 кВ предприятия:

$$z = \sqrt{240,48^2 + 110,88^2} = 264,8 \text{ мОм}$$

Сопротивление трансформатора ТП 10/0,4кВ, приведенное к ступени 0,4 кВ [10]:

$$Z_T = \Delta U_K / 100 \cdot 10^2 / S_H \cdot K_T, \quad (2.4)$$

где ΔU_K - напряжение короткого замыкания трансформатора, %;

S_H - мощность трансформатора, МВА;

K_T - коэффициент трансформации силовых трансформаторов.

$$Z_T = 6,0 / 100 \cdot 10^2 / 1,6 \cdot (0,4 / 10) = 0,15 \text{ Ом} = 150 \text{ мОм}$$

Значения трехфазных токов к.з. в начале КЛ 10 кВ (выключатель 10 кВ РУ 10 кВ ОАО «ЗПБО»), согласно данным по предприятию, периодические

составляющие токов КЗ: $I_{\text{к.з.макс}}^{(3)} = 3,808 \text{ кА}$; $I_{\text{к.з.мин}}^{(3)} = 2,101 \text{ кА}$; ударные токи КЗ: $I_{\text{у.макс}} = 9,692 \text{ кА}$; $I_{\text{у.мин}} = 5,348 \text{ кА}$ [14]. Отсюда находим полные сопротивления питающей энергосистемы:

$$Z_{\text{эс}} = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{к.з.}}^{(3)}} \quad (2.5)$$

- в максимальном режиме:

$$Z_{\text{эс}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 3,808} = 1,592 \text{ Ом} = 1592 \text{ мОм}$$

- в минимальном режиме:

$$Z_{\text{эс}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 2,101} = 2,885 \text{ Ом} = 2885 \text{ мОм}$$

Действующее значение периодической слагающей тока кз за первый период (сверхпереходный ток):

$$I'' = \frac{U_c}{\sqrt{3} Z}, \quad (2.6)$$

где U_c – напряжение сети, кВ.

Действующее значение полного тока кз за первый период (с учетом апериодической составляющей)

$$I_y = I'' \sqrt{1 + 2(\kappa_y - 1)^2}, \quad (2.7)$$

где κ_y – ударный коэффициент, равный 1,3 для сети 0,4 кВ и 1,8 для сети 10 кВ [10].

На рисунке 13 представлена расчетная схема сети для вычисляемых токов КЗ на ТП 10/0,4 кВ и фидерах ГРЩ главного корпуса.

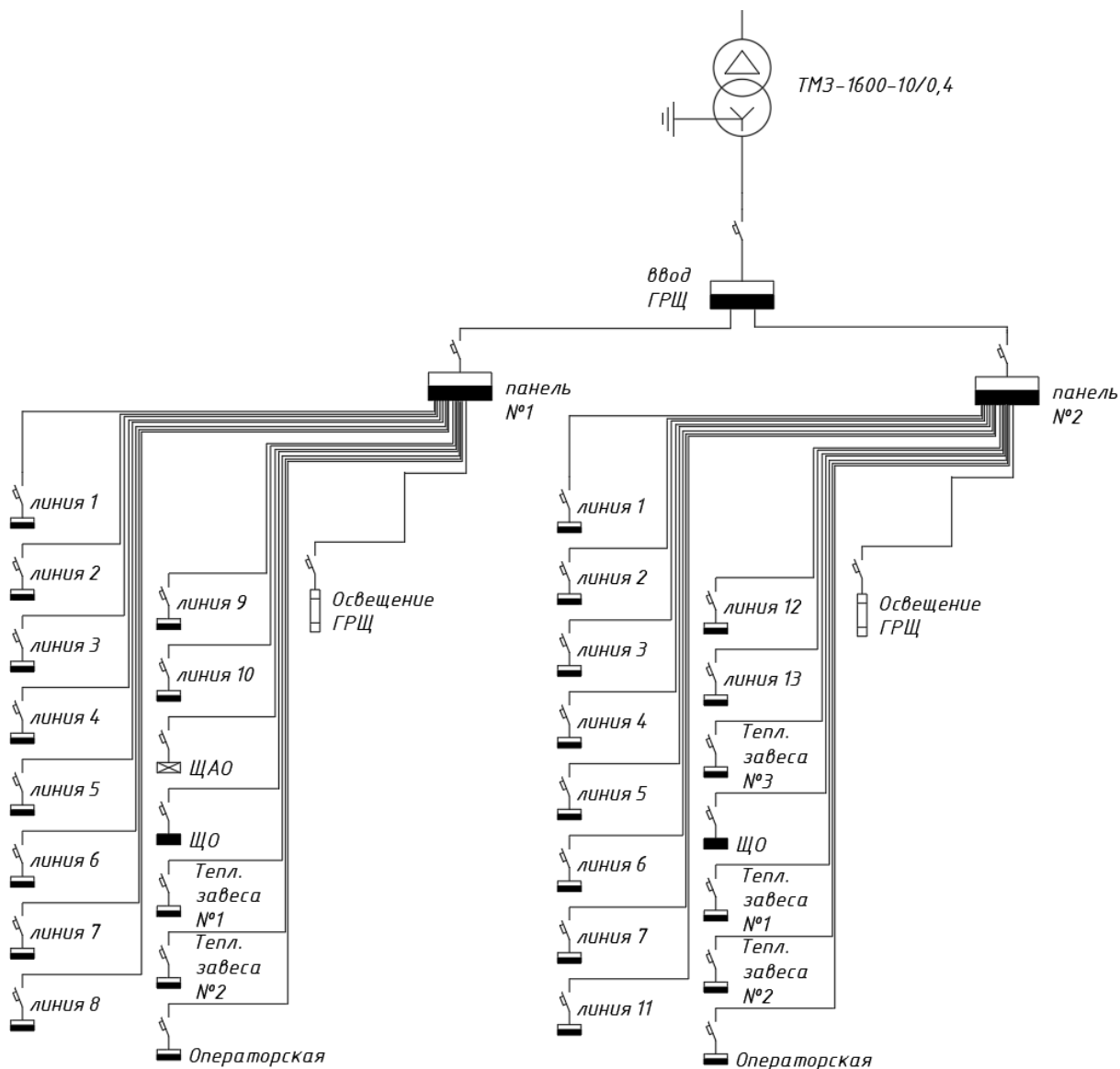


Рисунок 13– Расчетная схема сети для вычисляемых токов КЗ на ТП 10/0,4 кВ и различных фидерах ГРЩ главного корпуса

На рис. 14 представлена схема замещения сети для вычисляемых токов КЗ на ТП 10/0,4 кВ и различных фидерах ГРЩ главного корпуса.

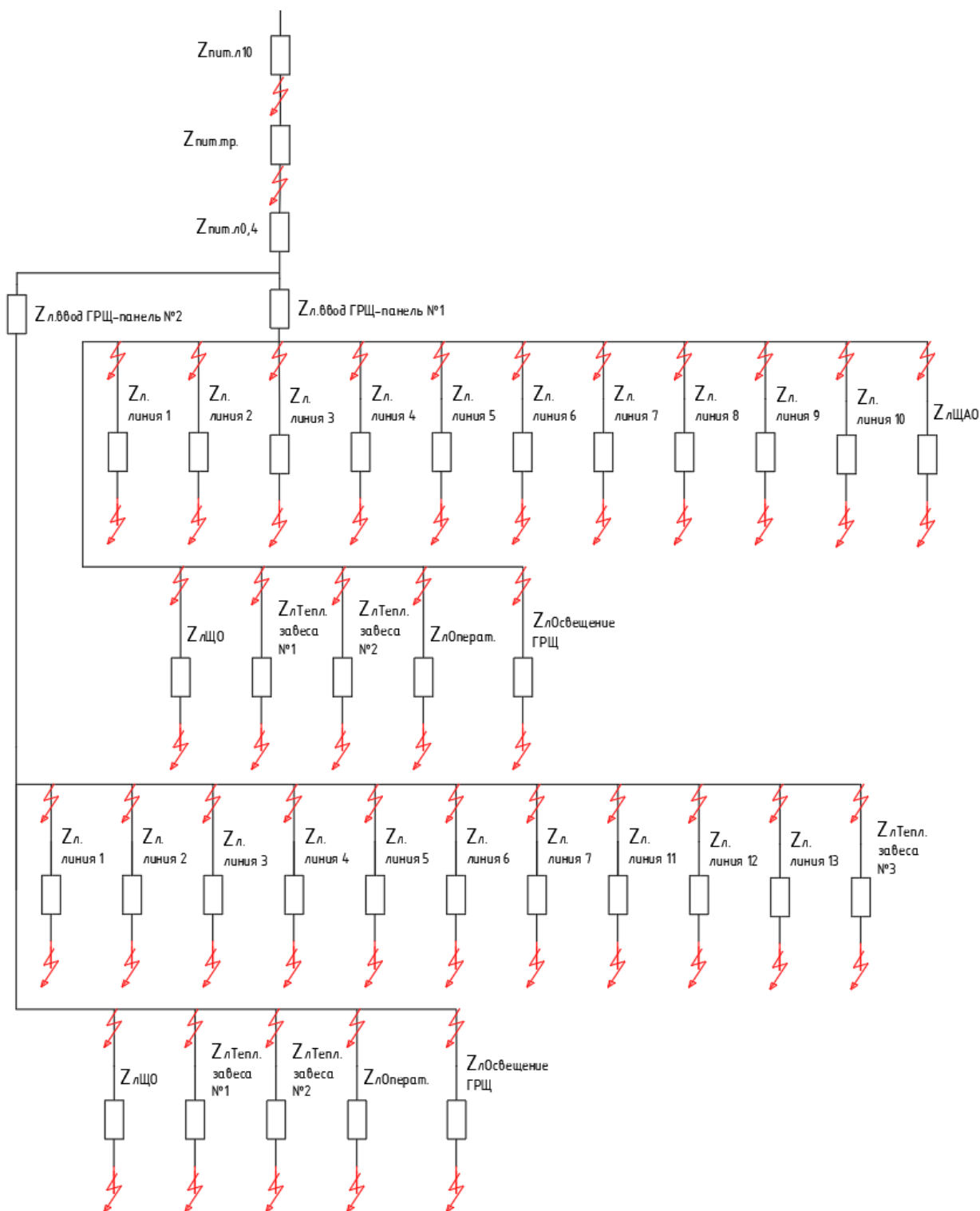


Рисунок 14– Схема замещения сети для вычисляемых токов КЗ на ТП 10/0,4 кВ и различных фидерах ГРЩ главного корпуса

Активные сопротивления линий на фидерах ГРЩ главного корпуса определяются по формуле:

$$R = r_0 \cdot L \quad (2.8)$$

где r_0 – удельное сопротивления кабеля, Ом/м;

L - длина кабельной линии, м.

Индуктивными сопротивлениями в сети до 1 кВ пренебрегаем [10].

Пример расчета сопротивления линии на фидере Линия 1.

Линия выполнена кабелем марки ВВГнг-LS-4*240+1*120. Длина кабеля $L=46.5$ м [14]. Удельное активное сопротивление $r_0=0,000077$ Ом/м.

Активное сопротивление составит

$$R = 0,000077 \cdot 46,5 = 0,00358 \text{ Ом или } 3,581 \text{ мОм.}$$

Для остальных линий расчеты аналогичны и сведены в таблицу 2.1.

Таблица 2 –Параметры кабельных линий для различных участков распределительной сети главного корпуса

Участок	Кабель	L,м	го, Ом/м	г, Ом	R, мОм
Панель №1					
Линия 1	ВВГнг-LS-4*240+1*120	46,5	0,000077	0,00358	3,581
Линия 2	ВВГнг-LS-4*120+1*70	38,9	0,000153	0,00595	5,952
Линия 3	ВВГнг-LS-4*185+1*95	51,6	0,000099	0,00511	5,108
Линия 4	ВВГнг-LS-4*240+1*120	71,2	0,000077	0,00548	5,482
Линия 5	ВВГнг-LS-4*70+1*35	29,3	0,000260	0,00762	7,618
Линия 6	ВВГнг-LS-4*120+1*70	44,5	0,000153	0,00681	6,809
Линия 7	ВВГнг-LS-4*150+1*95	48,6	0,000122	0,00593	5,929
Линия 8	ВВГнг-LS-4*150+1*95	37,5	0,000122	0,00458	4,575
Линия 9	ВВГнг-LS-4*50+1*25	63,2	0,000370	0,02338	23,384
Линия 10	ВВГнг-LS-5*4	47,4	0,004600	0,21804	218,040
ЩАО	ВВГнг-LS-3*6	12,6	0,003070	0,03868	38,682
ЩО	ВВГнг-LS-4*35+1*25	14,8	0,000520	0,00770	7,696

Продолжение таблицы 2

Тепл. завеса №1	ВВГнг-LS-5*4	45,4	0,004600	0,20884	208,840
Тепл. завеса №2	ВВГнг-LS-5*2,5	57,2	0,007360	0,42099	420,992
Операторская	ВВГнг-LS-3*2,5	10,9	0,007360	0,08022	80,224
Освещ. ГРЩ	ВВГнг-LS-3*1,5	2,2	0,012300	0,02706	27,060
ввод панель №1	6*ПВББШП-4*185	365,0	0,000017	0,00602	6,023
Панель №2					
Линия 1	ВВГнг-LS-4*240+1*120	46,5	0,000077	0,00358	3,581
Линия 2	ВВГнг-LS-4*120+1*70	38,9	0,000153	0,00595	5,952
Линия 3	ВВГнг-LS-4*185+1*95	51,6	0,000099	0,00511	5,108
Линия 4	ВВГнг-LS-4*240+1*120	71,2	0,000077	0,00548	5,482
Линия 5	ВВГнг-LS-4*70+1*35	29,3	0,000260	0,00762	7,618
Линия 6	ВВГнг-LS-4*120+1*70	44,5	0,000153	0,00681	6,809
Линия 7	ВВГнг-LS-4*150+1*95	48,6	0,000122	0,00593	5,929
Операторская	ВВГнг-LS-3*2,5	10,9	0,007360	0,08022	80,224
Освещ. ГРЩ	ВВГнг-LS-3*1,5	2,2	0,012300	0,02706	27,060
ЩО	ВВГнг-LS-4*35+1*25	14,8	0,000520	0,00770	7,696
Тепл. завеса №3	ВВГнг-LS-5*4	34,8	0,004600	0,16008	160,080
Тепл. завеса №1	ВВГнг-LS-5*4	46,1	0,007360	0,21050	210,496
Тепл. завеса №2	ВВГнг-LS-5*2,5	58,2	0,007360	0,25613	256,128
Линия 11	ВВГнг-LS-5*4	24,5	0,004600	0,11270	112,700
Линия 12	ВВГнг-LS-5*4	27,9	0,004600	0,12834	128,340
Линия 13	ВВГнг-LS-5*4	31,5	0,004600	0,14490	144,900
ввод панель №2	6*ПВББШП-4*185	365,0	0,000017	0,00602	6,023

Переходное сопротивление в местах присоединения низковольтных проводов к панелям ГРЩ и щиткам ЩРН оборудования необходимо учитывать добавкой активного сопротивления равной 15 мОм [9].

Пример расчета участка Панель ГРЩ №1-Линия 1. Максимальный режим (трансформаторы ТП 10/0,4 кВ работают параллельно):

Для КЛ до ЩРН Линии 1: $Z(0.4) = 3,581$ мОм – из таблицы 2.

Для КЛ до ввода Панели ГРЩ №1: $Z(0.4) = 6,023$ мОм – из таблицы 2.

С учетом переходных сопротивлений, сопротивления трансформаторов питающей ТП, КЛ 10 кВ и энергосистемы:

$$Z_{\Sigma} = 3,581 + 150/2 + 1592 + 264,8 + 15 + 6,023 + 15 = 1971,404 \text{ мОм}$$

Действующее значение периодической слагающей тока кз за первый период:

$$I'' = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 1971,404} = 2,929 \text{ кА}$$

Действующее значение полного тока кз за первый период (с учетом апериодической составляющей)

$$I_y = 2,929 \sqrt{1 + 2(1,3 - 1)^2} = 3,181 \text{ кА}$$

Токи к.з. на остальных фидерах ГРЩ главного корпуса и шинах 0,4 кВ ТП рассчитываются аналогично (таблица 3).

Таблица 3–Расчет токов КЗ (максимальный режим)

место КЗ (фидер)	Zсум, мОм	I'', кА	Iy, кА
Панель №1			
Линия 1	1971,404	2,929	3,181
Линия 2	1973,775	2,925	3,178
Линия 3	1972,931	2,926	3,179
Линия 4	1973,305	2,926	3,178
Линия 5	1975,441	2,923	3,175
Линия 6	1974,632	2,924	3,176
Линия 7	1973,752	2,925	3,178
Линия 8	1972,398	2,927	3,180

Продолжение таблицы 3

Линия 9	1991,207	2,900	3,150
Линия 10	2185,863	2,641	2,869
ЩАО	2006,505	2,877	3,126
ЩО	1975,519	2,923	3,175
Тепл. завеса №1	2176,663	2,653	2,881
Тепл. завеса №2	2388,815	2,417	2,625
Операторская	2048,047	2,819	3,062
Освещ. ГРЩ	1994,883	2,894	3,144
ввод панель №1	1967,823	2,934	3,187
Панель №2			
Линия 1	1971,404	2,929	3,181
Линия 2	1973,775	2,925	3,178
Линия 3	1972,931	2,926	3,179
Линия 4	1973,305	2,926	3,178
Линия 5	1975,441	2,923	3,175
Линия 6	1974,632	2,924	3,176
Линия 7	1973,752	2,925	3,178
Операторская	2048,047	2,819	3,062
Освещ. ГРЩ	1994,883	2,894	3,144
ЩО	1975,519	2,923	3,175
Тепл. завеса №3	2127,903	2,713	2,947
Тепл. завеса №1	2176,663	2,653	2,881
Тепл. завеса №2	2388,815	2,417	2,625
Линия 11	2080,523	2,775	3,015
Линия 12	2096,163	2,754	2,992
Линия 13	2112,723	2,733	2,969
ввод панель №2	1967,823	2,934	3,187
шины 0,4 кВ ТП	1946,800	2,966	3,222

Для минимального режима (минимальный режим энергосистемы, на ТП 10/0,4 кВ предприятия работает один силовой трансформатор) расчеты аналогичны и сведены в таблицу 4.

Таблица 4–Расчет токов КЗ (минимальный режим)

место КЗ (фидер)	Zсум, МОм	I", кА	Iy, кА
Панель №1			
Линия 1	3339,404	1,729	1,878
Линия 2	3341,775	1,728	1,877
Линия 3	3340,931	1,728	1,877
Линия 4	3341,305	1,728	1,877
Линия 5	3343,441	1,727	1,876
Линия 6	3342,632	1,727	1,876
Линия 7	3341,752	1,728	1,877
Линия 8	3340,398	1,728	1,878
Линия 9	3359,207	1,719	1,867
Линия 10	3553,863	1,625	1,765
ЩАО	3374,505	1,711	1,859
ЩО	3343,519	1,727	1,876
Тепл. завеса №1	3544,663	1,629	1,769
Тепл. завеса №2	3756,815	1,537	1,669
Операторская	3416,047	1,690	1,836
Освещ. ГРЩ	3362,883	1,717	1,865
ввод панель №1	3335,823	1,731	1,880
Панель №2			
Линия 1	3339,404	1,729	1,878
Линия 2	3341,775	1,728	1,877
Линия 3	3340,931	1,728	1,877
Линия 4	3341,305	1,728	1,877
Линия 5	3343,441	1,727	1,876
Линия 6	3342,632	1,727	1,876
Линия 7	3341,752	1,728	1,877
Операторская	3416,047	1,690	1,836

Освещ. ГРЩ	3362,883	1,717	1,865
ЩО	3343,519	1,727	1,876
Тепл. завеса №3	3495,903	1,652	1,794
Тепл. завеса №1	3544,663	1,629	1,769
Тепл. завеса №2	3756,815	1,537	1,669
Линия 11	3448,523	1,674	1,819
Линия 12	3464,163	1,667	1,810
Линия 13	3480,723	1,659	1,802
ввод панель №2	3335,823	1,731	1,880
шины 0,4 кВ ТП	3314,80	1,742	1,892

В данном разделе рассчитаны токи КЗ, на стороне 0,4 кВ ТП предприятия и фидерах ГРЩ главного корпуса, что необходимо для выбора и проверки измерительных трансформаторов тока АСТУЭ; выбора и проверки автоматических выключателей для защиты трансформаторов тока и другого оборудования.

2.3 Выбор и проверка измерительных трансформаторов тока

2.3.1 Выбор и проверка измерительных трансформаторов тока на ТП 10/0,4 кВ

Трансформаторы тока (ТТ) предназначены для уменьшения значения измеряемого тока в контролируемой цепи до необходимого для работы аппаратуры защиты, автоматики и учета значения. Вторичная обмотка ТТ рассчитана на номинальный ток 5 А. По результатам расчетов рабочих токов на стороне 0,4 кВ ТП предприятия выбираются трансформаторы тока типа ТШЛ-0,66 (шинные) для работы системы АСТУЭ (согласно ГОСТ 7746-2015). Внешний вид трансформаторов тока ТШЛ-0,66 показан на рисунке 15.



Рисунок 15– Внешний вид трансформаторов тока ТШЛ-0,66

Расчетный максимальный рабочий ток на стороне 0,4 кВ ТП предприятия:

$$I_p = S_{\text{ном}} / (\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}) \quad (2.9)$$

где $S_{\text{ном}}$ - расчётное значение номинальной полной мощности, передающейся по линии, кВА;

$U_{\text{ном}}$ - номинальное напряжение питаемого участка, кВ/

$$I_p = 1530,77 / (\sqrt{3} \cdot 0,4) = 2209,54 \text{ A}$$

Выбираются ТТ марки ТШЛ-0,66-2500/5, класс точности 0,5.

Проверка выбранных трансформаторов тока осуществляется:

- по номинальному напряжению: $U_H \geq U_p$;
- по номинальному току: $I_{1H} \geq I_{p \text{ max}}$;
- по электродинамической стойкости (должно выполняться условие):

$$\sqrt{2}I_{1H}K_d \geq i_y \quad (2.10)$$

где I_{1H} - номинальный ток первичной обмотки, А;

K_d – кратность электродинамической стойкости;

i_y - расчетный ударный ток к.з. на данном фидере, А

По термической стойкости (должно выполняться условие):

$$(I_{1H}K_T)^2 t_T \geq B_K \quad (2.11)$$

где K_T – кратность термической стойкости;

t_T - расчетное время проверки на термическую стойкость, принимается 3 с;

B_K - тепловой импульс тока к.з., А.

$$B_K = I_K^2 \times (t_{откл} + T_n), \quad (2.12)$$

где $t_{откл}$ – время отключения тока КЗ (0,1 с для современной микропроцессорной защиты; 0,25 с для автоматического выключателя);

T_n – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока к.з. $T_n = 0,05$ с для сети до 1 кВ.

Проверка выбранных трансформаторов тока на стороне 0,4 кВ ТП:

- по номинальному напряжению: $U_H \geq U_p$; 0,66 кВ \geq 0,4 кВ;

- по номинальному току: $I_{1H} \geq I_{p \max}$; 2500 А \geq 2209,54 А;

- по электродинамической стойкости:

Для ТТ марки ТШЛ-0,66-2500/5 значение $K_d = 85$.

$$\sqrt{2} * 2500 * 85 \geq 3222 \text{ А}$$

$$300475 \geq 3222 A$$

Условие выполняется.

-по термической стойкости:

Для ТТ марки ТШЛ-0,66-2500/5 значение $k_T = 25$.

$$B_k = 2,929^2 \times (0,1 + 0,05) = 1,32 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$(2,5 * 25)^2 * 3 \geq 1,32 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$11719 \geq 0,66 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Условие выполняется.

Производим проверку по сопротивлению вторичной нагрузки, которое определяется из следующего выражения (для схемы полной звезды)

$$Z_{2\Sigma} = Z_{\text{приб.}} + Z_{\text{пров.}} + Z_{\text{конт.}} \quad (2.13)$$

где $Z_{\text{приб.}}$ – сопротивление приборов, подключенных ко вторичной обмотке ТТ, Ом;

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

$$Z_{\text{пров.}} = \frac{l_{\text{пров.}} \cdot \rho}{s_{\text{пров.}}}, \quad (2.14)$$

где $l_{\text{пров.}}$ – длина соединительных проводов, м;

ρ – удельное сопротивление соединительных проводов, для медных проводов $0,0175 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$;

$s_{\text{пров.}}$ – сечение соединительных проводов, мм^2 .

$Z_{\text{конт.}}$ – суммарное сопротивление контактных соединений, которое можно принять равным 0,1 Ом.

$$Z_{\text{приб.}} = \frac{S_{\text{приб.}}}{I_{\text{н,приб.}}^2}, \quad (2.15)$$

где $S_{\text{приб.}}$ – потребляемая прибором мощность, В·А;

$I_{\text{н,приб.}}$ – номинальный ток прибора, А.

Вторичная обмотка ТТ, с классом точности 0,5, задействована в схеме счетчика АСТУЭ, $S_{\text{приб}} = 1 \text{ В}\cdot\text{А}$.

Вычисляем сопротивление устройства:

$$Z_{\text{приб.}} = \frac{1}{5^2} = 0,04 \text{ Ом.}$$

Принимаем длину соединительных проводов 4 м. Выбираем контрольный кабель КВВГнг с жилами сечением 4мм². Рассчитываем сопротивление проводов:

$$Z_{\text{пров.}} = \frac{4 \cdot 0,0175}{4} = 0,018 \text{ Ом}$$

Итого суммарное сопротивление вторичной нагрузки:

$$Z_{2\Sigma} = 0,04 + 0,018 + 0,1 = 0,158 \text{ Ом.}$$

Производим проверку по кривым предельной кратности [16]. Кратность первичного тока по отношению к номинальному не должна превышать 24 при $Z_{2\Sigma} = 0,158$ Ом. Полная погрешность ТТ будет до 0,5 %.

Условие выполняется.

Выбранные трансформаторы тока ТШЛ-0,66-2500/5 проходят проверку по всем параметрам.

Выбор ТТ на фидерах ТП 10/0,4 кВ выполняется аналогично, результаты сведены в таблицу 5.

Таблица 5 –Выбор трансформаторов тока на фидерах ТП 10/0,4 кВ

Фидер	I_p , А	Марка ТТ	Ток перв. обм., А	Ток втор. обм., А	Класс точн.
1 СШ 0,4 кВ					
Главный корпус	1671,5	T-0,66	2000	5	0,5
ПР №2	58,5	T-0,66	100	5	0,5
Глинопереработка	71,3	T-0,66	100	5	0,5
МП №1	33,2	T-0,66	50	5	0,5
2 СШ 0,4 кВ					
Главный корпус	1671,5	T-0,66	2000	5	0,5
Пресс-формовка	44,8	T-0,66	50	5	0,5
Сушильная камера	102,3	T-0,66	150	5	0,5
Глинозапасник	22,4	T-0,66	30	5	0,5
Вспомогательный корпус	35,8	T-0,66	50	5	0,5
ПР №1	57,2	T-0,66	100	5	0,5
Печь обжига	165,0	T-0,66	200	5	0,5

ТТ на фидерах ТП 10/0,4 кВ проверяются аналогично, результаты сведены в таблицу 6.

Таблица 6– Проверка трансформаторов тока на фидерах ТП 10/0,4 кВ

Фидер	Марка ТТ	Ток перв. обм., А	Кратность эд. стойкости Кд	Кратность терм. стойкости Кд	$\sqrt{2} \cdot I_{1n} \cdot K_d$	Ударный ток к.з. I_y , А	$(I_{1n} \cdot K_T) \cdot 2 \cdot t_T$	Тепл. импульс B_k , $кА \cdot с^2$
1 СШ 0,4 кВ								
Главный корпус	Т-0,66	2000	165	25	466620	3222	7500,00	2,639
ПР №2	Т-0,66	100	155	25	21917	3222	18,75	2,639
Глинопереработка	Т-0,66	100	155	25	21917	3222	18,75	2,639
МП №1	Т-0,66	50	120	20	8484	3222	3,00	2,639
2 СШ 0,4 кВ						3222		2,639
Главный корпус	Т-0,66	2000	165	25	466620	3222	7500,00	2,639
Пресс-формовка	Т-0,66	50	120	20	8484	3222	3,00	2,639
Сушильная камера	Т-0,66	150	155	25	32875,5	3222	42,19	2,639
Глинозапасник	Т-0,66	30	120	20	5090,4	3222	1,08	2,639
Вспомогательный корпус	Т-0,66	50	120	20	8484	3222	3,00	2,639
ПР №1	Т-0,66	100	155	25	21917	3222	18,75	2,639
Печь обжига	Т-0,66	200	155	25	43834	3222	75,00	2,639

Выбранные трансформаторы тока Т-0,66 проходят проверку по всем параметрам.

2.3.2 Выбор и проверка измерительных трансформаторов тока в ГРЩ главного корпуса

Выбираем трансформаторы тока серии Т-0,66, выбор и проверка производятся так же как и для ТП.

Внешний вид трансформаторов тока Т-0,66 показан на рисунке 16.



Рисунок 16– Внешний вид трансформаторов тока Т-0,66

Выбор трансформаторов тока по номинальному току первичной обмотки сведен в таблицу 7.

Таблица 7 –Выбор трансформаторов тока ГРЩ главного корпуса

Фидер	I_p , А	Марка ТТ	Ток перв. обм., А	Ток втор. обм., А	Класс точн.
Панель №1					
Линия 1	410,9	Т-0,66	600	5	0,5
Линия 2	244,1	Т-0,66	300	5	0,5
Линия 3	312,0	Т-0,66	400	5	0,5
Линия 4	381,1	Т-0,66	400	5	0,5
Линия 5	142,3	Т-0,66	150	5	0,5
Линия 6	223,1	Т-0,66	300	5	0,5
Линия 7	258,0	Т-0,66	300	5	0,5
Линия 8	255,6	Т-0,66	300	5	0,5
Линия 9	103,2	Т-0,66	150	5	0,5
Линия 10	35,9	Т-0,66	50	5	0,5
ЩАО	46,5	Т-0,66	50	5	0,5
ЩО	95,2	Т-0,66	100	5	0,5
Тепл. завеса №1	30,8	Т-0,66	50	5	0,5
Тепл. завеса №2	26,8	Т-0,66	30	5	0,5
Операторская	23,7	Т-0,66	30	5	0,5
ввод панель №1	1671,5	ТШЛ-0,66	2000	5	0,5
Панель №2					

Линия 1	410,9	Т-0,66	600	5	0,5
Линия 2	244,1	Т-0,66	300	5	0,5
Линия 3	312,0	Т-0,66	400	5	0,5
Линия 4	381,1	Т-0,66	400	5	0,5
Линия 5	142,3	Т-0,66	150	5	0,5
Линия 6	223,1	Т-0,66	300	5	0,5
Линия 7	258,0	Т-0,66	300	5	0,5
Операторская	23,7	Т-0,66	30	5	0,5
ЩО	95,2	Т-0,66	100	5	0,5
Тепл. завеса №3	30,8	Т-0,66	50	5	0,5
Тепл. завеса №1	26,8	Т-0,66	30	5	0,5
Тепл. завеса №2	26,8	Т-0,66	30	5	0,5
Линия 11	35,5	Т-0,66	50	5	0,5
Линия 12	30,6	Т-0,66	50	5	0,5
Линия 13	30,6	Т-0,66	50	5	0,5
ввод панель №2	1477,4	ТШЛ-0,66	1500	5	0,5

Приведем пример проверки ТТ (фидер Линия 1).

Проверка выбранных трансформаторов тока:

- по номинальному напряжению: $U_H \geq U_p$; $0,66 \text{ кВ} \geq 0,4 \text{ кВ}$;
- по номинальному току: $I_{1H} \geq I_{p \max}$; $600 \text{ А} \geq 410,9 \text{ А}$;
- по электродинамической стойкости:

Для ТТ марки Т-0,66-600/5 значение $K_d = 165$.

$$\sqrt{2} * 600 * 165 \geq 3181 \text{ А}$$

$$139986 \geq 3181 \text{ А}$$

Условие выполняется.

-по термической стойкости:

Для ТТ марки Т-0,66-600/5 значение $k_T = 25$.

$$B_k = 2,929^2 \times (0,25 + 0,05) = 2,573 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$(0,6 * 25)^2 * 3 \geq 2,573 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$675 \geq 2,573 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Условие выполняется.

Выбранные трансформаторы тока Т-0,66-600/5 проходят проверку по всем параметрам.

Для остальных ТТ расчеты аналогичны и сведены в таблицу 8.

Таблица 8– Проверка трансформаторов тока ГРЩ главного корпуса

Фидер	Марка ТТ	Ток перв. обм., А	Кратность эд. стойкости Кд	Кратность терм. стойкости Кд	$\sqrt{2} * I_{1н} * K_d$	Ударный ток к.з. I_y , А	$(I_{1н} * K_T)^2 * t_T$	Тепл. импульс B_k , $\text{кА}^2 \cdot \text{с}^2$
Панель №1								
Линия 1	Т-0,66	600	165	25	139986	3181	675	2,573
Линия 2	Т-0,66	300	165	25	69993	3178	168,75	2,567
Линия 3	Т-0,66	400	165	25	93324	3179	300	2,569
Линия 4	Т-0,66	400	165	25	93324	3178	300	2,568
Линия 5	Т-0,66	150	155	25	32875,5	3175	42,1875	2,563
Линия 6	Т-0,66	300	165	25	69993	3176	168,75	2,565
Линия 7	Т-0,66	300	165	25	69993	3178	168,75	2,567
Линия 8	Т-0,66	300	165	25	69993	3180	168,75	2,571
Линия 9	Т-0,66	150	155	25	32875,5	3150	42,1875	2,522
Линия 10	Т-0,66	50	120	20	8484	2869	3	2,093
ЩАО	Т-0,66	50	120	20	8484	3126	3	2,484
ЩО	Т-0,66	100	155	25	21917	3175	18,75	2,562
Тепл. завеса №1	Т-0,66	50	120	20	8484	2881	3	2,111
Тепл. завеса №2	Т-0,66	30	120	20	5090,4	2625	1,08	1,753
Операторская	Т-0,66	30	120	20	5090,4	3062	1,08	2,384
ввод панель №1	ТШЛ-0,66	2000	210	25	593880	3187	7500	2,583
Панель №2								
Линия 1	Т-0,66	600	165	25	139986	3181	675	2,573
Линия 2	Т-0,66	300	165	25	69993	3178	168,75	2,567
Линия 3	Т-0,66	400	165	25	93324	3179	300	2,569
Линия 4	Т-0,66	400	165	25	93324	3178	300	2,568

Продолжение таблицы 8

Линия 5	T-0,66	150	155	25	32875,5	3175	42,1875	2,563
Линия 6	T-0,66	300	165	25	69993	3176	168,75	2,565
Линия 7	T-0,66	300	165	25	69993	3178	168,75	2,567
Операторская	T-0,66	30	120	20	5090,4	3062	1,08	2,384
ЩО	T-0,66	100	155	25	21917	3175	18,75	2,562
Тепл. завеса №3	T-0,66	50	120	20	8484	2947	3	2,209
Тепл. завеса №1	T-0,66	30	120	20	5090,4	2879	1,08	2,108
Тепл. завеса №2	T-0,66	30	120	20	5090,4	2820	1,08	2,022
Линия 11	T-0,66	50	120	20	8484	3015	3	2,310
Линия 12	T-0,66	50	120	20	8484	2992	3	2,276
Линия 13	T-0,66	50	120	20	8484	2969	3	2,240
ввод панель №2	ТШЛ-0,66	1500	210	25	445410	3187	4218,75	2,583

Производим проверку по сопротивлению вторичной нагрузки.

Вторичная обмотка ТТ, с классом точности 0,5, задействована в схеме счетчика АСТУЭ, $S_{\text{приб}} = 1 \text{ В}\cdot\text{А}$.

Вычисляем сопротивление устройства:

$$Z_{\text{приб.}} = \frac{1}{5^2} = 0,04 \text{ Ом.}$$

Принимаем длину соединительных проводов 1,2 м. Выбираем контрольный кабель КВВГнг с жилами сечением 4мм^2 . Рассчитываем сопротивление проводов:

$$Z_{\text{пров.}} = \frac{1,2 \cdot 0,0175}{4} = 0,00525 \text{ Ом}$$

Итого суммарное сопротивление вторичной нагрузки:

$$Z_{2\Sigma} = 0,04 + 0,00525 + 0,1 = 0,14525 \text{ Ом.}$$

Производим проверку по кривым предельной кратности [16]. Кратность первичного тока по отношению к номинальному не должна превышать 21,5 при $Z_{2\Sigma} = 0,14525$ Ом. Полная погрешность ТТ будет до 0,5 %.

Условие выполняется.

Выбранные трансформаторы тока Т-0,66 проходят проверку по всем параметрам.

2.4 Выбор и проверка автоматических выключателей

Для защиты оборудования АСТУЭ и линий 0,4 кВ необходимо выбрать и проверить автоматические выключатели. Действующие автоматические выключатели на ТП 10/0,4 кВ, ГРЩ главного корпуса и ГРЩ/РП других производственных цехов технологически устарели, имеют высокую степень износа, кроме того их номинальные параметры не соответствуют актуальным нагрузкам производственных линий ввиду прошедшей модернизации производственных линий и оборудования ЗАО «Завод строительных материалов» [14].

При выборе автоматических выключателей необходимо соблюдать следующие правила [1]:

- номинальное напряжение автомата должно быть не менее напряжения сети:

$$U_{\text{ном}} > U_{\text{с}} \quad (2.16)$$

- номинальный ток теплового расцепителя должен быть больше тока нагрузки:

$$I_{\text{т.р}} > I_{\text{р}} \quad (2.17)$$

- отстройка от номинального тока нагрузки:

$$I_{т.р} > 1,1 \cdot I_p \quad (2.18)$$

Для защиты фидеров, имеющих в составе нагрузки, в том числе, и электродвигатели со значительными пусковыми токами, выбирается время-токовая характеристика автоматов «В». Если электроприемники со значительными пусковыми токами отсутствуют, выбирается время-токовая характеристика «А». Если основным электроприемником является электродвигатель, выбирается характеристика «С» [4].

2.4.1 Выбор и проверка автоматических выключателей на ТП 10/0,4 кВ

Ток для отстройки уставки теплового расцепителя автоматического выключателя:

$$I_{авт} > 1,1 \cdot 2209,54 = 2430,49 \text{ А}$$

Для вводов 0,4 кВ и в качестве секционного выключателя выбираются автоматы серии Электрон Э25 (как наиболее оптимальные по соотношению цена/характеристики) на номинальный ток 2500 А. Выбирается время-токовая характеристика автомата «В», так как в составе нагрузки имеются, в том числе, и электродвигатели со значительными пусковыми токами.

Автоматические выключатели проверяются [17]:

а) на надежность срабатывания, согласно условию

$$I_{кз}^{(min)} \geq 3 \cdot I_{т.р} , \quad (2.19)$$

где $I_{кз}^{(min)}$ -наименьший ток к.з. , кА

$I_{т.р.}$ - номинальный ток теплового расцепителя автомата, кА

В данном случае защита силовых трансформаторов ТП и оборудования АСТУЭ обеспечивается релейной защитой в виде МТЗ терминала РЗА подстанции, следовательно, проверка автоматических выключателей ТП по данному условию не производится.

б) на отключающую способность, согласно условию

$$I_{отк} \geq \sqrt{2} \cdot I_{кз.}^{(3)}, \quad (2.20)$$

где $I_{отк}$ -ток отключения автомата , кА

$I_{кз.}^{(3)}$ – трехфазный ток к.з. в установившемся режиме, кА

По второму условию отключающая способность автоматов серии Электрон Э25 составляет 25 кА. Максимальный ударный ток же равен 3,222 кА. То есть условие выполняется.

Выбор автоматических выключателей для защиты оборудования АСТУЭ и линий на фидерах ТП 10/0,4 кВ выполняется аналогично, результаты сведены в таблицу 9.

Таблица 9–Выбор автоматических выключателей на фидерах ТП 10/0,4 кВ

Фидер	I_p, A	$1,1 \cdot I_p, A$	Выключатель	$I_{ном}, A$	Вр.-ток.хар
1 СШ 0,4 кВ					
Главный корпус	1671,5	1838,7	Электрон Э25	2500	В
ПР №2	58,5	64,4	ВА-51-35	80	В
Глинопереработка	71,3	78,4	ВА-51-35	80	В
МП №1	33,2	36,5	ВА-51-35	40	В
2 СШ 0,4 кВ					

Главный корпус	1671,5	1838,7	Электрон Э25	2500	В
Пресс-формовка	44,8	49,3	ВА-51-35	50	В
Сушильная камера	102,3	112,5	ВА-52-39	160	В
Глинозапасник	22,4	24,6	ВА-51-35	32	В
Вспомогательный корпус	35,8	39,4	ВА-51-35	40	В
ПР №1	57,2	62,9	ВА-51-35	63	В
Печь обжига	165,0	181,5	ВА-52-39	250	В

Проверка проводится для характерных линий электроснабжения, с наименьшими токами к.з. по первому условию, и наибольшими токами к.з. по второму [17].

По первому условию: Для фидера «Сушильная камера»:

$$1,742 \geq 3 \cdot 0,128 \text{ кА}$$

Условие выполняется.

По второму условию отключающая способность автоматов серии ВА составляет 20 кА, отключающая способность автоматов серии Электрон Э25 составляет 25 кА. Максимальный ударный ток же равен 3,222 кА. То есть условие выполняется.

2.4.2 Выбор и проверка автоматических выключателей в ГРЩ главного корпуса

Приведем пример выбора и проверки автоматов для фидера Линия 1.

Ток для отстройки уставки теплового расцепителя автоматического выключателя:

$$I_{\text{авт}} > 1,1 \cdot 410,902 = 451,99 \text{ А}$$

Выбираются автомат серии ВА-52-39 (как наиболее оптимальный по соотношению цена/характеристики) на номинальный ток 630 А. Выбирается время-токовая характеристика автомата «С», так как в составе нагрузки основные электроприемники – электродвигатели со значительными пусковыми токами.

Для остальных фидеров ГРЩ главного корпуса автоматические выключатели выбираются аналогично и сведены в табл. 10.

Таблица 10–Выбор автоматических выключателей ГРЩ главного корпуса

Участок	I_p , А	$1,1 \cdot I_p$, А	Выключатель	$I_{ном}$, А	Вр.-ток. хар
Панель №1					
Линия 1	410,902	451,99	ВА-52-39	630	В
Линия 2	244,138	268,55	ВА-52-39	320	В
Линия 3	312,034	343,24	ВА-52-39	400	В
Линия 4	381,069	419,18	ВА-52-39	630	В
Линия 5	142,316	156,55	ВА-47-100	160	В
Линия 6	223,066	245,37	ВА-52-39	250	В
Линия 7	257,966	283,76	ВА-52-39	320	В
Линия 8	255,637	281,20	ВА-52-39	320	В
Линия 9	103,219	113,54	ВА-47-100	160	В
Линия 10	35,898	39,49	ВА-47-29	40	В
ЩАО	46,454	51,10	ВА-47-29	63	А
ЩО	95,248	104,77	ВА-47-100	160	А
Тепл. завеса №1	30,768	33,84	ВА-47-29	40	В
Тепл. завеса №2	26,754	29,43	ВА-47-29	32	В
Операторская	23,715	26,09	ВА-47-29	32	А
Панель №2					
Линия 1	410,902	451,99	ВА-52-39	630	В
Линия 2	244,138	268,55	ВА-52-39	320	В
Линия 3	312,034	343,24	ВА-52-39	400	В
Линия 4	381,069	419,18	ВА-52-39	630	В
Линия 5	142,316	156,55	ВА-47-100	160	В
Линия 6	223,066	245,37	ВА-52-39	250	В
Линия 7	257,966	283,76	ВА-52-39	320	В
Операторская	23,715	26,09	ВА-47-29	32	А
ЩО	95,248	104,77	ВА-47-100	160	А
Тепл. завеса №3	30,768	33,84	ВА-47-29	40	В

Тепл. завеса №1	26,754	29,43	ВА-47-29	32	В
Тепл. завеса №2	26,754	29,43	ВА-47-29	32	В
Линия 11	35,507	39,06	ВА-47-29	40	В
Линия 12	30,555	33,61	ВА-47-29	40	С
Линия 13	30,555	33,61	ВА-47-29	40	С

Проверка проводится для характерных линий электроснабжения, с наименьшими токами к.з. по первому условию, и наибольшими токами к.з. по второму [17].

По первому условию

Для фидера «Тепл. завеса №2.»:

$$1,537 \geq 3 \cdot 0,042 \text{ кА}$$

Условие выполняется.

По второму условию отключающая способность автоматов серии ВА составляет 20 кА. Максимальный ударный ток же равен 2,625 кА. То есть условие выполняется.

Все выбранные автоматические выключатели проходят проверку по допустимым параметрам, следовательно, защита оборудования АСТУЭ обеспечивается надлежащим образом.

2.5 Выбор оборудования АСТУЭ

В составе АСТУЭ «Энергомера» промышленных предприятий используется следующее оборудование: счетчики СЕ 303, СЕ 304, ЦЭ 6850М, УСПД СЕ 805 (рисунок 17) [24].

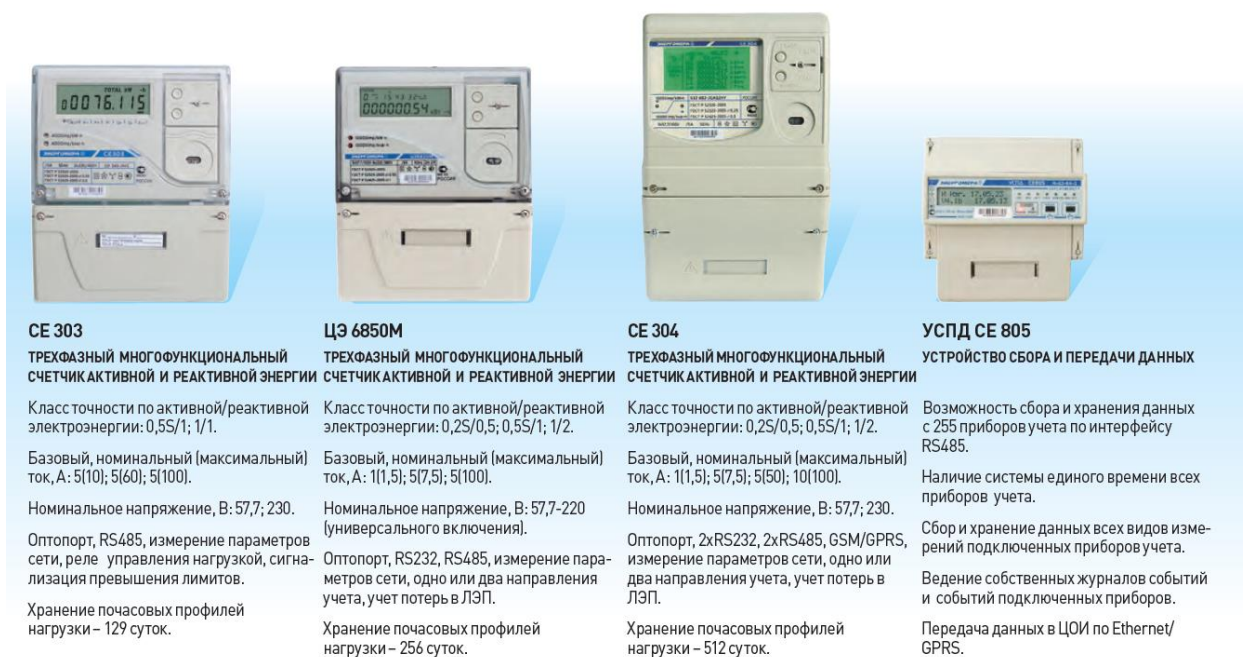


Рисунок 17 – Оборудование АСТУЭ «Энергомера»

Для передачи данных по силовым линиям используется PLC-модем CE 832C5.

Описание и технические характеристики оборудования АСТУЭ для обработки и передачи данных представлены в Приложении В.

Для организации центра обработки информации (ЦОИ) АСТУЭ «Энергомера» используем центральный сервер предприятия Hyperion RS230 G4.

2.6 Программное управление счетчиками CE 303

Рассмотрим особенности программного управления счетчиками АСТУЭ АО «Концерн Энергомера» на примере модели CE 303, которая является базовой для учета потребляемой э/э в трехфазных сетях 380 В.

Внешний вид счетчика CE303 показан на рисунке 18.

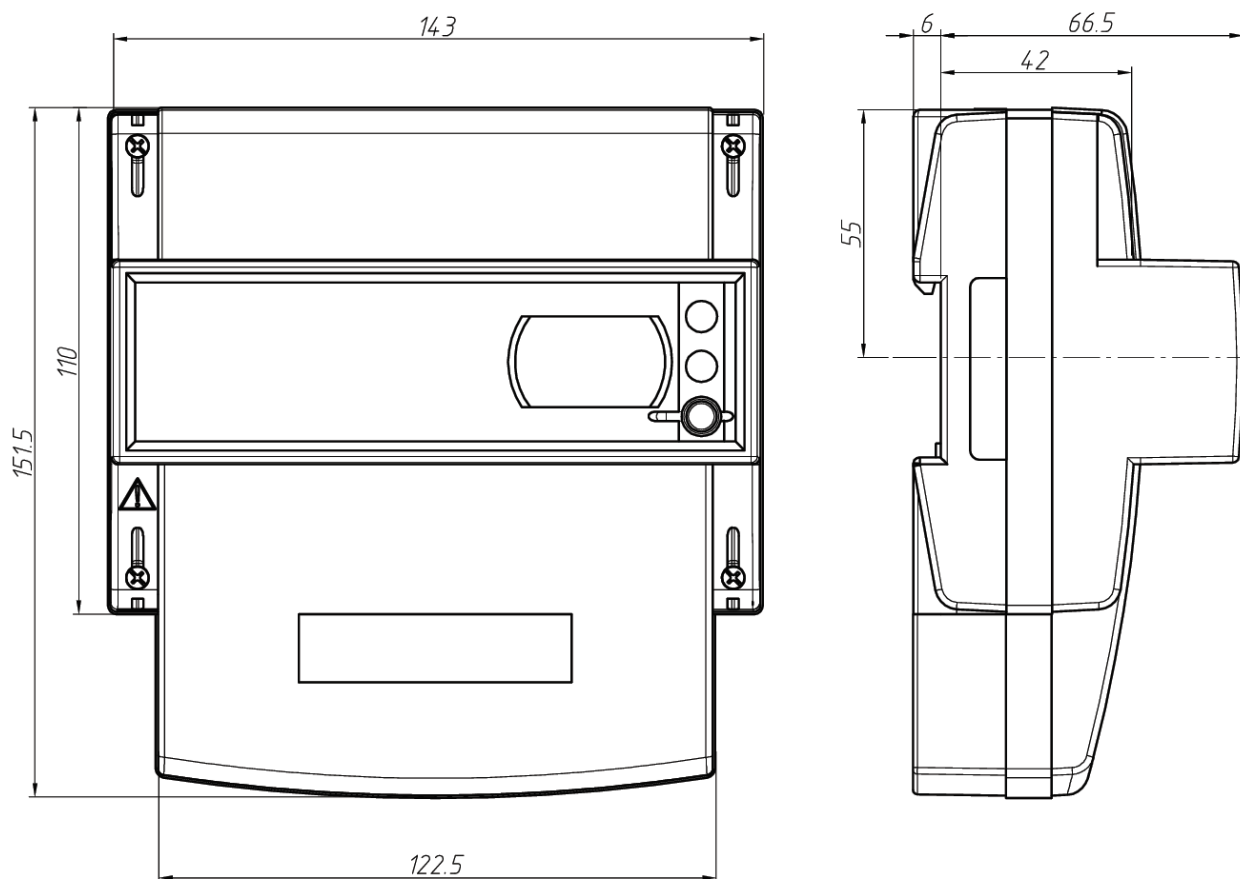


Рисунок 18 – Внешний вид счетчика SE303

Счетчики SE 303 предназначены для измерения и многотарифного учета активной и реактивной электроэнергии. Программное управление позволяет вести точный учет потерь, профилей мощности нагрузки, а также учитывать специфику электропотребления каждого конкретного потребителя. Также обеспечивается мониторинг основных показателей электропотребления и качества электроэнергии [24].

Внешний вид жидкокристаллического индикатора (ЖКИ) показан на рисунке 19.

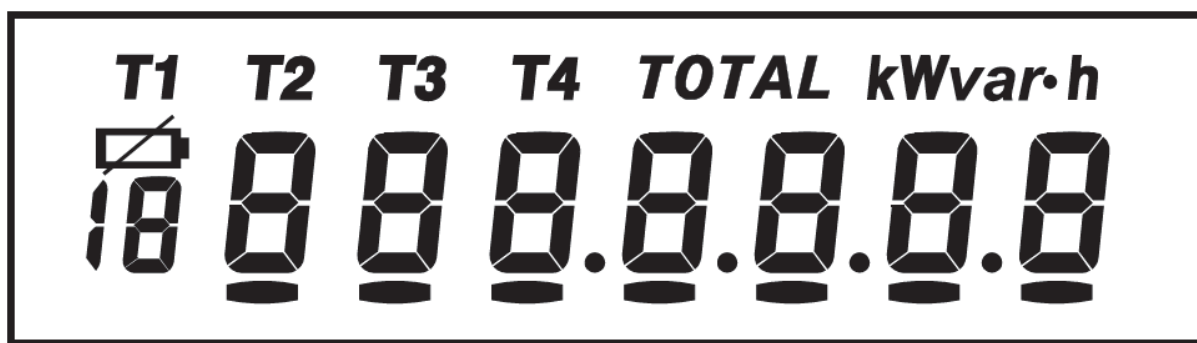


Рисунок 19 – Внешний вид ЖКИ счетчика CE303

Для подключения счетчиков используются переходные (испытательные) коробки, что обеспечивает удобство при эксплуатации, ремонте и поверке счетчиков. Переходные коробки позволяют производить замыкание токоведущих цепей трансформаторов тока и разрыв цепей напряжения, и выполнять работы со счетчиком без прямого доступа к трансформаторам тока.

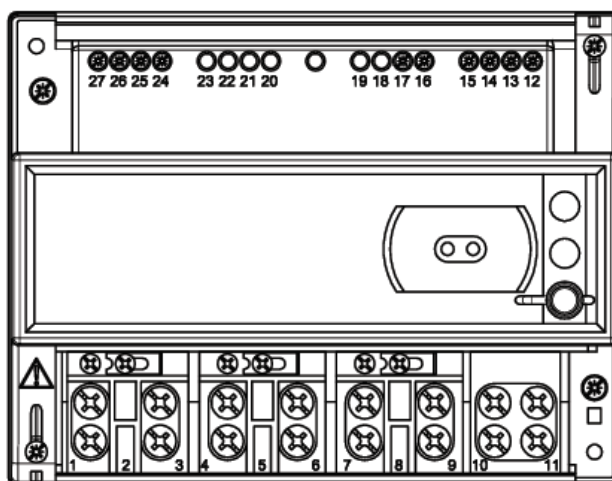
Со счетчиков информация передается в ЦОИ по каналам связи PLC. Для поддержания единого системного времени, синхронизация времени осуществляется от уровня ИВК, который располагается в ЦСОИ. Синхронизация осуществляется при наличии расхождения более 0 сек., но не чаще 1 раза в сутки [24].

Специальные испытательные переходные коробки монтируются перед счетчиками и обеспечивают удобство их проверки и обслуживания. Для предотвращения несанкционированного доступа испытательные переходные коробки пломбируются.

Между счетчиками и шкафом связи проложены кабели, предназначенные для организации линий связи на основе интерфейса RS-485, который обеспечивает высокую надежность передачи данных и помехозащищенность. Рядом со счетчиками установлен набор клемм для разветвления интерфейса RS-485. Для удобства обслуживания в шкафу связи устанавливается разветвитель интерфейсных линий связи [24].

Монтаж кабелей осуществляется в соответствии с требованиями ПУЭ, СНиП и рабочего проекта по монтажу. Защита от помех должна выполняться согласно СТО 56947007-29.240.044-2010.

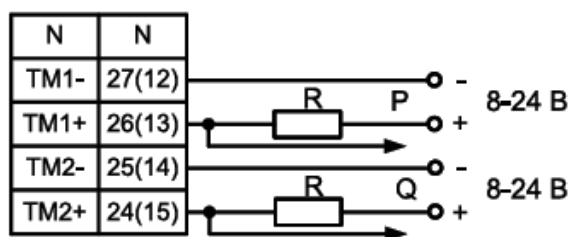
Для программирования счетчиков используются дополнительные контакты. Обозначения дополнительных контактов счетчика CE303 R33 показаны на рисунке 20.



б) контакты 27, 26 – подключение импульсных выходов ТМ1 (Р);
 контакты 25, 24 – подключение импульсных выходов ТМ2 (Q);
 контакты 15, 14 – подключение «-», «+» внешнего блока питания 9 В, 100 мА интерфейса EIA485;
 контакты 13, 12 – «В» и «А» сигналы подключения интерфейса EIA485;
 контакты 17, 16 – подключение РУ и РС (реле 1).

Рисунок 20 – Обозначения дополнительных контактов счетчика CE303

Также на дополнительные контакты 24-27 необходимо подать питание в соответствие с рисунком 21.



Примечание – номера контактов
 в зависимости от исполнения кожуха.
 а) – CE303 R33

Рисунок 21 – Схема подачи питания на дополнительные контакты счетчика CE303

Для начала программирования счетчик необходимо подключить к ПК. Схема подключения представлена на рисунке 22.

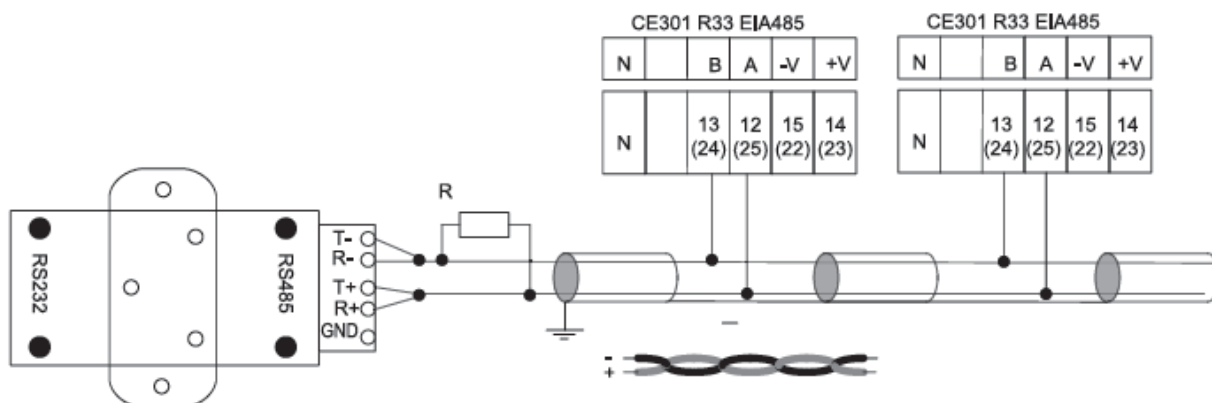


Рисунок 22 – Схема подключения счетчика CE303 к ПК

Программирование выполняется согласно инструкции от АО «Концерн Энергомера» ИНЕС.411152.081 ИС1, при этом все параметры программирования фиксируются в журнале событий [24].

Предусматривается возможность программирования счетчика на различные режимы работы, отображения параметров учета на ЖКИ, вывода и сохранения параметров учета через интерфейсы.

Также устанавливается поправка на коэффициенты трансформации трансформаторов тока и напряжения (если они установлены в первичной цепи), при этом выводится на ЖКИ и передается по интерфейсам информация с учетом поправки по коэффициентам трансформации. Задается время и интервал усреднения профилей нагрузки, режимы работы радиомодулей и реле (функции REL_N, RELMO и DAPON).

Параметры программирования отображаются на ЖКИ, пример показан на рисунке 23.

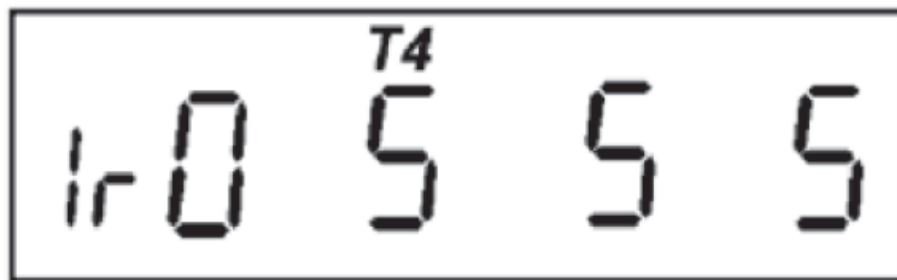


Рисунок 23 – Отображение параметров программирования на ЖКИ

В данном случае на рисунке 24 отображается:

- скорость передачи данных через оптопорт – «0»;
- начальная скорость передачи данных через интерфейс – «5»;
- рабочая скорость передачи данных через интерфейс – «5»;
- время ответа через интерфейс – 5 мс;
- действующий тариф – №4.

Также в режиме программирования возможна проверка и настройка электронной пломбы.

Настройка многотарифного учета производится:

- отдельно, с числом тарифов до 4;
- по дополнительному тарифу (при невозможности определения текущего тарифа);
- суммарно, с учетом всех текущих тарифов;
- по тарифному суточному и/или сезонному расписанию.

В данном разделе приведено описание базового счетчика СЕ303, дано его описание, показан внешний вид, вид ЖКИ и расположение дополнительных контактов для подключения к ПК и программирования.

Рассмотрены особенности монтажа и прокладки кабелей связи. Приведены схемы подачи питания на дополнительные контакты и подключения счетчика СЕ303 к ПК для программирования. Рассмотрены возможности программного управления и настроек учета.

2.7 Расчет контура заземления ГРЩ главного корпуса

Согласно требованиям производителя и поставщика АСТУЭ «Энергомера», оборудование точек учета параметров электропотребления должно быть заземлено в соответствии с требованиями ПУЭ [24]. На ТП 10/0,4 кВ контур заземления присутствует, его сопротивление, согласно контрольным замерам, составляет 3,675 Ом, что не превышает допустимое по ПУЭ значение 4 Ом [13]. Таким образом, требуется рассчитать дополнительные контуры заземления для ГРЩ и РП производственных цехов, в которых также будет установлено оборудование АСТУЭ.

В качестве примера произведем расчет контура заземления ГРЩ главного корпуса.

Намечаю расположение вертикальных электродов по контуру. Минимальное допустимое сопротивление со стороны 0,4 кВ $R_3=4$ Ом, согласно ПУЭ [13].

Удельное сопротивление грунта ρ_p (Ом · м) для вертикальных и горизонтальных электродов с учетом коэффициента сезонности определяется по формуле:

$$\rho_p = \rho \cdot K_c, \quad (2.21)$$

где ρ - удельное сопротивление грунта (суглинок), Ом · м;

K_c - коэффициент сезонности.

Для вертикальных электродов:

$$\rho_{pв} = 100 \cdot 1,7 = 170 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

Для горизонтальных электродов:

$$\rho_{pe} = 100 \cdot 4,5 = 450 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

Используем контурное заземление.

Характеристики заземляющего устройства сведены в таблицу 11.

Таблица 11 – Характеристики заземляющего устройства

Параметры вертикального электрода (сталь угловая)		Параметры горизонтального электрода (сталь полосовая)	Расположение вертикальных электродов
Длина l, м	Размер b, мм	Сечение полосы, мм ²	
3	50	50x5	верхний конец ниже уровня земли на 0,8 м

Сопротивление растеканию для одного вертикального заземлителя $R_{овэ}$ (Ом) определяется по формуле:

$$R_{овэ} = \frac{\rho_{pe}}{2 \cdot \pi \cdot l} \left[\ln \left(\frac{2 \cdot l}{d} \right) + 0,5 \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot t + l}{4 \cdot t - l} \right) \right] \quad (2.22)$$

где l - длина вертикального электрода, м;

d – диаметр (для угловой стали приведенный диаметр) вертикального электрода, м;

t - расстояние от поверхности до центра вертикального электрода, м.

Приведенный диаметр вертикального электрода d (м) из угловой стали определяется по формуле:

$$d = 0,95 \cdot b, \quad (2.23)$$

где b – ширина уголка, м.

Рассчитываем сопротивление растеканию для одного вертикального заземлителя.

$$d = 0,95 \cdot 0,05 = 0,0475 \text{ м}$$

$$t = 3 / 2 + 0,8 = 2,3 \text{ м}$$

$$R_{\text{огз}} = \frac{170}{2 \cdot 3,14 \cdot 3} \left[\ln \left(\frac{2 \cdot 3}{0,0475} \right) + 0,5 \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot 2,3 + 3}{4 \cdot 2,3 - 3} \right) \right] = 60,962 \text{ Ом}$$

Расчетное число вертикальных электродов определяется по формуле:

$$n' = R_{\text{огз}} / R_n \quad (2.24)$$

где $R_n = 4$ Ом – требуемое сопротивление искусственного заземлителя.

$$n' = 60,962 / 4 = 15,2$$

Полученное число округляем до ближайшего большего значения $n=16$ шт.

Длина горизонтальной полосы определяется по формуле:

$$l_2 = 1,05 \cdot a \cdot n \quad (2.25)$$

где a – расстояние между вертикальными электродами, м;
 n – количество вертикальных электродов, шт.

$$a = l_{nep} / n \quad (2.26)$$

где l_{nep} – периметр здания, м.

Периметр здания:

$$l_{nep} = 2 \cdot (36 + 54) = 180 \text{ м}$$

Расстояние между вертикальными электродами:

$$a = 180 / 16 = 11,25 \text{ м}$$

Длина горизонтальной полосы:

$$l_2 = 1,05 \cdot 11,25 \cdot 16 = 189 \text{ м}$$

Определяем сопротивление растеканию горизонтальных электродов $R_{гэ}$ (Ом) по формуле:

$$R_{гэ} = \frac{\rho_{пз}}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \ln \left(\frac{l^2}{d \cdot t} \right) \quad (2.27)$$

где l – длина горизонтального электрода, м;

d – диаметр (для полосовой стали расчетный диаметр) электрода, м;

t – расстояние от поверхности до центра горизонтального электрода, м.

Расчетный диаметр горизонтального электрода d (м) из стальной полосы $50 \cdot 5$ мм определяется по формуле:

$$d = 0,5 \cdot b, \quad (2.28)$$

где b – ширина полосы, м.

Рассчитываем сопротивление растеканию для горизонтального заземлителя.

$$d = 0,5 \cdot 0,05 = 0,025 \text{ м}$$

$$t = 0,05 / 2 + 0,8 = 0,825 \text{ м}$$

$$R_{\text{эз}} = \frac{450}{2 \cdot 3,14 \cdot 189} \cdot \ln \left(\frac{189^2}{0,025 \cdot 0,825} \right) = 5,05 \text{ Ом}$$

Рассчитаем эквивалентное сопротивление группового заземлителя:

$$R_{\text{сп}} = \frac{R_{\text{овэ}} \cdot R_{\text{эз}}}{R_{\text{овэ}} \cdot \eta_6 \cdot n + R_{\text{эз}} \cdot \eta_2} \quad (2.29)$$

где η_6 - коэффициент использования вертикальных электродов;

η_2 - коэффициент использования горизонтальных электродов.

$$R_{\text{сп}} = \frac{60,962 \cdot 5,05}{60,962 \cdot 0,74 \cdot 16 + 5,05 \cdot 0,48} = 3,457 \text{ Ом}$$

Эквивалентное сопротивление группового заземлителя меньше допустимого согласно ПУЭ значения 4 Ом, т.е. удовлетворяет требованиям.

В итоге контур заземления состоит из 16 вертикальных электродов длиной 3 м из угловой стали 50х50 мм, расстояние между вертикальными электродами 11,25 м; верхний конец ниже уровня земли; на глубине 0,8 м вертикальные электроды соединены горизонтальной стальной полосой 50х5 мм.

Контур заземления для ГРЩ и РП других производственных цехов рассчитываются аналогично.

Выводы по второму разделу

- 1) Рассмотрена организация АСТУЭ на предприятии, проведены выбор и проверка оборудования;
- 2) Систематизированы исходные данные для разработки АСТУЭ;
- 3) Выбрано и проверено по допустимым параметрам оборудование АСТУЭ;
- 4) Выбраны средства защиты оборудования АСТУЭ (автоматические выключатели, заземляющее устройство).

3 Оценка экономической эффективности установки АСТУЭ

В данной главе проведем оценку экономической эффективности установки АСТУЭ. Определим сметную стоимость проекта установки оборудования АСТУЭ с учетом всех дополнительных затрат. Наименование, количество, и стоимость оборудования АСТУЭ представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Определение сметной стоимости проекта установки оборудования АСТУЭ

Наименование оборудования	кол-во (шт/км)	Сед, тыс. руб.	∑ С, тыс. руб.
ПО сEnergo 4.7	1	4525,21	4525,210
Трансформаторы тока ТШЛ-0,66	9	4,909	44,181
Трансформаторы тока Т-0,66	256	0,521	133,376
счетчики СЕ 304	3	16,268	48,804
счетчики СЕ 303	86	4,211	362,146
УСПД СЕ 805	1	81,605	81,605
Авт. выключатели Электрон Э25	10	301,9	3019,000
Авт. выключатели ВА-52-39	25	9,6	240,000
Авт. выключатели ВА-51-35	8	3,68	29,440
Авт. выключатели ВА-47-29	44	0,113	4,972
Авт. выключатели ВА-47-100	21	1,521	31,941
PLC-модем СЕ832С5	10	14,51	145,100
КВВГнг-5х4	0,255 км	0,0144	207,360
Кабель КП.012-1795838-00	0,423 км	0,0127	161,290
Итого стоимость оборудования			9034,425
расходы на монтажные комплекты и доп. материалы 10 %			903,443
транспортные расходы 5%			451,721
стоимость монтажных работ 20%			1806,885
накладные расходы 8% от монтажных работ			144,551
плановые накопления 87% от монтажных работ			1571,990
итого стоимость			13913,015

Для определения амортизационных отчислений оборудование разделим на группы согласно нормам отчислений [11].

Расчёт суммы амортизационных отчислений представлен в таблице 13.

Таблица 13– Расчёт суммы амортизационных отчислений

Наименование оборудования	Стоимость группы осн. фондов, тыс. р.	Норма отчислений, %	Отчисления, тыс. р.
Оборудование АСТУЭ	13345,294	4,4	587,193
Кабели связи	319,334	2,4	7,664
Силовые кабели	248,387	5	12,419
Итого:	13913,015		607,276

В таблице 14 представлен баланс рабочего времени согласно календарному фонду рабочего времени.

Таблица 14–Баланс рабочего времени

Показатели	Формула	Дни	Часы
Календарный фонд рабочего времени	Φ_k	365	8760
Нерабочие дни:			
- праздники		9	
- выходные		107	
- всего	N_d	116	
Номинальный фонд рабочего времени	$\Phi_{ном} = \Phi_k - N_d$	249	1992
Неиспользуемое время:	N_v		
- основные и дополнительные отпуска		31	248
- отпуска учащихся	$0,005 * \Phi_{ном}$	1,245	9,96
- невыходы по болезни	$0,03 * \Phi_{ном}$	7,47	59,76
- невыходы в связи с выполнением общ.-гос. обязанностей	$0,005 * \Phi_{ном}$	1,245	9,96
Итого неиспользуемое время			327,68
Явочное время одного работника	$\Phi_{яв} = \Phi_{ном} - N_v$	208,04	1664,32
Внутрисменные потери	$V_p = 0,015 * \Phi_{ном}$	3,126	29,88
Полезный фонд рабочего времени	$\Phi_{пол} = \Phi_{яв} - V_p$	205,3	1642,2
Средняя продолжительность рабочего дня	$\Phi_{пол}[ч] / \Phi_{яв}[д]$		6,56
Коэффициент использования рабочего времени	$K_i = \Phi_{пол} / \Phi_{ном}$		0,82

Явочный состав эксплуатационных рабочих:

$$R_{я}^{\text{э}} = \frac{n \cdot \sum n_{y.E}}{P_{\text{э}}}, \quad (3.1)$$

где $\sum n_{y.E}$ - сумма у. е. обслуживания оборудования;

n – количество смен, $n=2$;

$P_{\text{э}}$ – норматив у. е. обслуживания для одного рабочего [11].

Расчёт суммы у. е. обслуживания сведем в таблицу 15.

Таблица 15– Расчёт суммы условных единиц обслуживания

Наименование оборудования	кол-во	объём обслуживания ед., у.е.	суммарный объём, у.е.
ПО сEnergo 4.7	1	10,2	10,2
Трансформаторы тока ТШЛ-0,66	9	1,1	9,9
Трансформаторы тока Т-0,66	256	0,5	128
счетчики СЕ 304	3	2,3	6,9
счетчики СЕ 303	86	2,3	197,8
УСПД СЕ 805	1	1,5	1,5
Авт. выключатели Электрон Э25	10	5,2	52
Авт. выключатели ВА-52-39	25	3,1	77,5
Авт. выключатели ВА-51-35	8	3,1	24,8
Авт. выключатели ВА-47-29	44	3,1	136,4
Авт. выключатели ВА-47-100	21	3,1	65,1
PLC-модем СЕ832С5	10	3,4	34
КВВГнг-5х4	0,255 км	7,2	92,16
Кабель КП.012-1795838-00	0,423 км	8,4	18,73
Сумма			854,99

Проведем расчет по формуле (3.1)

$$R_{я}^{\text{э}} = \frac{2 \cdot 854,99}{900} = 1,9 \text{ чел}$$

Списочный состав эксплуатационных рабочих:

$$R_{с}^{\text{э}} = \frac{R_{я}^{\text{э}}}{K_{и}}, \quad (3.2)$$

где $K_{и}$ – коэффициент использования рабочего времени.

$$K_{и} = \frac{\Phi_{\text{ПОЛ}}}{\Phi_{\text{НОМ}}} \quad (3.3)$$

$$K_{и} = \frac{205,3}{249} = 0,82$$

Проведем расчет по формуле (5.2):

$$R_{с}^{\text{э}} = \frac{1,9}{0,82} = 2,32 \approx 3 \text{ чел}$$

Определение численности ремонтного персонала.

Явочный состав ремонтных рабочих:

$$Ч_{я}^{\text{р}} = \frac{\sum T}{\Phi_{\text{НОМ}}}, \quad (3.4)$$

где T – трудоемкость ремонта оборудования, чел*ч/год;

$\Phi_{ном}$ – номинальный фонд рабочего времени, $\Phi_{ном}=1992$ час;

Суммарная трудоёмкость ремонта определяется как:

$$\sum T = N \cdot n_k \cdot 12 / T_k + N \cdot n_m \cdot 12 / T_m, \quad (3.5)$$

где N – количество единиц оборудования, шт;

n – норма трудоёмкости, ч/ед;

T – продолжительность капитального(к) и текущего(т) ремонта, ч.

В таблице 16 представлен расчёт трудоёмкости ремонта оборудования.

Таблица 16– Расчёт трудоёмкости ремонта оборудования

Наименование оборудования	Кол-во	Трудоёмкость текущ. ремонта			Трудоёмкость капит. ремонта			Итого
		Единицы	Всего	Среднегод	Единицы	Всего	Среднегод	
ПО сEnergo 4.7	1	0	0	0	0	0	0,00	0,00
Трансформаторы тока ТШЛ-0,66	9	44	396	33,00	63	567	47,25	80,25
Трансформаторы тока Т-0,66	256	35,8	9164,8	763,73	44,2	11315	942,93	1706,67
счетчики СЕ 304	3	9,4	28,2	2,35	15,5	46,5	3,88	6,23
счетчики СЕ 303	86	9,4	808,4	67,37	15,5	1333	111,08	178,45
УСПД СЕ 805	1	24	24	2,00	56	56	4,67	6,67
Авт. выключатели Электрон Э25	10	280	2800	233,33	440	4400	366,67	600,00
Авт. выключатели ВА-52-39	25	2,5	62,5	5,21	4,3	107,5	8,96	14,17
Авт. выключатели ВА-51-35	8	2,5	20	1,67	4,3	34,4	2,87	4,53
Авт. выключатели ВА-47-29	44	2,5	110	9,17	4,3	189,2	15,77	24,93
Авт. выключатели ВА-47-100	8	2,5	20	1,67	4,3	34,4	2,87	4,53
PLC-модем СЕ832С5	10	18	180	15,00	45	450	37,50	52,50
КВВГнг-5х4	255 м	0,45	114,75	9,56	1,6	408	34,00	43,56
Кабель КП.012-1795838-00	423 м	0,65	274,95	22,91	2,15	909,45	75,79	98,70
Итого				1166,97			1654,22	2821

$$Ч_{я}^P = \frac{2821}{1992} = 1,42 \text{ чел}$$

Списочный состав эксплуатационных рабочих:

$$Ч_C^P = \frac{Ч_Я^P}{K_{и}} \quad (3.6)$$

$$Ч_C^P = \frac{1,42}{0,82} = 1,727 \approx 2 \text{ чел}$$

Общая численность персонала:

$$R_{\text{ОБЩ}} = 3 + 5 = 5 \text{ чел}$$

Тарифный фонд заработной платы:

- для эксплуатационных рабочих

$$З_T^Э = N \cdot Ч_C^Э \cdot T_{\text{СТ}}^Э \cdot \Phi_{\text{ПОЛ}} \cdot K_{и}, \quad (3.7)$$

где $T_{\text{СТ}}^Э$ - часовая тарифная ставка эксплуатационных рабочих, принимаем 305,71 руб/час [11].

$\Phi_{\text{ПОЛ}}$ - номинальный полезный фонд рабочего времени, ч.

$$З_T^Э = 3 \cdot 305,71 \cdot 1642,2 \cdot 0,82 = 1235,011 \text{ т.р.}$$

Тарифный фонд заработной платы ремонтного персонала:

$$З_T^P = \sum T \cdot T_{\text{СТ}}^P, \quad (3.8)$$

где T_{cm}^P - часовая тарифная ставка ремонтных рабочих, принимаем 340,55 руб/час [11].

$$Z_{\Gamma}^P = \sum T \cdot T_{cm}^P = 2821 \cdot 340,55 = 960,76 \text{ т.руб.}$$

Расчет зарплаты произведу в таблице 17.

Таблица 17– Расчёт зарплаты персонала

Элементы фонда заработной платы	Заработная плата, тыс.р	
	Эксплуатационных рабочих	Ремонтных рабочих
Фонд оплаты по тарифу, за год.	1235,011	960,76
Доплаты до часового фонда заработной платы.		
а) премия (30%)	370,503	288,227
б) оплата праздничных дней (1,5%)		14,41
в) оплата за работу в ночное время (4,75%)	58,663	
Итого часовой фонд зарплаты	1664,177	1248,982
Доплаты до дневного фонда заработной платы		
а) доплаты за работу в праздники		14,411
Итого дневной фонд зарплаты.	1664,177	1263,393
Доплаты до годового фонда заработной платы		
а) оплаты отпусков (12,8%)	213,015	161,714
б) оплата дней выполнения гос. обязанностей(0,48%)	7,988	6,064
Всего фонд годовой зарплаты	1885,180	1431,172
Среднегодовая заработная плата, тыс. руб/год	628,393	715,586
Среднемесячная заработная плата, тыс. руб/мес	52,366	59,632

Далее, исходя из полученных данных, составим смету годовых эксплуатационных расходов (таблица 18).

Таблица 18– Смета годовых эксплуатационных расходов

№	Наименование статей затрат	Затраты, т.р	Процент к итогу
1	Зарплата экспл. рабочих	1885,180	28,12
2	Начисление на зарплату (30.2% от фонда з/п экспл.раб)	569,324	8,49
3	Экспл. материалы (15% от фонда з/п экспл. раб.)	282,777	4,22
4	Зарплата рем. рабочих	1431,172	21,35
5	Начисление на зарплату (30.2% от фонда з/п рем.раб)	432,214	6,45
6	Материалы на ремонт (35% от фонда оплаты по тарифу рем. раб.)	500,910	7,47
7	Амортизационные отчисления	607,276	9,06
8	Прочие затраты (30% от фонда з/п экспл.и рем. раб)	994,906	14,84
Итого		6703,759	100

Согласно статистическим данным, внедрение системы АСТУЭ, в среднем, позволяет снизить уровень оплаты за потребляемую предприятием электроэнергию на 20% по сравнению с оплатой до установки АСТУЭ [8]. Это достигается за счет оптимизации графика энергопотребления предприятия с графиком энергосистемы (снижение максимума нагрузок предприятия в период максимума в энергосистеме, перенос нагрузок на ночные и полупиковые интервалы и т.д.); максимального согласования энергопотребления с общим технологическим процессом предприятия; точной автоматической компенсации реактивной мощности.

В 2019 г. оплата за электроэнергию составила 59423,56 тыс.руб. [14].

Рассчитаем ожидаемый экономический эффект от установки АСТУЭ:

$$\mathcal{E} = 0,2 \cdot 59423,56 = 11884,712 \text{ т.руб. / год}$$

Ожидаемая чистая прибыль, с учетом годовых эксплуатационных расходов:

$$Ч = 11884,712 - 6703,759 = 5180,953 \text{ т.руб./год}$$

Тогда срок окупаемости АСТУЭ составит:

$$T_{ок} = K / Ч \quad (3.9)$$

где K – суммарные капиталовложения в проект АСТУЭ, тыс.руб.

$$T_{ок} = 13913,015 / 5180,953 = 2,69 \text{ года}$$

В итоге срок окупаемости проекта установки АСТУЭ составил 2,69 года при капиталовложениях 13913,015 тыс.руб. и годовых эксплуатационных расходах 6703,759 тыс.руб./год. Таким образом, установка разработанной АСТУЭ имеет высокую экономическую эффективность.

Выводы по третьему разделу

- 1) Определена сметная стоимость проекта установки оборудования АСТУЭ с учетом всех дополнительных затрат;
- 2) Составлена смета годовых эксплуатационных расходов;
- 3) Рассчитан срок окупаемости проекта установки АСТУЭ.

Заключение

В данной работе проведена разработка АСТУЭ ЗАО «Завод строительных материалов».

Определены назначение, цели создания и структура современной АСТУЭ промышленного предприятия. Проведен обзор основных существующих АСТУЭ на предприятиях, а также анализ их особенностей, преимуществ и недостатков (исходя из заданной темы ВКР). По результатам обзора, выбрана АСТУЭ «Энергомера». Приведено описание ПО АСТУЭ «Энергомера» и специализированного ПО сEnergO 4.7.

Систематизированы исходные данные для разработки АСТУЭ. Требуется установить точки учета параметров электропотребления на ТП 10/0,4 кВ, а также во всех основных производственных цехах.

Выбор и проверка оборудования АСТУЭ для производственного цеха показаны на примере главного корпуса. Главный корпус обеспечивает основные технологические операции производственного процесса предприятия и является основным потребителем электроэнергии.

Для обеспечения работы узлов учета АСТУЭ выбрано следующее оборудование:

- измерительные трансформаторы тока типа ТШЛ-0,66 (на ТП 10/0,4 кВ) и Т-0,66 (в ГРЩ 0,4 кВ главного корпуса и РП/ГРЩ 0,4 кВ остальных производственных цехов);

- УСПД СЕ 805 (на ТП 10/0,4 кВ);

- счетчики электроэнергии СЕ304 (на ТП 10/0,4 кВ) и СЕ303 (в ГРЩ 0,4 кВ главного корпуса и РП/ГРЩ 0,4 кВ остальных производственных цехов);

- PLC-модем СЕ 832С5 (на ТП 10/0,4 кВ);

- контрольный кабель КВВГнг-5х4 мм² для управляющих цепей АСТУЭ;

- автоматические выключатели Электрон Э25 для защиты оборудования АСТУЭ и вводов 0,4 кВ (на ТП 10/0,4 кВ); ВА-52-39 для

защиты линий 0,4 кВ и оборудования АСТУЭ (в ГРЩ 0,4 кВ главного корпуса и РП/ГРЩ 0,4 кВ остальных производственных цехов)

При монтаже оборудования АСТУЭ руководствуются следующими нормативными документами: ПУЭ, ПОТ РМ-016-2001, РД 153-34.0-03.150-00.

Для организации центра обработки информации (ЦОИ) АСТУЭ «Энергомера» используется центральный сервер предприятия Hyperion RS230 G4.

Наименование, количество и стоимость оборудования АСТУЭ представлены в таблице, определена сметная стоимость оборудования АСТУЭ. Составлена смета годовых эксплуатационных расходов. Рассчитаны ожидаемый экономический эффект от установки АСТУЭ, ожидаемая чистая прибыль, с учетом годовых эксплуатационных расходов, срок окупаемости АСТУЭ. В итоге срок окупаемости проекта установки АСТУЭ составил 2,69 года при капиталовложениях 13913,015 тыс.руб. и годовых эксплуатационных расходах 6703,759 тыс.руб./год. Таким образом, установка разработанной АСТУЭ имеет высокую экономическую эффективность.

В заключение следует отметить, что разработанная АСТУЭ сEnergo 4.7 производства АО «Концерн Энергомера» отвечает всем современным требованиям по надежности, точности, безопасности и энергоэффективности.

Список используемых источников

1. Анчарова Т.В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений. Вологда: Инфра - Инженерия, 2016. 416 с.
2. Волчуков Н.П., Титов Н.Н. Построение информационной системы контроля и учета энергоресурсов промышленного предприятия. Техническая электродинамика. Киев: Энерго, 2017. 207 с.
3. Данилин А.В., Захаров В.А. Принципы построения работы АСКУЭ. М.: ЭСКО, 2017. 189 с.
4. Гуревич Ю.Е. Особенности электроснабжения, ориентированного на бесперебойную работу промышленного потребителя. М.: Торус Пресс, 2015. 408 с.
5. Гуртовцев А.Л. Комплексная автоматизация энергоучета на промышленных предприятиях и хозяйственных объектах. СТА, 2018 №3. С. 104–106.
6. Гуртовцев А.Л. О происхождении и значении термина АСКУЭ. Промышленная энергетика, 2018. №8. С. 80–87.
7. Гуртовцев А.Н. Современные принципы автоматизации энергоучета в энергосистемах / А.Н. Гуртовцев // Новости электротехники, 2013. №18. С. 60–66.
8. Забелло Е.П., Гуртовцев А.Л. Экономическая эффективность АСКУЭ - Промышленные АСУ и контроллеры, 2016. №7. С. 20–25.
9. Конюхова Е.А. Электроснабжение объектов. М.: ИЦ Академия, 2016. 320 с.
10. Кудрин Б.И., Прокопчик В.В. Электроснабжение промышленных предприятий. Минск: Высшая школа, 2016. 352 с.
11. Можаяева С.В. Экономика энергетического производства. СПб.: Издательство «Лань», 2017. 208 с.
12. Носов Е.Ю. Модульный принцип построения АСКУЭ. Энергетик, 2017. №12. С. 40–42.

13. Правила устройства электроустановок, издание 7. М.: Энергия, 2019. 648 с.
14. Проектная документация. АСТУЭ ЗАО «Завод строительных материалов», 2019. 68 с.
15. Свириденко Э. А. Основы электротехники и электроснабжения. М.: Техноперспектива, 2016. 436 с.
16. Смирнов А.Д., Антипов К.М. Справочная книжка энергетика. М.: Энергоатомиздат, 2018. 553 с.
17. Сибикин Ю.Д. Электроснабжение промышленных объектов. М.: РадиоСофт, 2017. 328 с.
18. Стромиллова Н.А. Организация, планирование и управление энергетикой: Методические указания. Чита: ЗабГУ, 2015. 30 с.
19. Туманов С. А. АСКУЭ с использованием проводных каналов связи / С. А. Туманов, Е. А. Куликова // Энерго- и ресурсосбережение. Энергообеспечение. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии: материалы Всероссийской научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых (Екатеринбург, 15–18 декабря 2015 г.). — Екатеринбург : УрФУ, 2015. – С. 235–238.
20. Филиппова Е. В. Автоматизированная система энергоучета в производственной деятельности ПАО «ММК» / Е. В. Филиппова, Л. Г. Егорова // Тепло-техника и информатика в образовании, науке и производстве : сборник докладов VII Всероссийской научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых учёных (Екатеринбург, 17–18 мая 2018 г.). – Екатеринбург: ООО АМК «День РА», 2018. – С. 541–546.
21. Фролов Ю. М. Основы электроснабжения. М.: Лань, 2018. 480 с.
22. Шарков Н. В. и др. Состав автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии //Международный научно-исследовательский журнал. 2016. №. 5 (47) Часть 3. – С. 209–211.
23. Школа электрика. Информационный портал [Электронный ресурс]. URL: <http://electricalschool.info/> (дата обращения: 27.02.2020).

24. АО «Концерн Энергомера». Информационный портал [Электронный ресурс]. URL: <http://www.energomera.ru/> (дата обращения: 28.02.2020).
25. Automated Electricity Power Metering System. I. E. Akwuiwu, D. I. Okolo, R. E. Okonigene. Int'l Conf. Wireless Networks ICWN'18, P. 55-59.
26. Configurable secure mobile tool for AMI and AMR metering systems. Donato ColonnaWilliam L. HopperFabio CezarSergei V UdinAndrew Zhelezov. United States Patent. Patent No: US 10,182,273 B2; Jan.15, 2019.
27. Local Monitoring / Recording and Display Device for Power Electricity Meter, using IEC 62056–21 Local AMR application device, hardware solution, for DLMS-COSEM based Power Meters. Florin Drăgan ; Rodica Holonec ; Romul Copîndean. 2019 8th International Conference on Modern Power Systems (MPS). Institute of Electrical and Electronics Engineers, DOI: 10.1109/MPS.2019.8759756; 11 July, 2019.
28. Method and apparatus for signal interference processing. Mikhail GaleevAmr AbdelmonemDariusz SeskiewiczZhigang Wang. United States Patent. Patent No: US 10,079,667 B2; Sep. 18, 2018.
29. Real Time Monitoring of AMR Enabled Energy Meter for AMI in Smart City - An IoT Application. Anirudh Kumar ; Sreyasi Thakur ; Partha Bhattacharjee. 2018 IEEE International Symposium on Smart Electronic Systems (iSES) (Formerly iNiS); 17-19 Dec, 2018.
30. Statistical modeling of aggregated electricity consumption and distributed wind generation in distribution systems using AMR data. Department of Electrical Engineering and Automation, Aalto University, 2018, P. 171-173.
31. Wireless connectivity predicaments in gsm-based amr system: An empirical research. Florin Drăgan ; Rodica Holonec ; Romul Copîndean. 2019 8th International Conference on Modern Power Systems (MPS). Institute of Electrical and Electronics Engineers, DOI:10.1109/MPS.2019.8759756; 11 July, 2019.