

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

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки)

Техническое и информационное обеспечение интеллектуальных систем электроснабжения

(направленность (профиль))

## **ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ)**

на тему Реконструкция электроснабжения кирпичного завода ООО «Компания  
ВолгоТрансЭнерго» с реализацией интеллектуальной системы электроснабжения (Smart  
Grid)

Обучающийся

Д.Д. Нестеренко

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Научный  
руководитель

к.т.н. В.С. Романов

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

Тольятти 2022

## Содержание

Введение.....	4
1 Анализ действующего электроснабжения предприятия, обоснование необходимости реконструкции, предлагаемые мероприятия по реконструкции .....	6
1.1 Анализ действующего электроснабжения предприятия.....	6
1.2 Анализ энергоэффективности действующего электроснабжения .....	7
1.3 Обоснование необходимости реконструкции.....	8
1.4 Анализ современных методов повышения энергоэффективности и качества мониторинга электроснабжения .....	9
1.4.1 Автоматическая компенсация реактивной мощности .....	9
1.4.2 Энергоэффективные силовые трансформаторы .....	11
1.4.3 Повышение энергоэффективности электрических сетей .....	13
1.4.4 Частотное регулирование асинхронных электроприводов .....	13
1.4.5 Применение программируемых цифровых реле .....	14
1.4.6 Микропроцессорная релейная защита и автоматика .....	14
1.4.7 Автоматизированная система технического учета электроэнергии (АСТУЭ).....	17
1.4.8 Реализация интеллектуальной системы электроснабжения предприятия (Smart Grid) .....	18
1.5 Предлагаемые мероприятия по реконструкции электроснабжения .....	19
2 Разработка мероприятий по реконструкции системы электроснабжения предприятия .....	21
2.1 Выбор АУКРМ .....	21
2.2 Выбор силовых трансформаторов.....	21
2.3 Расчет токов короткого замыкания .....	23
2.4 Выбор трансформаторов тока.....	29
2.5 Использование программируемых реле .....	30
2.6 Использование частотных преобразователей .....	37

2.7 Выбор терминалов РЗА, расчет уставок.....	42
2.8 Интеграция ТП и ее электрооборудования в цифровую сеть предприятия .....	49
2.9 Выбор оборудования АСТУЭ .....	51
2.10 Программное обеспечение Smart Grid .....	58
2.11 Расчет контура заземления ТП .....	60
2.12 Обеспечение охраны труда .....	63
2.13 Охрана окружающей среды .....	64
3 Оценка экономической эффективности предлагаемых решений по реконструкции .....	66
3.1 Расчет сметной стоимости проекта .....	66
3.2 Расчет ожидаемого срока окупаемости .....	68
Заключение .....	70
Список используемых источников .....	72

## Введение

Современный производственный процесс, при массовом выпуске продукции, невозможен без применения производственного электрооборудования (технологических линий, станков, комплексов электроприводов и т.д.). Следовательно, обеспечение надежного и качественного электроснабжения потребителей электроэнергии является одной из ключевых задач при работе промышленных предприятий. В то же время, можно отметить, что зачастую системы электроснабжения (СЭС) предприятий, отдельных цехов и вспомогательных зданий в их составе включают устаревшее и изношенное электрооборудование, технико-эксплуатационные показатели которого не соответствуют актуальным требованиям. В таких случаях следует проводить реконструкцию СЭС предприятия с заменой устаревшего и изношенного электрооборудования на современные аналоги, также необходимо учитывать современные концепции СЭС предприятий, например, Smart Grid, которая постепенно внедряется и используется на промышленных предприятиях во всем мире.

Тема ВКР – «Реконструкция электроснабжения кирпичного завода ООО «Компания ВолгоТрансЭнерго» с реализацией интеллектуальной системы электроснабжения (Smart Grid)».

Актуальность темы обусловлена высоким уровнем износа и устареванием действующего электрооборудования СЭС предприятия, которое несет дополнительные технико-эксплуатационные расходы на ремонт и обслуживание электрооборудования (ЭО). Кроме того предприятие несет убытки из-за остановок производства ввиду перерывов электроснабжения потребителей и плохой оптимизации работы СЭС. Параметры части действующего электрооборудования СЭС не соответствуют актуальным на данный момент электрическим нагрузкам, что обусловлено заменой производственного оборудования на новое, демонтажем старого и установкой нового оборудования.

Объект исследования: электроснабжение кирпичного завода.

Предмет исследования: реализация интеллектуальной системы электроснабжения (Smart Grid).

Цель работы: разработка оптимального варианта реконструкции СЭС предприятия с реализацией концепции Smart Grid.

Задачи:

- провести анализ действующего электроснабжения предприятия;
- обосновать необходимость реконструкции;
- выполнить анализ современных методов повышения энергоэффективности и качества мониторинга электроснабжения предприятий:
- разработать мероприятия по реконструкции СЭС предприятия с реализацией интеллектуальной системы электроснабжения;
- для обеспечения надежной и безопасной работы СЭС выполнить расчет контура заземления ТП;
- провести оценку экономической эффективности предлагаемых решений по реконструкции.

Практическая значимость работы: проведение реконструкции СЭС согласно предлагаемому проекту обеспечит повышение общей энергоэффективности электроснабжения (путем применения энергоэффективного электрооборудования (ЭО), реализации автоматической компенсации реактивной мощности (КРМ), оптимизацией интенсивности производства и электропотребления согласно графику питающей энергосистемы). Обеспечение непрерывного цифрового мониторинга режимов работы участков сети и состояния ЭО также повысит надежность и безопасность функционирования СЭС.

Результаты работы могут применяться при реконструкции и модернизации действующих СЭС аналогичных предприятий.

# **1 Анализ действующего электроснабжения предприятия, обоснование необходимости реконструкции, предлагаемые мероприятия по реконструкции**

## **1.1 Анализ действующего электроснабжения предприятия**

Основой для анализа является техническая документация по действующему электроснабжению предприятия [19].

Действующая однолинейная схема электроснабжения предприятия в целом показана на слайде 4 презентации. Электрооборудование предприятия обеспечивается питанием по сети 0,4 кВ от трансформаторной подстанции (ТП). ТП питается кабельной линией (КЛ) от распределительного устройства (РУ) 10 кВ, длина КЛ 1,44 км. Цеха предприятия питаются от шин ТП по КЛ 0,4 кВ. Производственное ЭО, в основном, расположено в главном корпусе (ГК), где осуществляются все технологические процессы по производству и упаковке продукции. Электрическая схема главного распределительного щита (ГРЩ) главного корпуса до реконструкции показана на слайде 5 презентации. Производственные технологические линии и другое оборудование питается от панелей ГРЩ по КЛ 0,4 кВ и 0,23 кВ.

«Суммарная максимальная активная мощность потребителей электроэнергии кирпичного завода ООО "Компания ВолгоТрансЭнерго", по результатам контрольных замеров на шинах ТП предприятия, составляет 1454,23 кВт. 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. Предприятию требуется обеспечить максимальную энергоэффективность технологических процессов и мониторинг нормативного электропотребления производственного оборудования для предотвращения ненормативных и аварийных режимов работы» [19].

## 1.2 Анализ энергоэффективности действующего электроснабжения

На основе анализа технической документации по действующему электроснабжению можно отметить его недостаточную энергоэффективность, что вызвано следующими факторами:

- отсутствует компенсация реактивной мощности (КРМ), что вызывает повышенные потери в электрических сетях ( $\cos\varphi$  действующей СЭС составляет 0,898, что существенно меньше нормативного значения 0,95 [19]);
- отсутствует эффективное автоматическое управление некоторых электроприемников (освещения, электроприводов вентиляции, автоматических дверей и т.д.);
- некоторые электроприводы с асинхронными электродвигателями (АД) (вентиляция, насосы и т.д.) работают без частотного регулирования и имеют недостаточный КПД;
- релейная защита и автоматика (РЗА) устаревшего типа, электромеханическая, что не позволяет обеспечить надлежащий уровень защиты и эффективного мониторинга электроснабжения ТП предприятия;
- подстанция (ТП) предприятия и ее электрооборудование (ЭО) не интегрированы в общую цифровую сеть, что не обеспечивает должный контроль режимов работы ЭО и электроприемников;
- силовые трансформаторы ТП – устаревшей марки ТМ, в силовых трансформаторах – значительные потери мощности и электроэнергии. Кроме того, трансформаторы эксплуатируются с 1979 года и выработали свой паспортный срок службы (30 лет), За период 2016-2021 годы отмечено три случая отказов ввиду утечки масла, пробоя изоляции обмоток;
- отсутствует технический учет электроэнергии, что не позволяет проводить эффективную оптимизацию электропотребления

технологического процесса в целом и снизить издержки на выпуск продукции. Отсутствует надлежащая оптимизация и цифровой мониторинг режимов работы действующей СЭС и основного ЭО производственных цехов (оборудование работает с пониженным КПД и низкой энергоэффективностью), общий график энергопотребления предприятия плохо согласован с графиком нагрузок питающей энергосистемы.

Очевидно, что действующее электроснабжение имеет недостаточную энергоэффективность, для повышения которой требуется предложить комплекс необходимых мероприятий. Снижение потерь электроэнергии также уменьшит себестоимость продукции и повысит прибыль предприятия.

### **1.3 Обоснование необходимости реконструкции**

По результатам анализа технической документации по действующему электроснабжению предприятия приводятся обоснования для реконструкции:

- недостаточная энергоэффективность электроснабжения;
- высокий уровень износа и технологическое устаревание части ЭО;
- неэффективное управление части электроприводов производственных механизмов и освещения;
- недостаточный уровень контроля и мониторинга режимов работы ЭО и электрических цепей СЭС, что снижает общую надежность и безопасность эксплуатации;
- отсутствует технический учет электроэнергии, его реализация обязательна согласно Постановлению Правительства № 442 [23].

В рамках проведения реконструкции выявленные недостатки СЭС будут устранены, для чего будет предложен комплекс соответствующих мероприятий.



## 1.4 Анализ современных методов повышения энергоэффективности и качества мониторинга электроснабжения

Согласно выявленным недостаткам действующей СЭС, проводится анализ существующих эффективных способов их устранения.

### 1.4.1 Автоматическая компенсация реактивной мощности

КРМ является одним из самых распространенных и длительно используемых методов снижения потерь мощности, электроэнергии и напряжения в элементах электроэнергетических систем и систем электроснабжения [2].

Принцип осуществления КРМ изображен на рисунке 1.

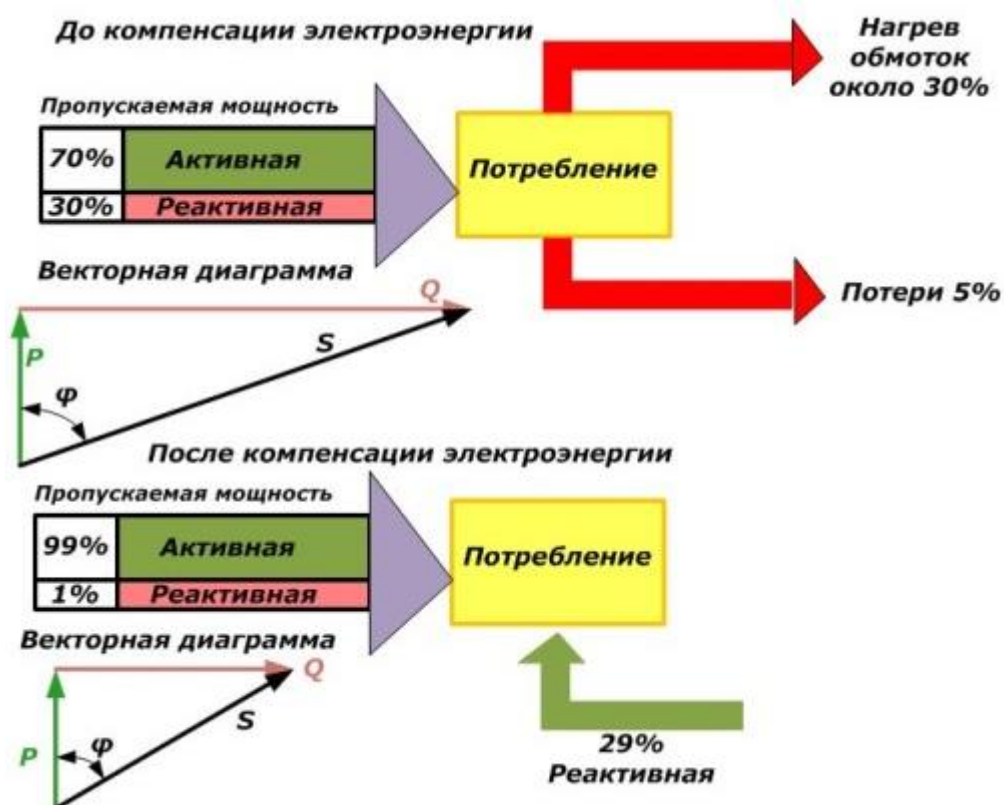


Рисунок 1 – Принцип осуществления КРМ

В случае отсутствия КРМ, при значительной доле реактивной мощности (РМ) в составе нагрузки (потребляемая РМ вызывается электроприемниками с относительно низким коэффициентом мощности

нагрузки: электродвигателями, дуговыми печами, сварочными трансформаторами и т.д.), суммарная пропускаемая полная мощность (включающая активную и реактивную составляющие) существенно увеличивается, что приводит к росту энергопотребления. Также возрастают потери мощности, электроэнергии и напряжения в элементах СЭС, что приводит к дополнительным экономическим издержкам и более тяжелым условиям эксплуатации электрооборудования. Например, нагрев обмоток силовых трансформаторов при доле РМ 30% в составе нагрузки увеличивается также примерно на около 30 %. Возрастают токи коммутации и токи, проходящие через провода, кабели и другие токоведущие части. Снижаются сроки эксплуатации и увеличивается износ коммутационного оборудования (выключатели, разъединители и т.д.).

При осуществлении КРМ, реактивная составляющая компенсируется на величину, определяемую мощностью устанавливаемых компенсирующих устройств (КУ). Это снижает общую полную нагрузку и электропотребление. Также снижаются рабочие токи, потери мощности и потери электроэнергии. Для достижения наибольшего эффекта, КУ устанавливаются, как правило, в центральных узлах потребления электрической мощности, где отмечается значительная доля реактивной составляющей нагрузки (например, шинах низкого напряжения подстанций, распределительных устройствах и т.д.).

В настоящее время наиболее эффективным и экономически оправданным способом КРМ в сети 0,4 кВ является применение автоматических установок типа АУКРМ. Микропроцессорный контроллер обеспечивает соответствующее изменение уровня КРМ в зависимости от величин текущих нагрузок и коэффициента мощности сети. Интеграция АУКРМ в цифровую сеть энергосистемы улучшает общий мониторинг режимов ее работы.

Проведем анализ необходимости КРМ для рассматриваемого предприятия согласно актуальному максимальному электропотреблению.

«КРМ производится до нормативного значения коэффициента

мощности  $\cos \varphi = 0,95$ . Требуемая мощность компенсирующих устройств (КУ) определяется по формуле:

$$Q_{к.у.} = 0,9 \cdot P_p \cdot (tg\varphi - tg\varphi_k), \quad (1)$$

где  $P_p$  – активная нагрузка, кВт;

$tg\varphi$  – тангенс угла  $\varphi$  до КРМ;

$tg\varphi_k$  – нормативное значение после КРМ» [2].

$$Q_{к.у.} = 0,9 \cdot 1073,66 \cdot (0,49 - 0,33) = 154,91 \text{ квар.}$$

Принимается два КУ по 80 квар.

Расчет КРМ показан в таблице 1.

Таблица 1 – Расчет КРМ

Показатели	$\cos\varphi$	$tg\varphi$	$P_p$ , кВт	$Q_p$ , квар	$S_p$ , кВА
$\Sigma$ на НН	0,898	0,490	1073,660	526,429	1195,773
КУ, квар	-	-	-	160	-
Итого	0,946	0,341	1073,660	366,429	1134,467

Для данного предприятия КРМ необходима и обеспечит существенное снижение реактивной и полной потребляемой мощности.

#### 1.4.2 Энергоэффективные силовые трансформаторы

Применение современных энергосберегающих марок силовых трансформаторов позволяет значительно снизить потери мощности и электроэнергии в данном ключевом элементе электрической сети. В настоящее время разработаны специальные марки трансформаторов с передовыми технологическими и конструктивными решениями

(магнитопроводы из сталей со сверхнизкими потерями и аморфных сталей, патентованные способы шихтовки, стыкования пластин и сборки сердечника и т.д.).

Энергоэффективные силовые трансформаторы, предлагаемые в настоящее время к продаже различными отечественными и зарубежными производителями, обеспечивают существенное снижение потерь электроэнергии и значительную экономию денежных средств.

На рисунке 2 – графики окупаемости энергосберегающих трансформаторов серии ТМГ12 при их установке вместо «обычной» марки ТМ (которая используется на ТП предприятия).

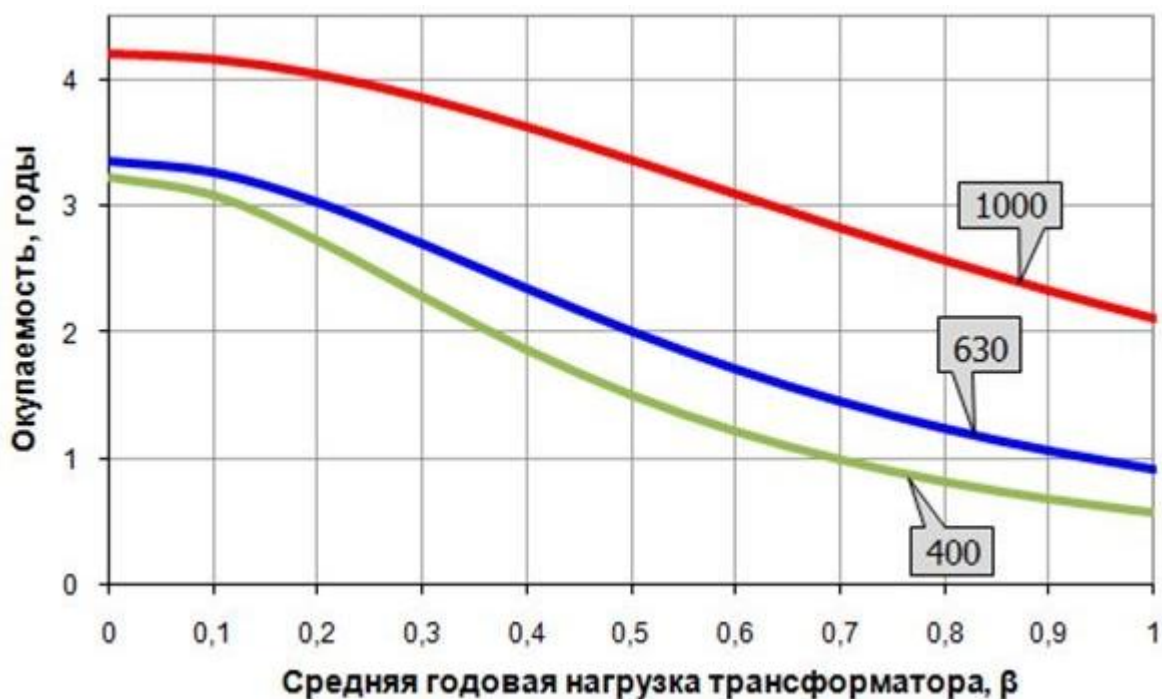


Рисунок 2 – Графики окупаемости энергоэффективных силовых трансформаторов

Среднегодовой коэффициент загрузки силовых трансформаторов ТП предприятия составляет около 0,51 [19]. Следовательно, согласно рисунку 2, если установить энергоэффективные трансформаторы ТМГ12-1000 вместо действующих ТМ-1000, то они окупятся примерно за 3,3 года, что менее

нормативного для электроэнергетики срока 6,7 лет [11]. Решение по установке энергоэффективных трансформаторов является оправданным экономически и подлежит реализации.

Для обеспечения максимальной энергоэффективности рекомендуется реализация концепции «умный трансформатор» в составе интеллектуальной СЭС (Smart Grid).

#### **1.4.3 Повышение энергоэффективности электрических сетей**

Современные распределительные электрические сети имеют значительную протяженность, в связи с чем в них отмечаются значительные потери мощности, электроэнергии (ЭЭ) и напряжения. Особенно выражено это отмечается при росте электрической нагрузки сверх той, на которую изначально проектировалась линия электропередачи (ЛЭП). В таких случаях также отмечается повышенный нагрев проводников и деградация изоляционного материала [20]. Потери ЭЭ в ЛЭП и распределительных сетях в целом могут быть снижены путем реализации компенсации реактивной мощности, заменой питаемого электрооборудования на более энергоэффективное, оптимизацией трасс и схемы прокладки электрической сети. Также важно обеспечить соответствие оптимальной пропускной способности проводников электрической нагрузке с учетом ее перспективного роста (по экономическому сечению жил).

#### **1.4.4 Частотное регулирование асинхронных электроприводов**

Для общего повышения энергоэффективности СЭС рекомендуется применять современное силовое электрооборудование, отвечающее актуальным требованиям по энергосбережению. Энергоэффективность наиболее распространенного силового ЭО с асинхронным электроприводом можно значительно повысить используя частотное регулирование.

В СЭС промышленных предприятий одними из наиболее энергоемких потребителей являются мощные электроприводы систем вентиляции и водоснабжения, зачастую работающие почти непрерывно. Также основное производственное оборудование, как правило, имеет в своем составе мощные

асинхронные двигатели. Частотное регулирование позволяет обеспечить максимальный КПД производственного процесса, использование современных транзисторных частотных преобразователей также обеспечивает передачу данных о режимах работы ЭО в цифровую сеть.

#### **1.4.5 Применение программируемых цифровых реле**

В настоящее время оптимальные с точки зрения энергоэффективности, удобства и эргономика алгоритмы работы любого производственного ЭО целесообразно задавать и контролировать используя программируемые цифровые реле. Данные аппараты позволяют обеспечить эффективное и надежное управление электроприемниками, при этом управляющие факторы (время, освещенность, присутствие или отсутствие объекта, температура, влажность и т.д.) задаются программными настройками и набором соответствующих выносных датчиков. Программируемые цифровые реле имеют невысокую стоимость и обеспечивают легкое изменение настроек при изменении к требованиям по управлению. Интеграция реле в цифровую сеть энергосистемы улучшает общий мониторинг режимов ее работы.

#### **1.4.6 Микропроцессорная релейная защита и автоматика**

Современные терминалы РЗА обеспечивают эффективную защиту элементов электрической сети, предотвращая их повреждение и перерывы электроснабжения потребителей. Цифровое подключение терминалов к информационной сети предприятия поддерживает передачу данных о работе РЗА и состоянии подконтрольных элементов в цифровую сеть энергосистемы, обеспечивает дистанционное управление выключателями.

Поставщиком терминалов РЗА также предоставляется специализированное программное обеспечение (ПО) для контроля параметров режима работы терминалов и электрических сетей в целом. Например, на рисунке 3 показано главное окно ПО МИКРА.

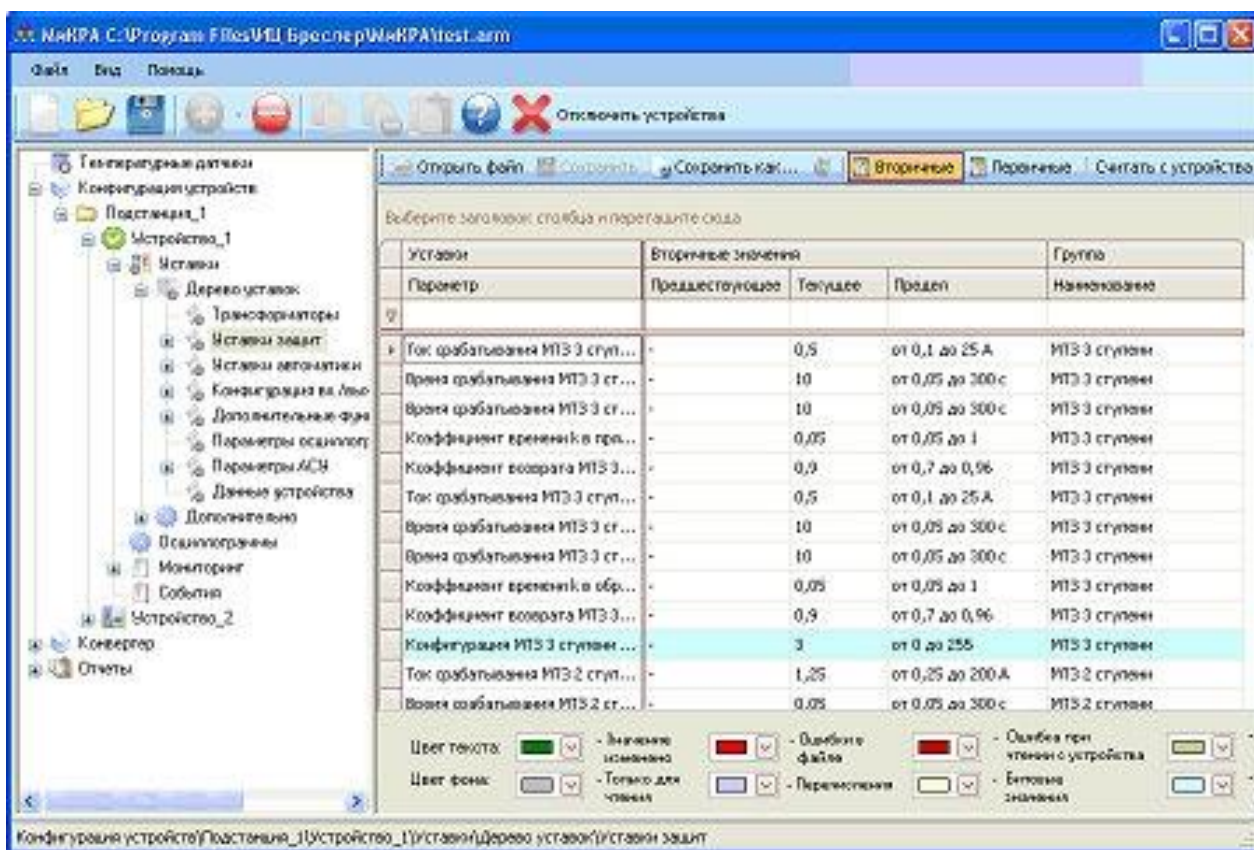


Рисунок 3 – Главное окно ПО МИКРА

Данное ПО предоставляет следующие возможности контроля и управления:

- цифровой мониторинг режимов работы терминалов РЗА, подконтрольных и защищаемых цепей;
- удаленную программную настройку и корректировку работы релейной защиты;
- запись и архивацию событий;
- шифрование данных;
- подготовку и передачу пакетов данных в интеграции с цифровой сетью энергосистемы.

На рисунке 4 показано окно ПО BSCOPE для расширенного анализа параметров режима работы электрических сетей (анализ гармоник, построение осциллограмм и т.д.).

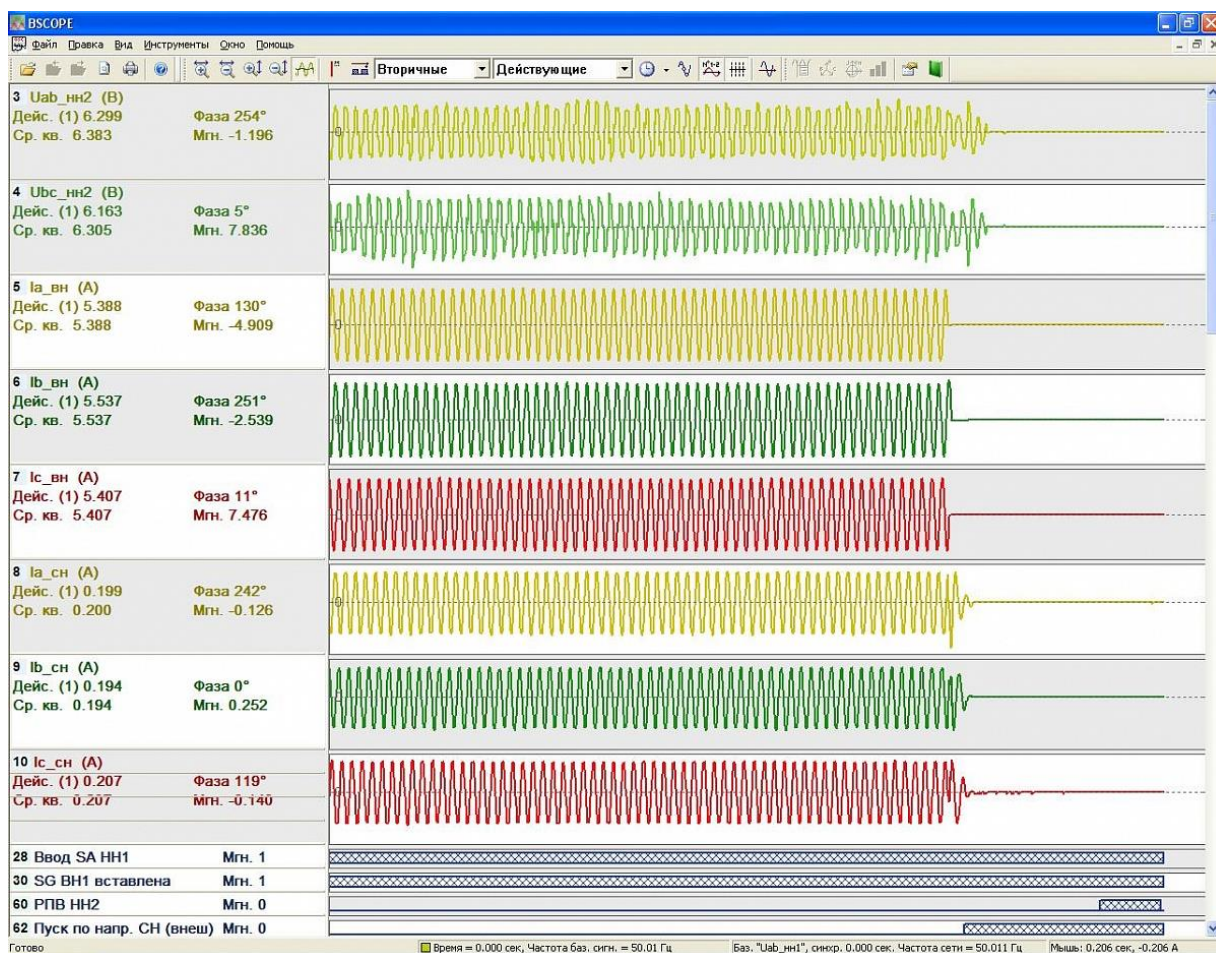


Рисунок 4 – Окно ПО BSCOPE

Данное ПО позволяет оперативно и точно:

- настраивать селективность срабатывания РЗА;
- проверять чувствительность защит;
- отстраивать РЗА от нежелательных высших гармоник напряжения;
- диагностировать и устранять ложные срабатывания и другие неполадки.

Анализ осциллограмм напряжений позволяет выявлять нежелательные гармоники, негативно влияющие на работу РЗ и принимать эффективные меры по их устранению. Параметризация, управление и мониторинг терминалов серии TOP производится с помощью ПО TЕСOM через COM/USB-порт ПК, окно программы показано на рисунке 5.



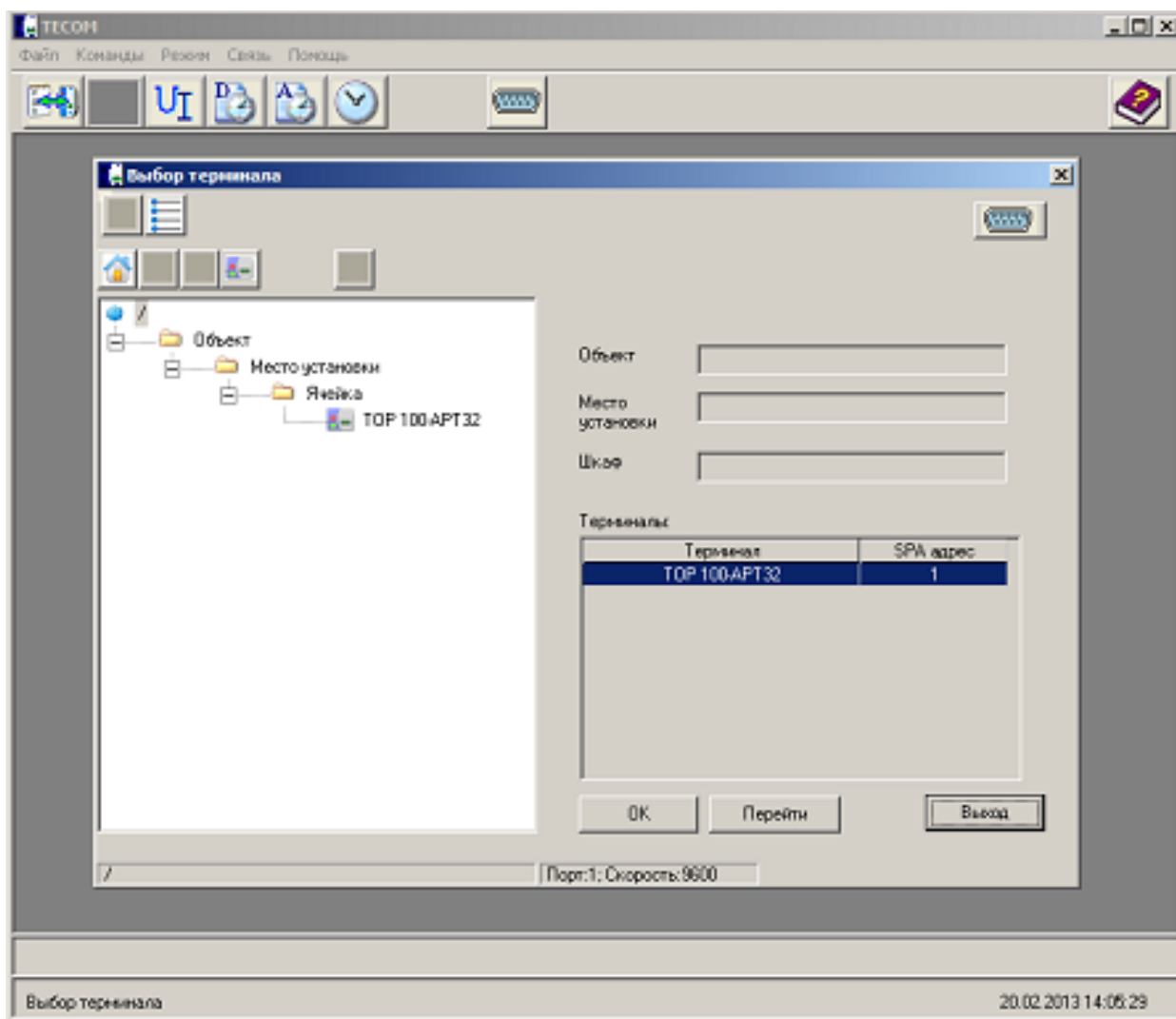


Рисунок 5 – Окно ПО ТЕСОМ

Данное ПО позволяет:

- наглядно отображать настройки терминалов и актуальные уставки РЗА;
- производить быструю и удобную дистанционную настройку и проверку РЗА.

В настоящее время выпускаются специальные марки терминалов РЗА, адаптированные для работы в составе сетей Smart Grid.

#### **1.4.7 Автоматизированная система технического учета электроэнергии (АСТУЭ)**

«Технический учет электроэнергии применяется для внутренних нужд предприятий и организаций с целью оптимизации режимов

электропотребления по производственным участкам, достижения максимальной энергоэффективности основного технологического процесса производства в целом. В настоящее время с этой целью используются автоматизированные системы технического учета электроэнергии (АСТУЭ). Применение современных АСТУЭ также позволяет эффективно согласовывать общий график электропотребления предприятия с графиком питающей энергосистемы, что позволяет использовать более выгодные тарифы и иные пути экономии средств оплаты электроэнергии. Постоянный мониторинг электропотребления по производственным участкам, отдельным технологическим линиям и электрооборудованию позволяет также своевременно выявлять ненормативные режимы работы производственного оборудования и оборудования системы электроснабжения предприятия, предупреждая аварийные ситуации, поломку ЭО и негативные последствия от остановки технологического процесса производства. Также в ПО АСТУЭ ведется постоянная архивация данных по учету электроэнергии и режимам работы оборудования, обеспечивается передача данных в общую цифровую сеть предприятия. Таким образом вопросы реализации АСТУЭ на современных предприятиях являются важными и актуальными» [12].

#### **1.4.8 Реализация интеллектуальной системы электроснабжения предприятия (Smart Grid)**

Рассмотренные выше существующие способы повышения энергоэффективности и качества мониторинга электроснабжения являются составляющими современной концепции Smart Grid, предполагающей создание СЭС с централизованным управлением, максимальной цифровизацией и мониторингом работы всех составляющих элементов.

По результатам проведенного прогнозного экономического анализа эффектов от комплексной реализации Smart Grid на территории ЕЭС РФ были получены значимые положительные результаты и выраженный экономический эффект, которые показаны на рисунке 6 [25].



Рисунок 6 – Ожидаемые затраты и эффекты от комплексной реализации Smart Grid на территории ЕЭС РФ до 2030 г., в млрд. руб.

При проведении реконструкции СЭС предприятий также надлежит руководствоваться общими принципами постепенной реализации сетей Smart Grid в составе единой энергосистемы [25].

### 1.5 Предлагаемые мероприятия по реконструкции электроснабжения

По результатам проведенного анализа, при проведении реконструкции СЭС предприятия, в рамках реализации концепции Smart Grid предлагается:

- реализовать современную АСТУЭ. Это позволит обеспечить оптимизацию и цифровой мониторинг режимов работы действующей СЭС и основного ЭО производственных цехов, максимальный КПД производственного процесса, согласовать электропотребление с графиком энергосистемы. В целом это позволит снизить себестоимость продукции и повысить прибыль предприятия. Для реализации АСТУЭ требуется выбрать соответствующее оборудование и установить дополнительные трансформаторы тока (ТТ) по местам установки приборов учета;

- обеспечить эффективную автоматическую КРМ, для чего установить современные установки АУКРМ на шинах 0,4 кВ ТП. Это снизит общие реактивные и полные нагрузки потребителей и потери мощности и электроэнергии;
- для автоматизации управления и максимальной энергоэффективности систем управления электроприемниками применить программируемые реле (ПР). Это позволит эффективно экономить электроэнергию, автоматически отключая потребителей и повысить общую эргономику пользования;
- обеспечить эффективное управление электроприводами с АД с помощью транзисторных частотных преобразователей. Это позволит существенно повысить энергоэффективности и уменьшить износ оборудования [26, 28];
- реализовать микропроцессорную РЗА на основе современных терминалов. Это обеспечит эффективную защиту ЭО и контроль защищаемых цепей;
- интегрировать ТП и ЭО в ее составе в общую цифровую сеть, что обеспечит должный контроль режимов работы ЭО и электроприемников;
- заменить силовые трансформаторы ТП на новые, энергоэффективной марки ТМГ12, что значительно снизит потери мощности и электроэнергии, а также затраты на обслуживание;

Выводы по главе 1.

Проведен анализ действующего электроснабжения, его энергоэффективности, выявлены ключевые недостатки. Приведено обоснование необходимости реконструкции. Выполнен анализ современных методов повышения энергоэффективности и качества мониторинга электроснабжения, предложены мероприятия по реконструкции СЭС предприятия.

## 2 Разработка мероприятий по реконструкции системы электроснабжения предприятия

### 2.1 Выбор АУКРМ

Принимаем к установке на шинах 0,4 кВ ТП две современные автоматические КУ типа АУКРМ. Применение АУКРМ позволит обеспечить точный уровень КРМ при широком диапазоне изменения нагрузок ТП, исключить перекомпенсацию РМ, обеспечить цифровой мониторинг состояния и режимов работы КУ. Внешний вид АУКРМ – на рисунке 7.



Рисунок 7 – Установка АУКРМ

С учетом КРМ, далее выбираются трансформаторы ТП.

### 2.2 Выбор силовых трансформаторов

«Требуемая мощность трансформаторов:

$$S_m \geq K_{з.н.} \cdot S_{р.к.}, \quad (2)$$

где  $K_{з.н.}$  – нормативный коэффициент загрузки;

$S_{р.к.}$  – расчетная нагрузка, кВА» [7].

$$S_m \geq 0,7 \cdot 1134,467 = 794,13 \text{ кВА.}$$

Принимается два ТМГ12-1000.

«Проверка по загрузке в аварийном режиме:

$$K_{з.ав.} = \frac{S_{р.к.}}{S_m}, \quad (3)$$

где  $S_m$  – номинальная мощность трансформатора, кВА» [5].

$$K_{з.ав.} = \frac{1134,467}{1000} = 1,13 \leq 1,4.$$

Для силовых трансформаторов ТП (для реализации концепции «умный» трансформатор) предусматривается система мониторинга на основе приборов TDM-10/0,4 производства фирмы ДИМРУС и соответствующего комплекта диагностических датчиков.

Внешний вид прибора TDM-10/0,4 показан на рисунке 8.



Рисунок 8 – Внешний вид прибора TDM-10/0,4

Полный комплект прибора TDM-10/0,4 включает датчики, обеспечивающие мониторинг: температуры масла; влагосодержания в масле; уровня масла; вибрации; разрядной активности и давления в баке; параметров режимов работы (дополнительный модуль TDM-10/U).

Использование приборов TDM-10/0,4 с модулями TDM-10/U позволяет вести полноценный удаленный мониторинг технического состояния и режимов работы трансформаторов ТП.

### 2.3 Расчет токов короткого замыкания

Для выбора и проверки устанавливаемого оборудования, рассчитываются токи КЗ в электрической сети главного корпуса и на шинах 0,4 кВ ТП.

«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). Протяженность магистрали от источника напряжения до места образования короткого замыкания имеет определенное электрическое сопротивление. Для рассчитываемой сети 0,22 кВ и 0,4 кВ индуктивные сопротивления проводов не учитываются» [9].

«Полное сопротивление цепи:

$$z = \sqrt{\sum r^2 + (\sum x)^2}, \quad (4)$$

где  $\sum r$ ,  $\sum x$  – активное и индуктивное сопротивления цепи, мОм.

Сопротивления КЛ 10 кВ:

$$R = r_0 \cdot L, \quad (5)$$

$$X = x_0 \cdot L, \quad (6)$$

где  $r_0$ ,  $x_0$  – удельные сопротивления кабеля, мОм/м;

$L$  – длина КЛ, м» [9].

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

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

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

«Сопротивление трансформатора ТП:

$$Z_m = \Delta U_{\kappa} / 100 \cdot 10^2 / S_n \cdot K_m, \quad (7)$$

где  $\Delta U_{\kappa}$  – напряжение КЗ, %;

$S_n$  – мощность трансформатора, МВА;

$K_m$  – коэффициент трансформации» [9].

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

«Значения трехфазных токов КЗ в начале КЛ 10 кВ (выключатель 10 кВ питающего РУ 10 кВ), согласно данным по предприятию:  $I_{\kappa.3}^{(3)} = 3,808 \text{ кА}$ ;  $I_{\gamma} = 9,692 \text{ кА}$ » [19].

Полное сопротивление энергосистемы:

$$Z_{\text{эс}} = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot I_{\kappa.3}^{(3)}} \quad (8)$$

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

«Трехфазные и ударные токи КЗ:



$$I'' = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot z}, \quad (9)$$

где  $U_c$  – напряжение сети, кВ.

$$I_y = I'' \sqrt{1 + 2(\kappa_y - 1)^2}, \quad (10)$$

где  $\kappa_y$  – ударный коэффициент» [17].

На рисунке 9 представлена схема сети.

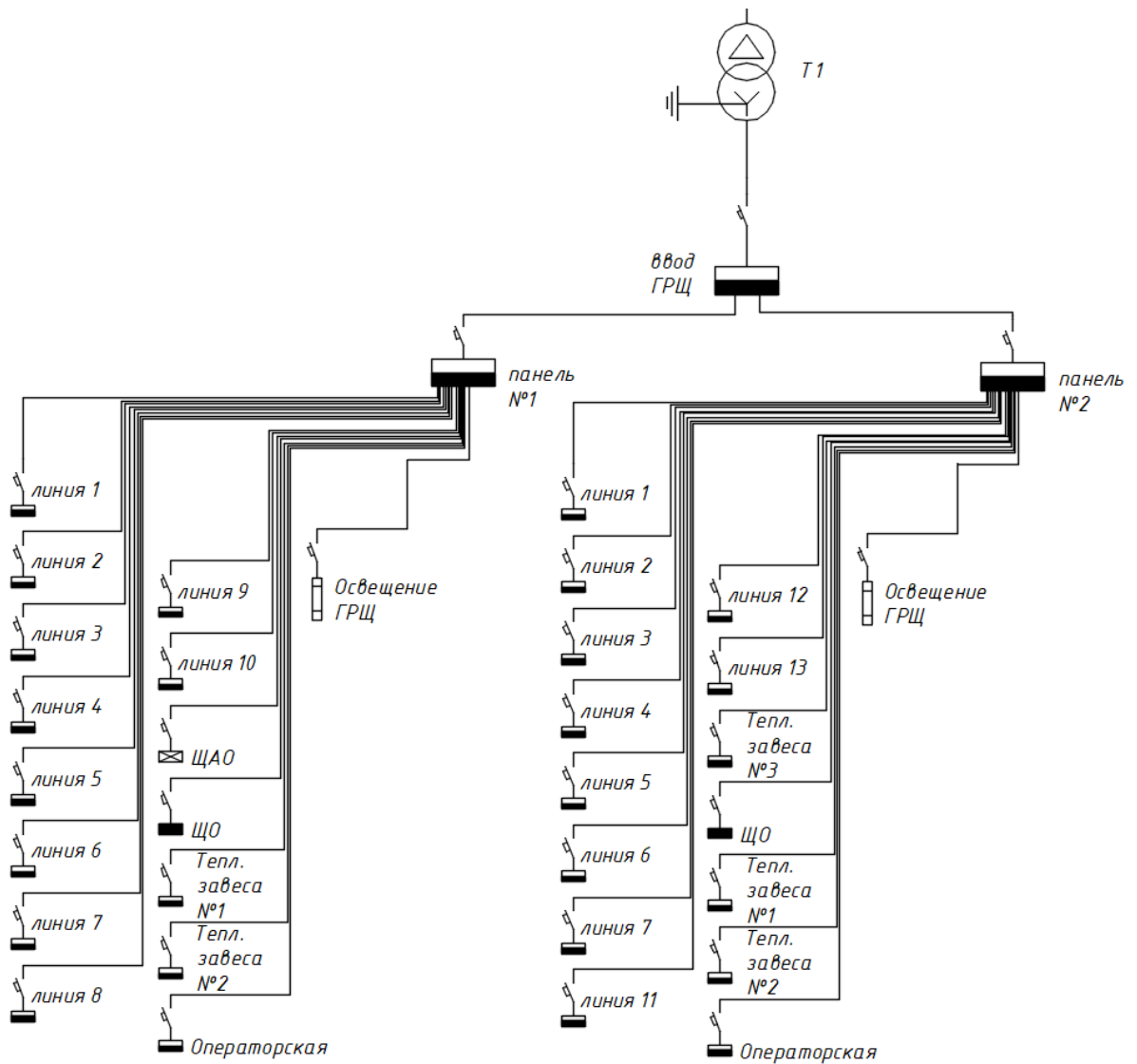


Рисунок 9 – Схема сети

На рисунке 10 представлена схема замещения сети.

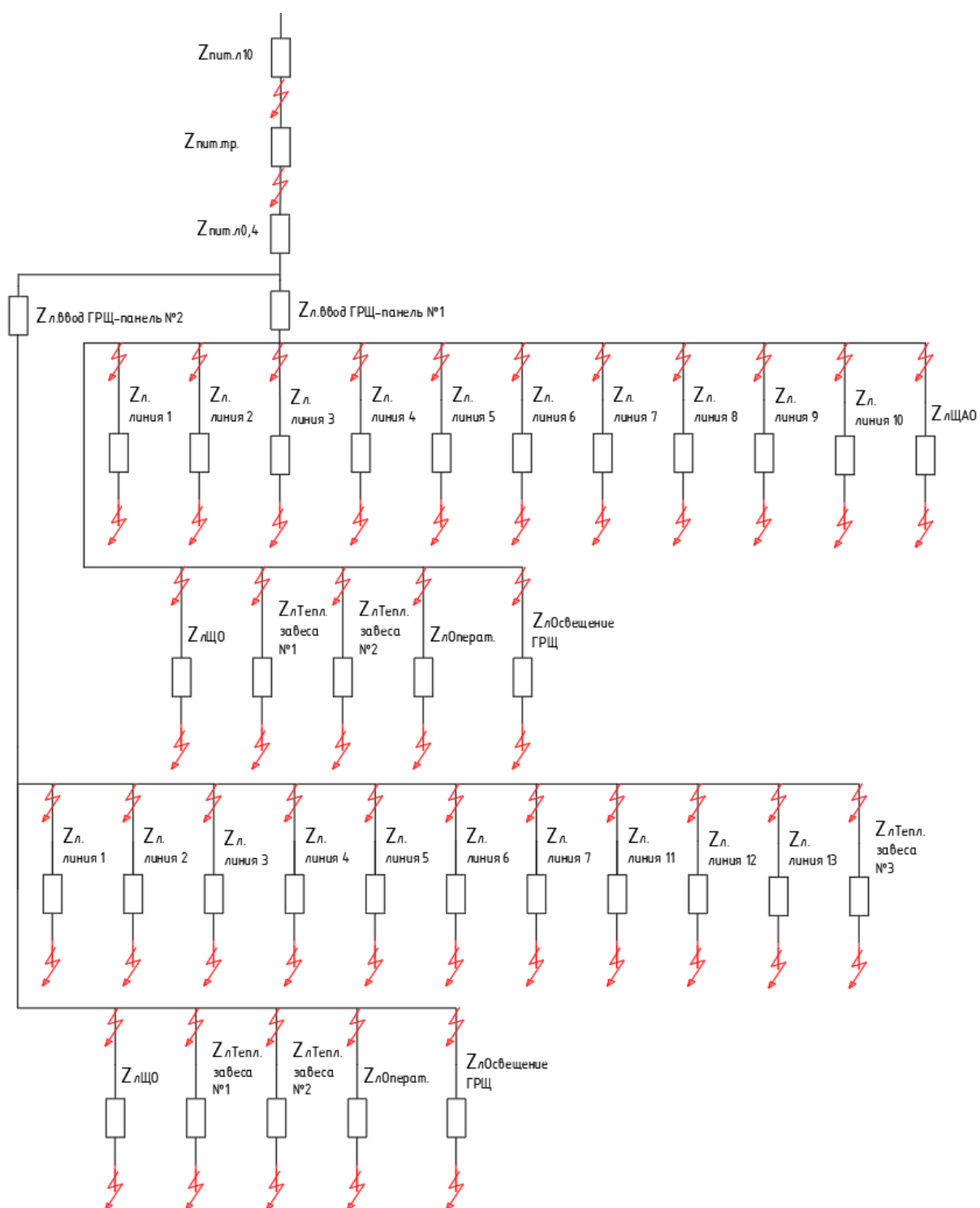


Рисунок 10 – Схема замещения сети

Сопротивления КЛ на фидерах ГРЩ главного корпуса принимаются согласно технической документации [19].

«Переходное сопротивление в местах присоединения низковольтных проводов необходимо учитывать добавкой активного сопротивления 15 мОм» [9].

Для фидера «Линия 1», сопротивление цепи:

$$Z_{\Sigma} = 3,681 + 150 / 2 + 1592 + 264,8 + 15 + 6,023 + 15 = 1971,404 \text{ мОм}$$

Токи КЗ, по формулам (9,10):

$$I'' = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 1971,404} = 2,93 \text{ кА}$$

$$I_y = 2,929 \sqrt{1 + 2(1,3 - 1)^2} = 3,18 \text{ кА}$$

Токи КЗ в остальных точках и на шинах 0,4 кВ ТП определяются аналогично, результаты – в таблице 2.

Таблица 2 – Токи КЗ

место КЗ (фидер)	I'', кА	I <sub>y</sub> , кА
Панель №1		
Линия 1	2,93	3,18
Линия 2	2,93	3,18
Линия 3	2,93	3,18
Линия 4	2,93	3,18
Линия 5	2,92	3,17
Линия 6	2,92	3,18
Линия 7	2,93	3,18
Линия 8	2,93	3,18
Линия 9	2,90	3,15
Линия 10	2,64	2,87
ЩАО	2,88	3,13

Продолжение таблицы 2

место КЗ (фидер)	Г", кА	Іу, кА
ЩО	2,92	3,17
Тепл. завеса №1	2,65	2,88
Тепл. завеса №2	2,42	2,63
Операторская	2,82	3,06
Освещ. ГРЩ	2,89	3,14
ввод панель №1	2,93	3,19
Панель №2		
Линия 1	2,93	3,18
Линия 2	2,93	3,18
Линия 3	2,93	3,18
Линия 4	2,93	3,18
Линия 5	2,92	3,17
Линия 6	2,92	3,18
Линия 7	2,93	3,18
Операторская	2,82	3,06
Освещ. ГРЩ	2,89	3,14
ЩО	2,92	3,17
Тепл. завеса №3	2,71	2,95
Тепл. завеса №1	2,65	2,88
Тепл. завеса №2	2,42	2,63
Линия 11	2,78	3,01
Линия 12	2,75	2,99
Линия 13	2,73	2,97
ввод панель №2	2,93	3,19
шины 0,4 кВ ТП	2,97	3,22

Для обеспечения работы элементов АСТУЭ далее требуется выбрать ТТ для установки в местах организации точек учета электропотребления.

## 2.4 Выбор трансформаторов тока

ТТ входят в состав АСТУЭ и устанавливаются на ТП и фидерах ГРЩ главного корпуса.

«Условия выбора ТТ:

$$U_{н.апт.} \geq U_{н.уст.}$$

$$I_{1н.} \geq I_{раб.мах.}$$

$$Z_n \geq Z_{2\Sigma}$$

Проверка на термическую и динамическую стойкость:

$$(\kappa_{тер.} \cdot I_{1н.})^2 \cdot t_{тер.} \geq B_{\kappa} \quad (11)$$

$$i_{дин.} = \kappa_{эд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1н.} \geq i_y \quad (12)$$

где  $\kappa_{тер.}$ ,  $\kappa_{эд}$  – кратности термической и динамической стойкости;

$I_{1н.}$  – номинальный первичный ток, кА» [15].

Выбор и проверка ТТ (ввод 0,4 кВ ТП).

Принимаются ТПЛ-10-М:

$$U_{н.апт.} = 0,66 \text{ кВ} \geq U_{н.уст.} = 0,4 \text{ кВ.}$$

$$I_{1н.} = 2500 \text{ А} \geq I_{раб.мах.} = 2020,8 \text{ А.}$$

$$(95 \cdot 2,5)^2 \cdot 3 = 60919 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 1,32 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$75 \cdot \sqrt{2} \cdot 2,5 = 265,1 \text{ кА} > 3,181 \text{ кА}$$

«Сопротивление вторичной нагрузки:

$$Z_{2\Sigma} = Z_{приб.} + Z_{пров.} + Z_{конт.} \quad (13)$$

где  $Z_{\text{приб.}}$ ,  $Z_{\text{пров.}}$ ,  $Z_{\text{конт.}}$  – сопротивления приборов, проводов и контактов, Ом.

$$Z_{\text{пров.}} = \frac{L_{\text{пров.}} \cdot \rho}{S_{\text{пров.}}}, \quad (14)$$

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

$\rho$  – удельное сопротивление проводов, Ом·мм<sup>2</sup>/м;

$S_{\text{пров.}}$  – сечение проводов, мм<sup>2</sup>.

$$Z_{\text{приб.}} = \frac{S_{\text{приб.}}}{I_{\text{н,приб.}}^2}, \quad (15)$$

где  $S_{\text{приб.}}$ ,  $I_{\text{н,приб.}}$  – мощность, В·А, и номинальный ток прибора, А»

[15].

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

$$Z_{\text{пров.}} = \frac{25 \cdot 0,0175}{4} = 0,109 \text{ Ом}$$

$$Z_{2\Sigma} = 0,04 + 0,109 + 0,1 = 0,249 \text{ Ом.}$$

Погрешность ТТ при данном  $Z_{2\Sigma} < 10\%$  [15].

ТТ на фидерах ТП 0,4 кВ и для ГРЩ выбираются аналогично.

## 2.5 Использование программируемых реле

Для эффективного и эргономичного управления электроприемниками целесообразно использовать современные цифровые устройства.

«При проектировании СЭС различных объектов, а также при проведении реконструкции и модернизации действующих СЭС одним из самых актуальных вопросов является обеспечение их максимальной энергоэффективности и автоматизации систем управления электроприемниками (ЭП). Одним из способов достижения этого является использование программируемых реле (ПР), которые позволяют максимально оптимизировать работу ЭП и участков СЭС конкретно под требуемую специфику с учетом максимальной энергоэффективности, автоматизации, эргономики и удобства пользования электрооборудованием.

ПР являются современными электронно-цифровыми модулями, обеспечивающими гибкую и точную программную настройку режимов работы присоединяемых ЭП и цепей управления. Область применения ПР: наружное, внутреннее и торговое освещение; управление компрессорами, насосами, вентиляторами, кондиционерами, калориферами, обогревателями, транспортерами и другим технологическим электрооборудованием; управление электроприводом дверей, ворот, лифтов, подъемников и любых других ЭП, подходящих под паспортные данные ПР по рабочим параметрам (ток, напряжение сети и т.д.)» [13]. Логика работы ПР определяется пользователем в процессе программирования с помощью среды программного обеспечения (ПО). Структурная схема ПР приведена на рисунке 11.

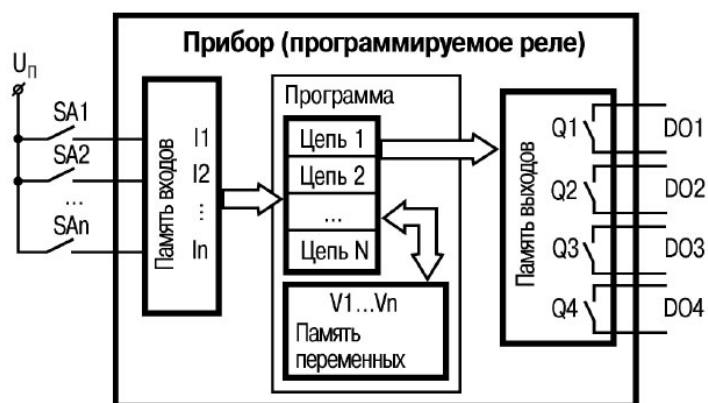


Рисунок 11 – Структурная схема ПР

На рисунке 12 показан внешний вид реле ОВЕН ПР200.



Рисунок 12 – Внешний вид ПР

Отличительные характеристики ПР – на рисунке 13.

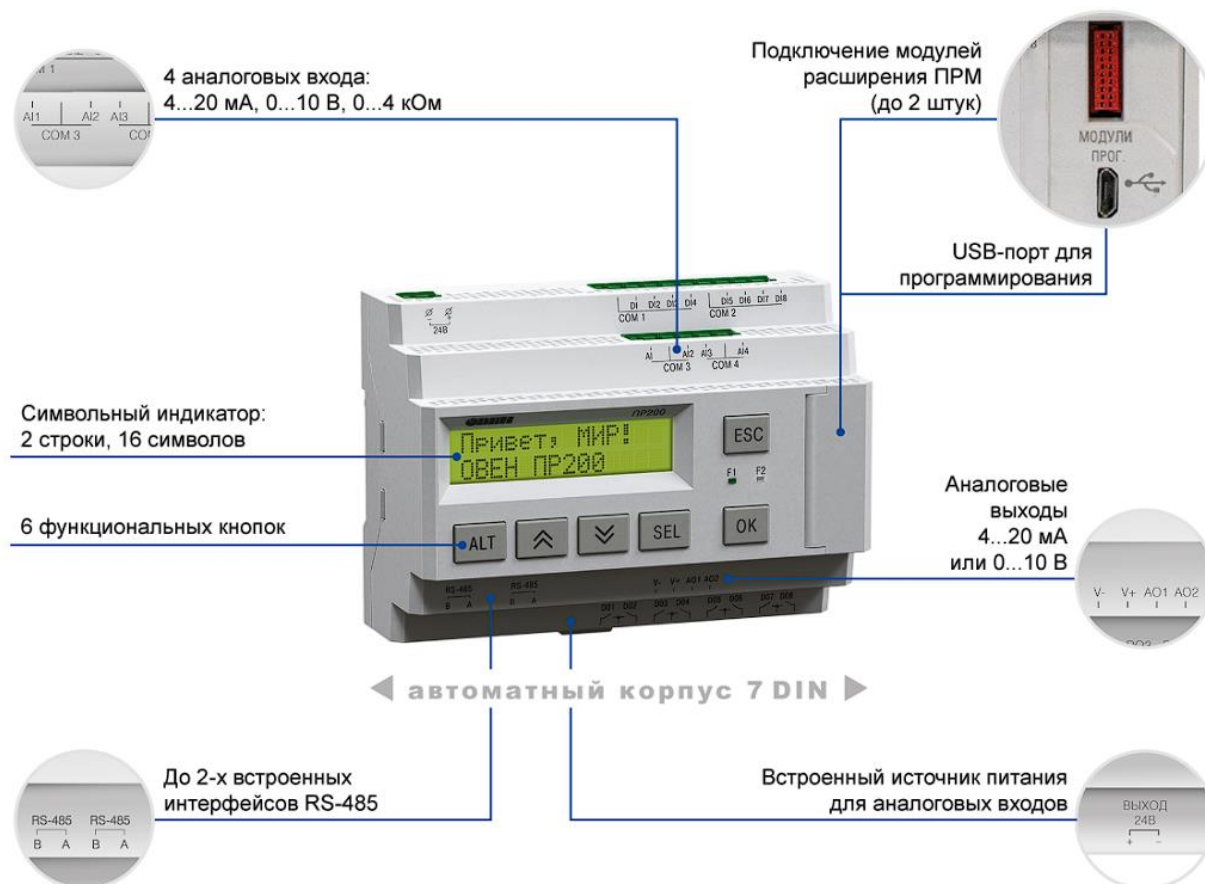


Рисунок 13 – Отличительные характеристики ПР



Монтаж ПР показан на рисунке 14.

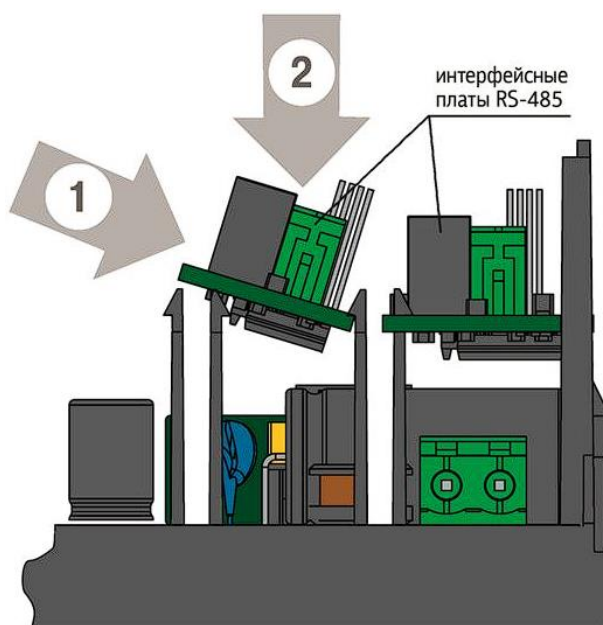


Рисунок 14 –Монтаж ПР

«К основному модулю ПР могут присоединяться различные выносные датчики, обеспечивающие настройку по дополнительным параметрам, таким образом режимы работы ПР могут настраиваться:

- по времени суток, продолжительности операций и иным временным промежуткам;
- по показаниям датчиков (по освещенности, температуре, давлению, присутствию объекта, звуку и т.д.).

Рассмотрим далее применение ПР для автоматизации систем управления и повышения энергоэффективности работы различных электроприемников.

Преимущества использования ПР для управления освещением:

- не нужен часовой выключатель (функция встроена в ПР);
- требуется меньшее количество аппаратуры;
- возможность легкой переконфигурации системы освещения;
- возможность установки дополнительных временных установок переключения (ступенчатое выключение в конце дня и т.д.);

- максимальная эргономичность и энергоэффективность пользования освещением, дополнительные функции (мигание света перед его автоматическим выключением; централизованное выключение и включение; управление через сумеречный и часовой выключатели и т.д.).

Внешняя проводка для системы освещения с использованием ПР не отличается от обычной проводки для системы освещения. Дополнительные функции вводятся непосредственно в ПР.

Применение ПР позволяет существенно упростить схему управления автоматическими дверями, требуется подключить только датчики перемещения, конечные выключатели и главные контакторы к ПР.

Система управления вентиляцией с ПР показана на рисунке 15.

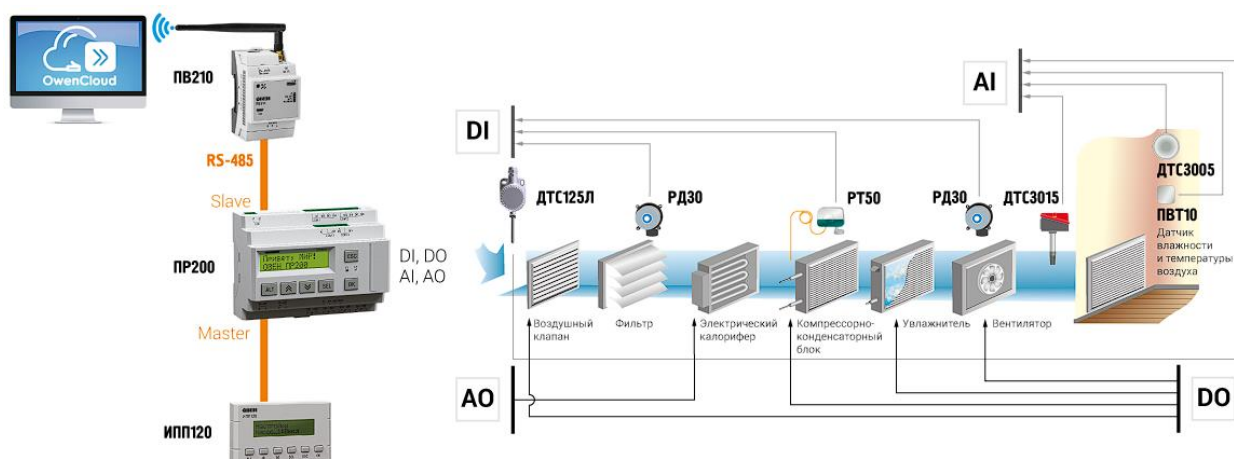


Рисунок 15 – Система управления вентиляцией с ПР

Применение ПР позволяет выполнить следующие требования к системе вентиляции помещения:

- приточно-вытяжная вентиляция (два вентилятора);
- оба вентилятора контролируются датчиком потока;
- в помещении должно поддерживаться давление в установленных пределах;

- приточный вентилятор должен включаться только при условии, что датчик потока сигнализирует о надежной работе вытяжного вентилятора;
- контроль нормальной работы электроприводов вентиляции.

Применение ПР для автоматизации систем управления и повышения энергоэффективности работы другого электрооборудования аналогично. Другие подобные ПР разных производителей подключаются, программируются и функционируют по схожим принципам. Комплексное применение ПР позволяет существенно повысить общую энергоэффективность СЭС при малых капиталовложениях и эксплуатационных затратах. ПР являются эффективным современным средством для повышения энергоэффективности систем электроснабжения и автоматизации систем управления и могут быть рекомендованы к применению на самых различных объектах» [13].

При необходимости, к ПР может подключаться модуль расширения, существенно увеличивающий число входов и выходов, внешний вид – на рисунке 16.



Рисунок 16 – Модуль расширения для ПР

## Функциональная схема ПР200 – на рисунке 17.

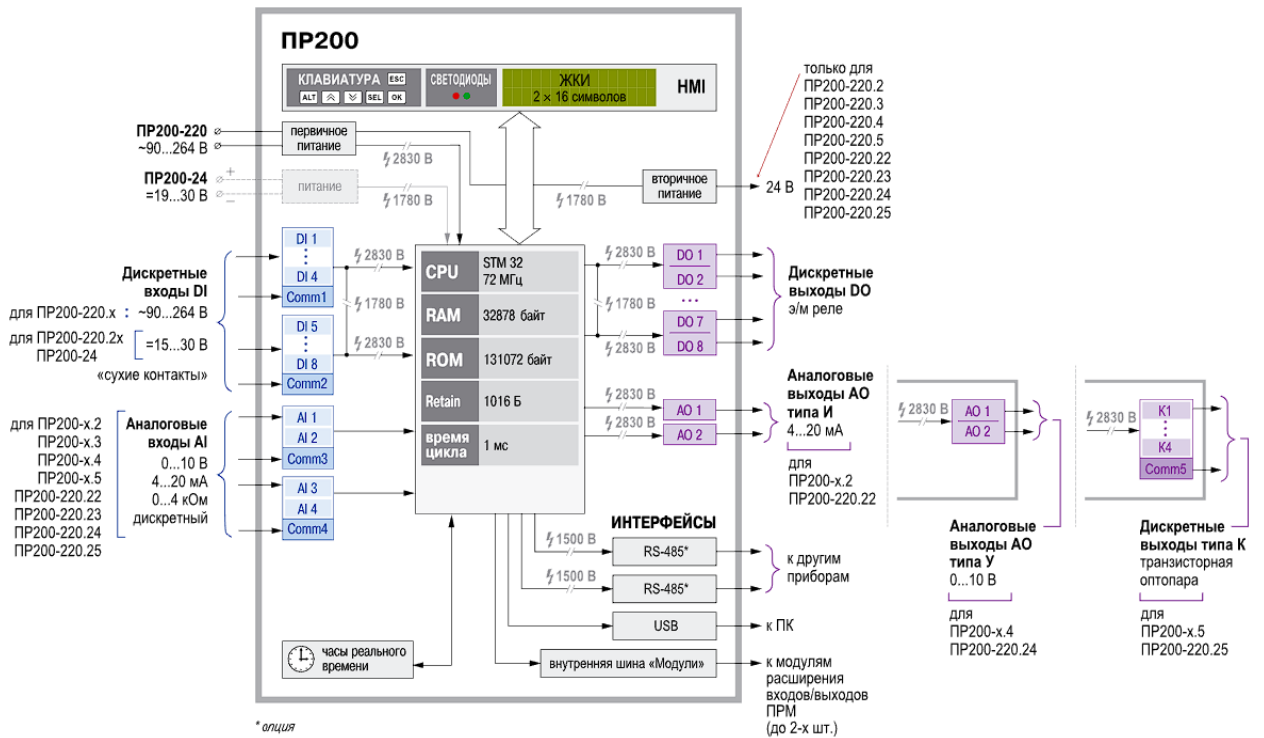


Рисунок 17 – Функциональная схема ПР200

## Общая схема подключения ПР200 – на рисунке 18.

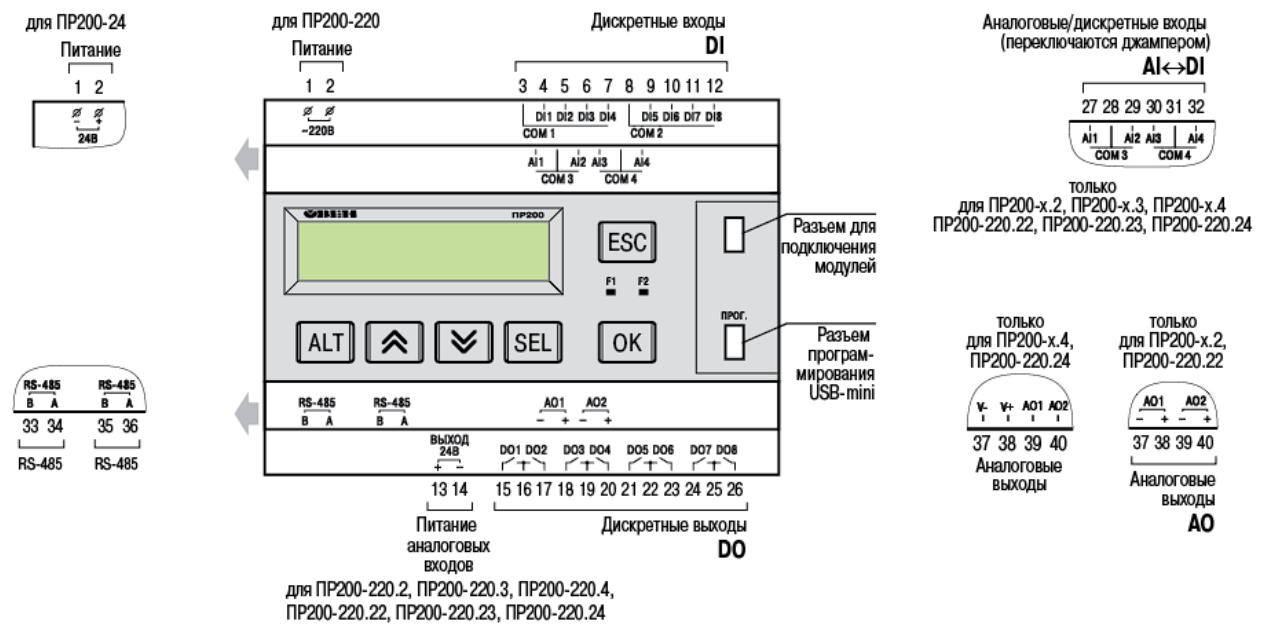


Рисунок 18 – Общая схема подключения ПР200

Настройка и управление ПР осуществляются дистанционно с помощью ПО OWEN Logic, окно настройки показано на рисунке 19.

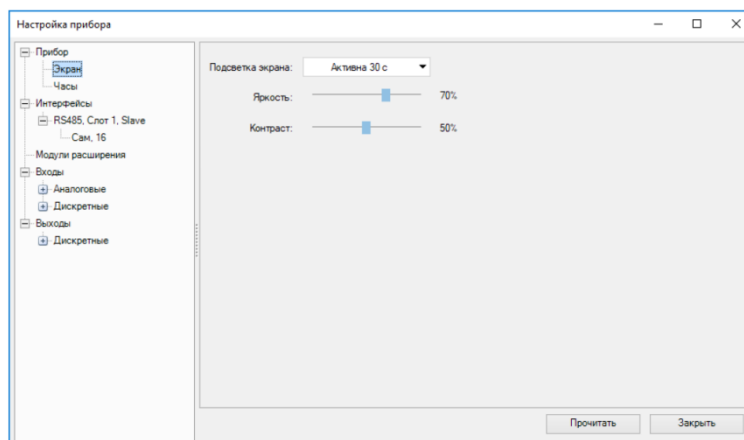


Рисунок 19 – Окно настройки ПР

На предприятии предлагается применение ПР ОВЕН ПР200 для повышения энергоэффективности СЭС и автоматизации систем управления.

## 2.6 Использование частотных преобразователей

Использование частотных преобразователей (ЧП) для управления электроприводом (ЭП) рассмотрим на примере принудительной вентиляции главного корпуса. Система вентиляции (СВ) главного корпуса предприятия работает непрерывно в течении всего производственного процесса и составляет значительную долю электрической нагрузки в целом. Производительность СВ регулируется согласно интенсивности производства продукции, с целью обеспечения оптимального микроклимата для рабочего персонала и выпуска продукции. Однако, в настоящее время регулирование интенсивности вентилирования осуществляется устаревшим способом с помощью шиберной заслонки, отсекающей часть воздушного потока. Энергоэффективность электропривода СВ можно существенно повысить, заменив регулирование шиберной заслонкой на регулирование с помощью

современного ЧП. Необходимая мощность ЭП вентилятора определяется, в зависимости от давления и расхода воздуха, пересечением графиков кривых системы и вентилятора (рисунок 20).

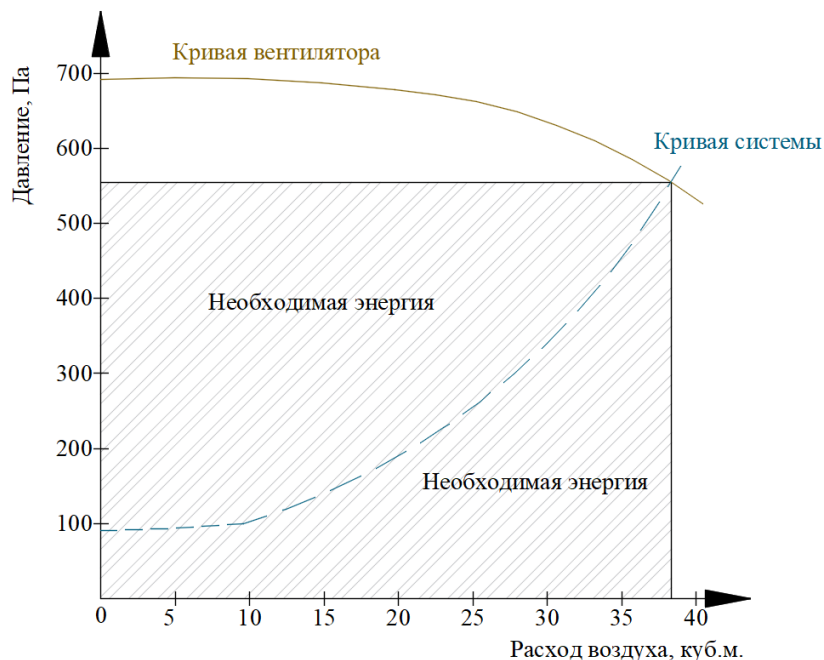


Рисунок 20 – Определение требуемой мощности электропривода СВ

Энергопотери при регулировании заслонкой показаны на рисунке 21.

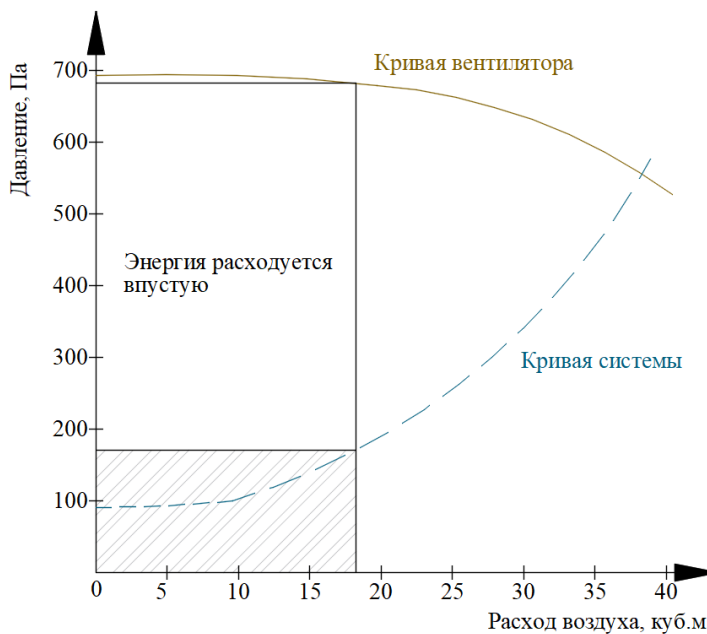


Рисунок 21 – Энергопотери при регулировании заслонкой

Использование ЧП обеспечивает непосредственную адаптацию ЭП под требуемую интенсивность вентилирования с помощью плавного регулирования частоты вращения вентилятора, благодаря чему значительно экономится энергия (рисунок 22).



Рисунок 22 – Экономия энергии при использовании ЧП

Частотное регулирование вентиляции обеспечивает:

- повышение КПД и снижение потерь;
- снижение оплаты ЭЭ;
- автоматическое регулирование давления;
- питание от однофазной и двухфазной сетей;
- мягкую и плавную регулировку скорости электропривода при пуске, в работе и останове, что снижает износ механических элементов и повышает надежность. Также исключение резкого роста потерь воздуха из системы при быстром изменении давления обеспечивает дополнительное энергосбережение.

Схема управления электроприводом при частотном регулировании (для различных исполнительных механизмов, используемых на предприятии) показана на рисунке 23.

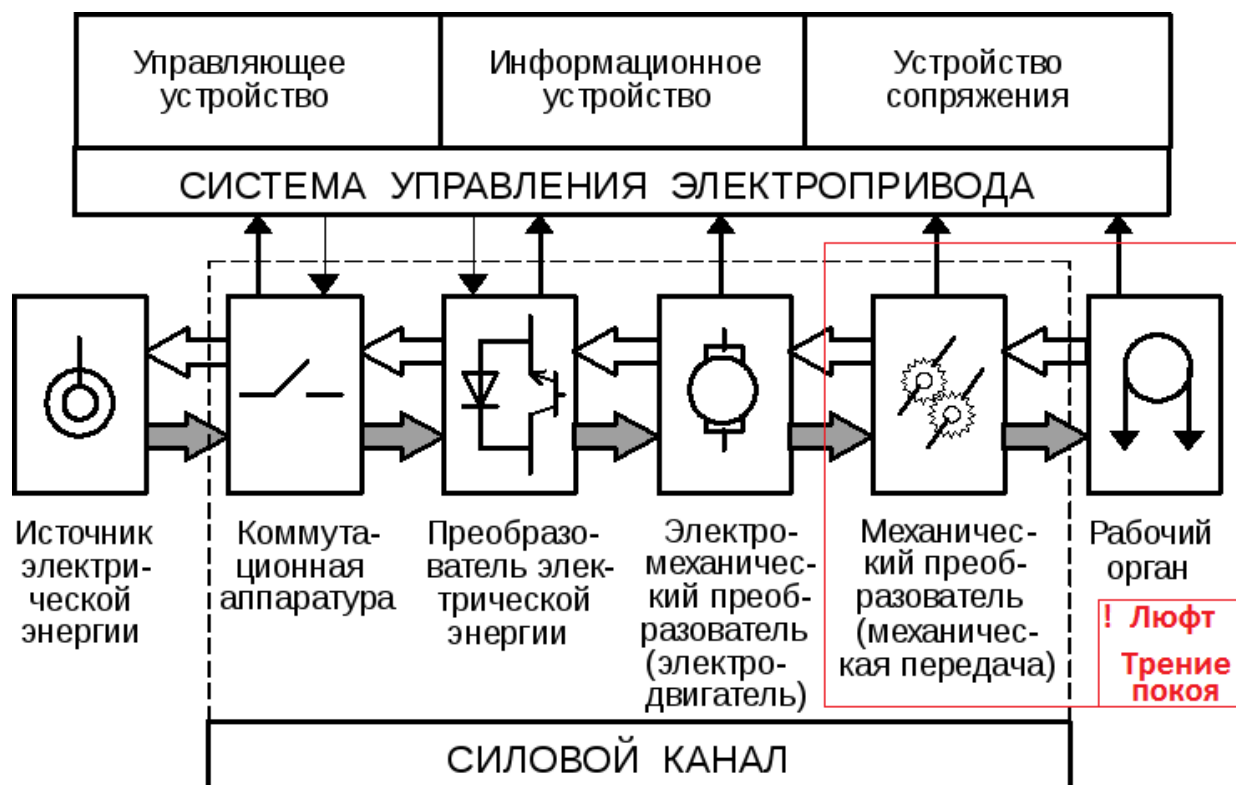


Рисунок 23 – Схема управления электроприводами различных исполнительных механизмов при частотном регулировании

В состав системы электропривода (рисунок 23) входят:

- источник ЭЭ;
- коммутационная аппаратура;
- преобразователь ЭЭ (частотный преобразователь);
- электродвигатель;
- механическая передача;
- рабочий орган.

Очевидно, что применение частотного регулирования в системах вентиляции и других электроприводах обеспечивает существенное повышение энергоэффективности и значительное энергосбережение [22].



Таким образом, на предприятии предлагается применение ЧП серии KIPPRIBOR AFD-E для повышения энергоэффективности электроприводов.

Рассмотрим целесообразность установки ЧП в системе вентиляции главного корпуса. Внутренняя себестоимость электроэнергии для предприятия составляет:  $c = 3,84 \text{ руб} / \text{кВт} \cdot \text{ч}$ . [19].

«После установки ЧП приблизительный резерв энергосбережения составит:

$$S_{рез.чп} = n \cdot P_n / \cos \varphi \cdot K_{эфф.чп}, \quad (16)$$

где  $n$  – число электродвигателей (ЭД), шт;

$P_n$  – номинальная мощность ЭД, кВт;

$\cos \varphi$  – коэффициент мощности для ЭД;

$K_{эфф.чп}$  – коэффициент эффективности применения ЧП, принимается равным 0,327 для среднестатистического повышения энергоэффективности при применении ЧП для систем вентиляции 32,7 %.

Энергосбережение по активной мощности:

$$P_{сб} = (K_{эфф.чп} \cdot n \cdot P_n) \cdot K_u \quad (17)$$

где  $K_u$  – среднесуточный коэффициент использования ЭП» [18].

$$S_{рез.чп} = 6 \cdot 11 / 0,85 / 0,91 \cdot 0,327 = 27,902 \text{ кВА}$$

$$P_{сб} = (0,327 \cdot 6 \cdot 11) \cdot 0,7 = 15,107 \text{ кВт}$$

«Экономический эффект за год составит:

$$\mathcal{E} = P_{сб} \cdot t_{год} \cdot c, \quad (18)$$

где  $t_{год}$  – среднегодовое число часов работы ЭП, ч.

Ожидаемый срок окупаемости оборудования составит:

$$T = C / \mathcal{E}, \quad (19)$$

где  $C$  – стоимость ЧП, тыс. руб.» [18]

$$\mathcal{E} = 15,107 \cdot 5784 \cdot 3,84 = 335,544 \text{ тыс. руб / год.}$$

$$T = 741,06 / 335,544 = 2,21 \text{ года}$$

Так как срок окупаемости установки ЧП очень мал, то их установка в системе вентиляции экономически целесообразна.

Также можно отметить, что действующий электропривод в своем текущем исполнении негативно влияет на питающую сеть:

- при запуске вентиляции ввиду больших пусковых токов ЭД отмечается просадка напряжения;
- при остановке вентиляции вследствие выбега ротора ЭД в сети появляются нежелательные высшие гармоники напряжений, вносящие дополнительные помехи в работу электрооборудования предприятия.

Использование ЧП с плавным пуском ЭД и встроенными фильтрами высших гармоник позволит исключить указанные недостатки действующего электропривода.

## **2.7 Выбор терминалов РЗА, расчет уставок**

Защиту питающей линии до ТП и трансформаторов будут обеспечивать терминалы Сириус-2Л-02, внешний вид – на рисунке 24.



Рисунок 24 – Сирius-2Л-02

«Токовая отсечка (ТО):

$$I_{C3} \geq K_{отс} \cdot I_{НОМ.Т} , \quad (20)$$

где  $K_{отс}$  – коэффициент отстройки» [1].

$$I_{C3} \geq 5 \cdot 0,036 = 0,182 \text{ кА}$$

«МТЗ:

$$I_{C3} \geq \frac{K_H \cdot K_{C3}}{K_B} \cdot I_{р.макс} , \quad (21)$$

где  $I_{р.макс}$  – расчетный ток КЛ, А» [1].

$$I_{C3} \geq \frac{1,1 \cdot 1,18}{0,935} \cdot 37,376 = 51,887 \text{ A}$$

«Ток срабатывания реле:

$$I_{CP} = I_{C3} \cdot \frac{k_{cx}}{n_T}, \quad (22)$$

где  $k_{cx} = 1$  – коэффициент схемы подключения ТТ;

$n_T$  – коэффициент трансформации ТТ» [1].

$$I_{CP} = 51,887 \cdot \frac{1}{50/5} = 5,189 \text{ A}$$

Чувствительность:

$$k_u = \frac{I_K^{(2)}}{I_{C3}}, \quad (23)$$

$$k_u = \frac{5050}{51,887} = 97,4 \geq 1,5$$

«Защита от замыканий на землю. Ток срабатывания:

$$I_{C.3} \geq K_{omc} \cdot k_B \cdot I_C, \quad (24)$$

где  $k_B$  – коэффициент броска ёмкостного тока;

$I_C$  – ёмкостный ток присоединения, А.

$$I_C = I_{CO} \cdot L, \quad (25)$$

где  $I_{CO}$  – ёмкостный ток кабеля, А/км;

$L$  – длина РК, км» [1].

$$I_C = 0,55 \cdot 0,402 = 0,221 \text{ A}$$

$$I_{C.3} \geq 1,2 \cdot 2,5 \cdot 0,221 = 0,663 \text{ A}$$

Автоматический ввод резерва (АВР) 0,4 кВ.

Для обеспечения функций АВР на шинах 0,4 кВ подстанции предлагается использовать современный терминал Сириус-АВР.

Структурная схема Сириус-АВР показана на рисунке 25.

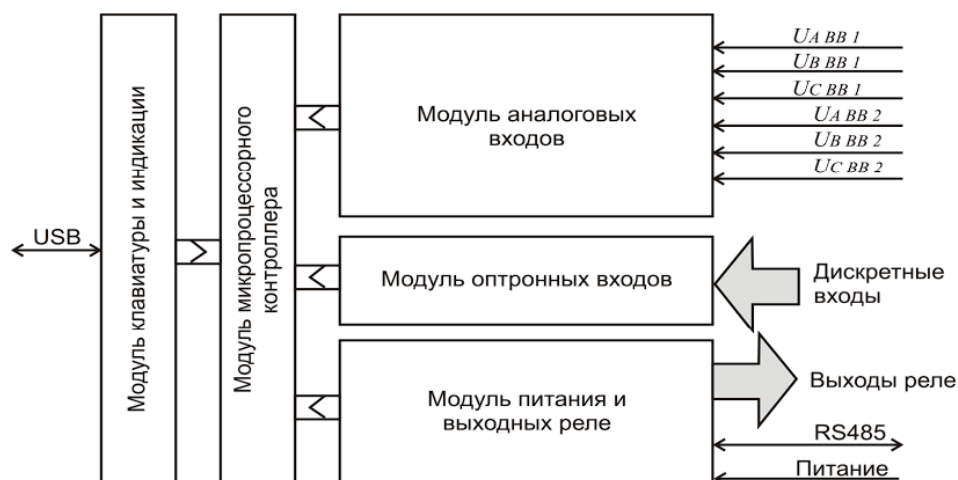


Рисунок 25 – Структурная схема Сириус-АВР

Лицевая панель терминала показана на рисунке 26.



Рисунок 26 – Лицевая панель терминала АВР

На лицевой панели терминала расположены: цветной дисплей; сенсорные клавиши для работы с меню; выход USB; световые индикаторы.

Вид терминала сверху и контактные клеммы показаны на рисунке 27.

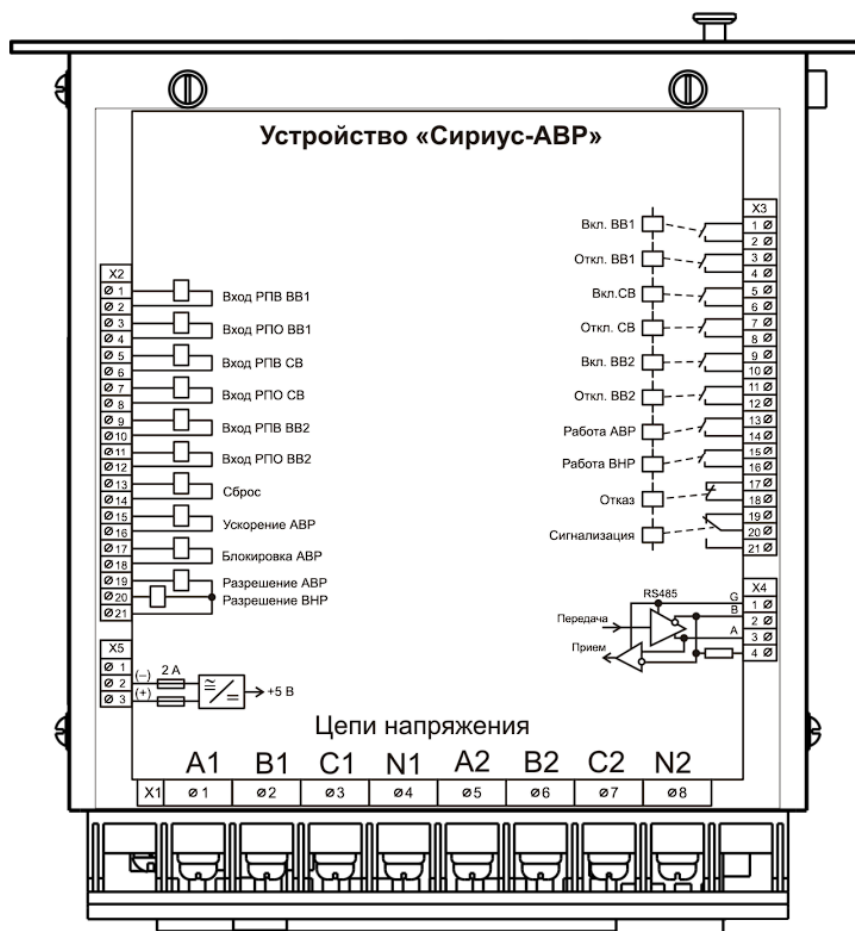


Рисунок 27 – Вид терминала сверху и контактные клеммы

«Уставки минимального напряжения и реле напряжения:

$$U_{\min} = 0,7 \cdot U_{\text{НОМ}}, \quad (26)$$

$$U_{\text{С.Р}} = (0,6 \div 0,65) \cdot U_{\text{НОМ}}, \quad (27)$$

где  $U_{\text{НОМ}}$  – напряжение сети, В» [1].

$$U_{\text{С.Р}} = 0,7 \cdot 380 = 266 \text{ В.}$$

$$U_{C.P0,4} = (0,6 \div 0,65) \cdot 380 = 228 \div 247 \text{ В.}$$

«Уставка реле времени:

$$t_{C.P.ABP} = t_1 + \Delta t, \quad (28)$$

где  $t_1$  – время срабатывания АВ, с;

$\Delta t$  – ступень селективности, с» [1].

$$t_{C.P.ABP} = 0,05 + 0,5 = 0,55 \text{ с.}$$

Поставщиком терминалов РЗА также предоставляется специализированное ПО для контроля параметров режима работы терминалов и электрических сетей в целом. Например, на рисунке 28 показано главное окно ПО Старт-3.

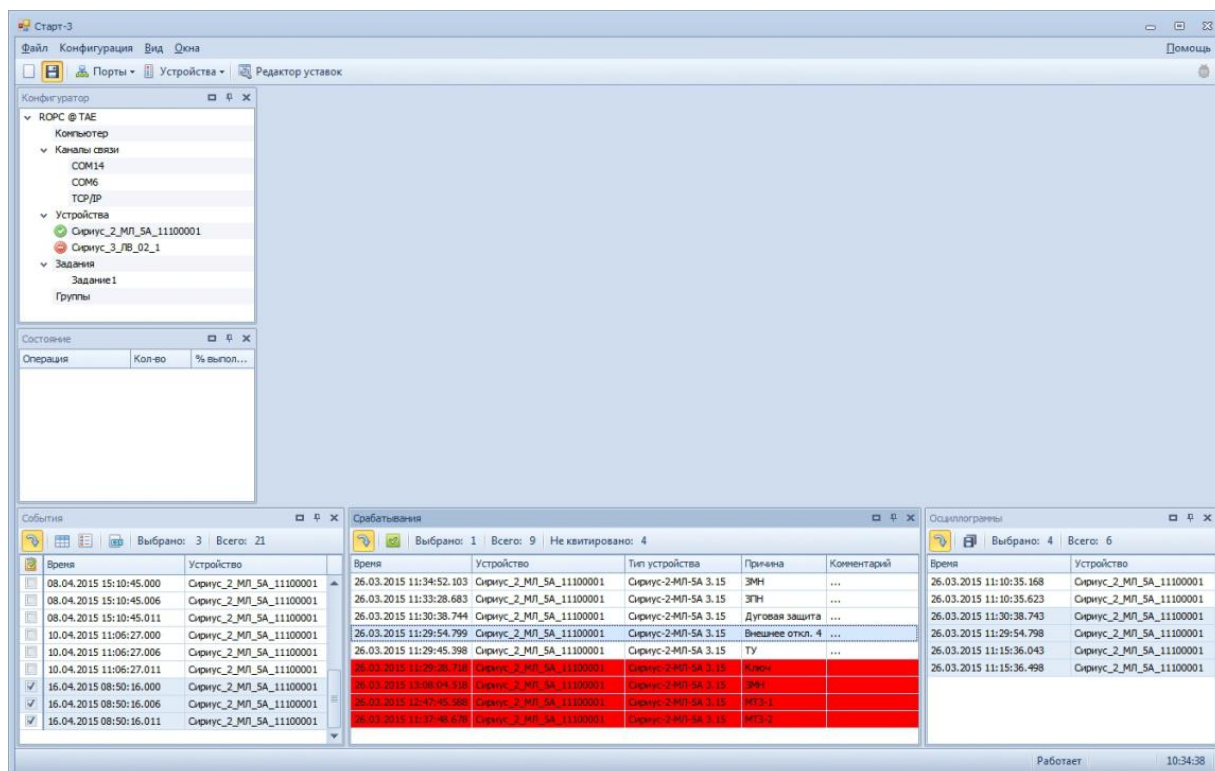


Рисунок 28 – Главное окно ПО Старт-3





## 2.8 Интеграция ТП и ее электрооборудования в цифровую сеть предприятия

«Вместо аналоговых стрелочных измерительных приборов принимаются к установке цифровые многофункциональные измерительные приборы (МИП) (MFU на рисунках) sm-963e, обеспечивающие передачу данных (напряжения, токи, мощности и т.д.) по интерфейсу RS-485 в общую цифровую сеть предприятия. Подключение приборов sm-963e осуществляется к УСПД через концентраторы RS-485 по протоколу Modbus. Схема сбора и передачи данных с шин 10 кВ ТП на диспетчерский пункт приведена на рисунке 30.

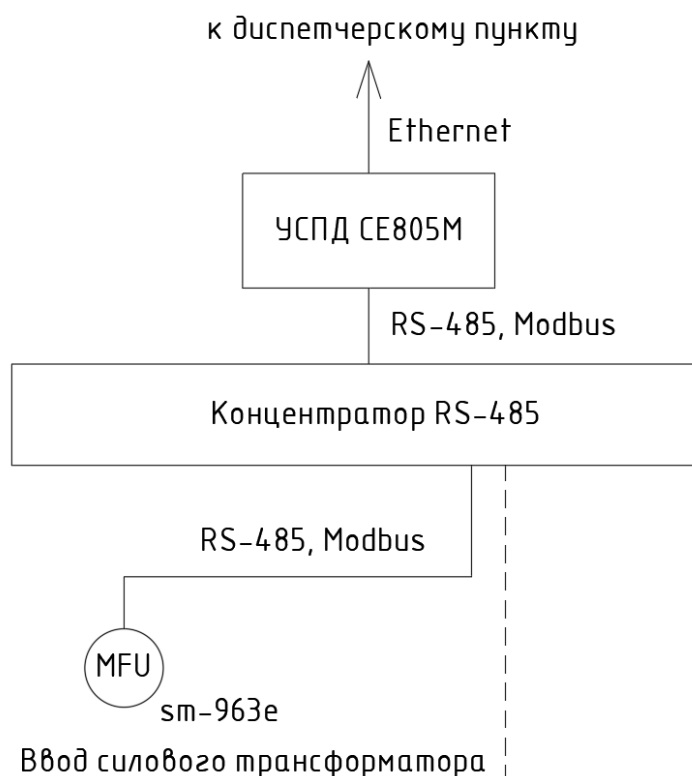


Рисунок 30 – Схема сбора и передачи данных с шин 10 кВ ТП

Учет электроэнергии и подключение потребителей ТП к системе АСТУЭ осуществляется счетчиками Энергомера СЕ 303, установленными на фидерах 10 и 0,4 кВ ТП и подключенными к устройствам сбора и передачи

данных (УСПД) CE805M через концентраторы RS-485 по протоколу Modbus. УСПД и концентраторы установлены на каждой шине 10 и 0,4 кВ» [22].

«Схема сбора и передачи данных с шин 0,4 кВ ТП приведена на рисунке 31.

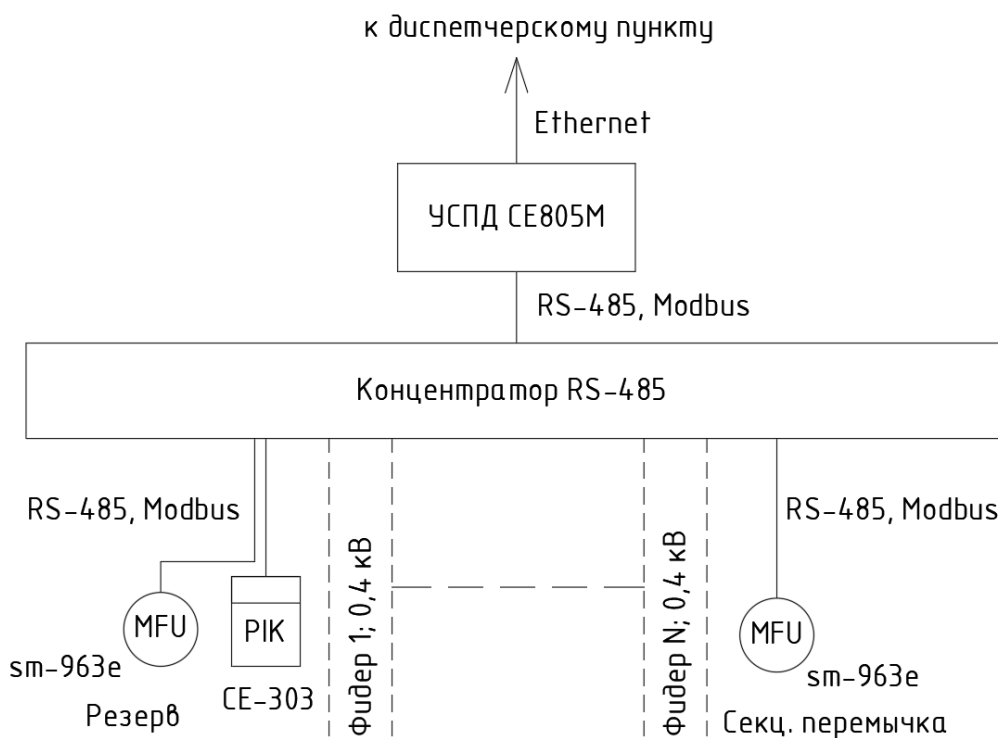


Рисунок 31 – Схема сбора и передачи данных с шин 0,4 кВ ТП

По результатам анализа данных счетчиков и МИП, установленных на шинах ВН и НН ТП, SCADA-система предприятия контролирует баланс прихода и отдачи активной, реактивной и полной мощности и электроэнергии, выявляя непредусмотренные и излишние потери мощности и электроэнергии. Онлайн-мониторинг баланса мощности и электроэнергии позволяет эффективно оповещать персонал предприятия о нарушениях режимов электроснабжения и электропотребления, предупреждая аварийные ситуации и минимизируя риск травматизма» [22].

В данном случае все элементы ТП имеют встроенные средства самодиагностики и их текущее техническое состояние с достаточной достоверностью передается в цифровую сеть предприятия, поэтому периоды

между плановыми ТО увеличены и составляют от 1 года. В качестве примера, на рисунке 32 показано окно мониторинга состояния силового трансформатора ТП.

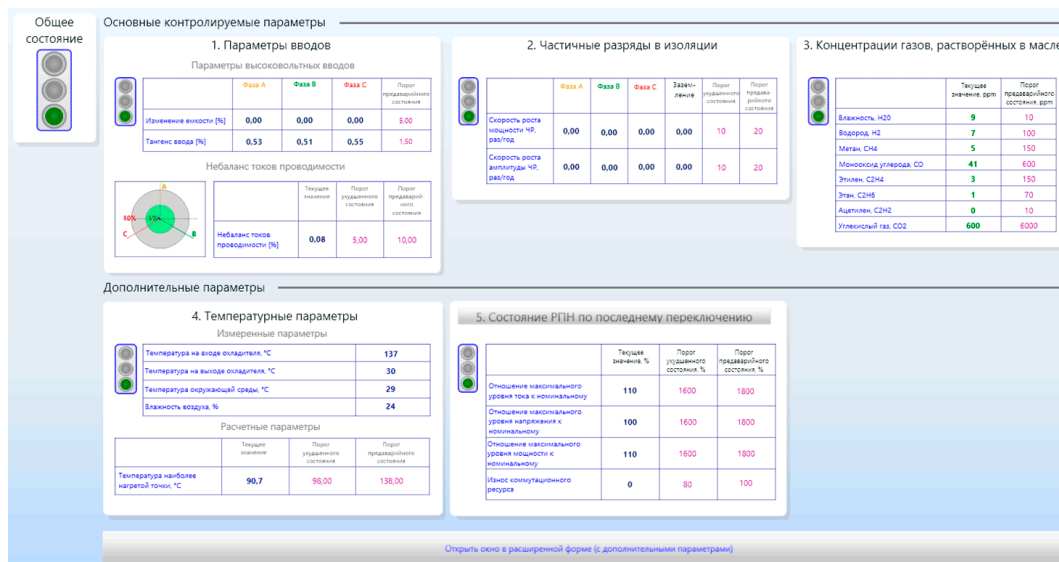


Рисунок 32 – Окно мониторинга состояния силового трансформатора ТП

Подключение ТП к цифровой сети предприятия (концепция «цифровая подстанция») является ключевым способом повышения наблюдаемости параметров режима работы распределительных электрических сетей предприятия. В дополнении с глобальным подключением потребителей к системе АСТУЭ и реализацией интеллектуального учета электрической энергии это будет обеспечивать полный контроль и постоянный мониторинг параметров режима работы СЭС предприятия.

## 2.9 Выбор оборудования АСТУЭ

«Предприятию требуется обеспечить максимальную энергоэффективность технологических процессов и мониторинг нормативного электропотребления производственного оборудования для предотвращения ненормативных и аварийных режимов работы. Реализация

современной АСТУЭ позволит обеспечить непрерывный мониторинг электропотребления по всем потребителям, обеспечить максимальную общую энергоэффективность технологических процессов, оптимизировать общий график электропотребления с энергосистемой. В составе АСТУЭ используется следующее оборудование: счетчики СЕ 201, СЕ 303, УСПД СЕ 805М, PLC-модем. Учет электроэнергии и подключение потребителей к системе АСТУЭ осуществляется счетчиками, установленными на вводах РП производственных участков. 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. УСПД и концентраторы установлены на каждой секции шин 0,4 кВ СН. Вместо аналоговых стрелочных измерительных приборов принимаются к установке МИП sm-963e, обеспечивающие передачу данных (напряжения, токи, мощности и т.д.) по интерфейсу RS-485 в общую цифровую сеть предприятия» [24].

Оборудование АСТУЭ приведено на рисунке 33.



Рисунок 33 – Оборудование АСТУЭ

«Для организации центра обработки информации (ЦОИ) используем центральный сервер предприятия Huperion RS230 G4. Программные средства ЦОИ содержат специализированное ПО сEnergo 4.7, которое обеспечивает создание, настройку и администрирование всех необходимых для эффективной работы АСТУЭ баз данных и файлов. Информационно-измерительные средства АСТУЭ сEnergo 4.7 внесены в Госреестр средств измерений под № 52208-12. Имеется декларация соответствия требованиям ГОСТ Р: № РОСС RU.AB67.Д00772» [24]. АСТУЭ выполняет мониторинг отдачи электроэнергии (ЭЭ), пример типового суточного графика электропотребления производственных цехов показано на рисунке 34.

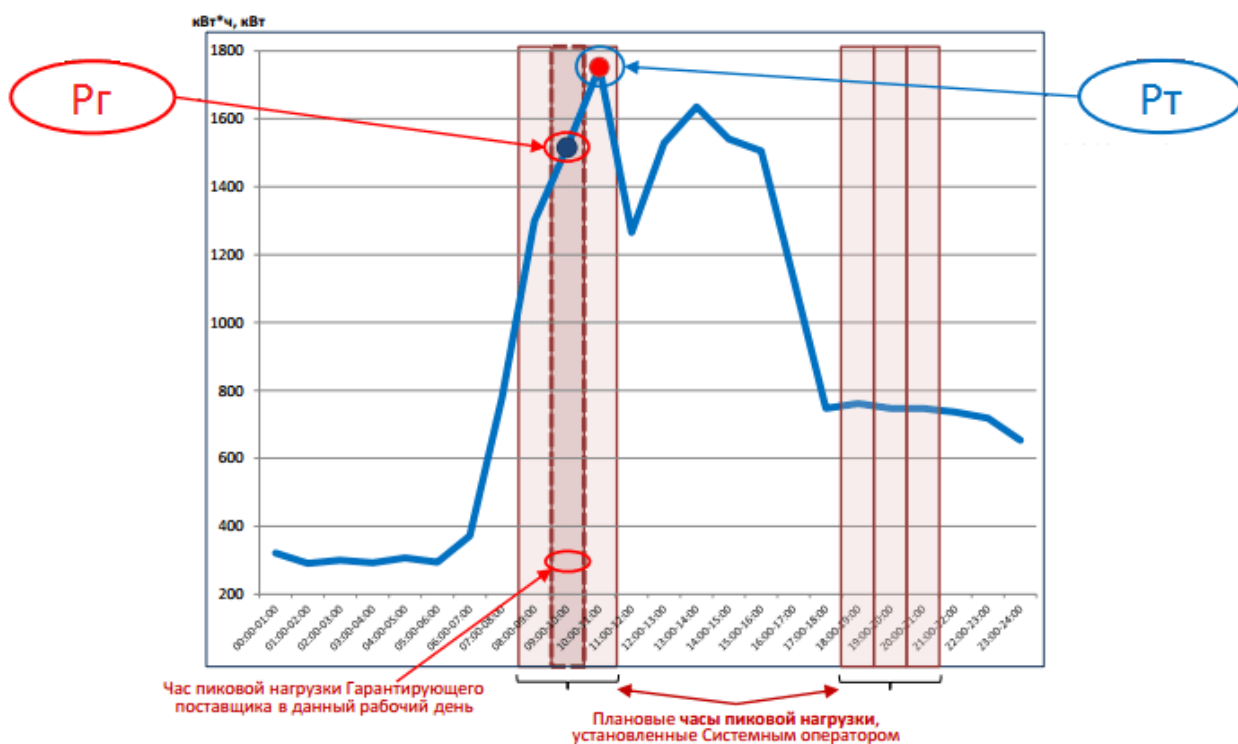


Рисунок 34 – Типовой суточный график электропотребления производственных цехов

На данном графике часы отмечены пиковой нагрузки энергосистемы, в которые повышается плата за электроэнергию. АСТУЭ позволит оптимизировать производственный процесс и согласовать электропотребление с графиком энергосистемы.

«По каждому факту небаланса отдачи ЭЭ и электропотребления ведется учет. Запуск программ, входящих в состав ПО сEnergo 4.7, обеспечивается стандартными средствами операционной системы, применяемыми для запуска исполняемых файлов. Программные средства ЦОИ содержат:

- системное ПО на основе ОС Windows Pro, в которое входит базовый набор программ и драйверов для функционирования АСТУЭ;
- ПО сEnergo 4.7, обеспечивает 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. 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» [24].

«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.

Главный модуль – это основная платформа для работы остальных вспомогательных модулей.

Окно Главного модуля показано на рисунке 35.

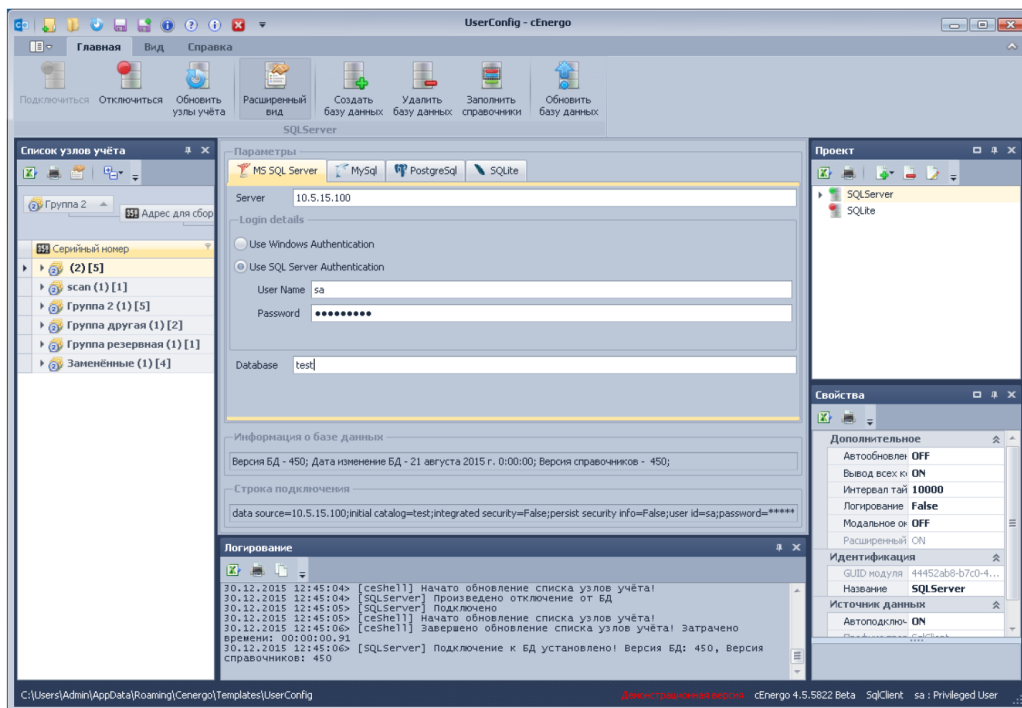


Рисунок 35 – Окно Главного модуля ПО cEnerg 4.7

Окно главного модуля предоставляет доступ ко всем функциям АСТУЭ. Внешний вид счетчика СЕ303 приведен на рисунке 36.



Рисунок 36 – Внешний вид счетчика СЕ303

Внешний вид дисплея счетчика показан на рисунке 37.



Рисунок 37 – Дисплей счетчика

Синхронизация данных по счетчикам осуществляется 1 раз в сутки» [24]. Программирование счетчиков может выполняться:

- от ноутбука по месту установки счетчика,
- дистанционно от места оператора АСТУЭ предприятия или оператора АСКУЭ энергосистемы.

В случае надобности установки счетчика в стесненных условиях (тесных корпусах вводных щитов некоторого производственного оборудования) будет использоваться малогабаритная версия счетчика СЕ303, внешний вид на рисунке 38.



Рисунок 38 – Счетчик СЕ303, компактное исполнение



Обозначение контактов счетчика для подключение силовых цепей приведено на рисунке 39.

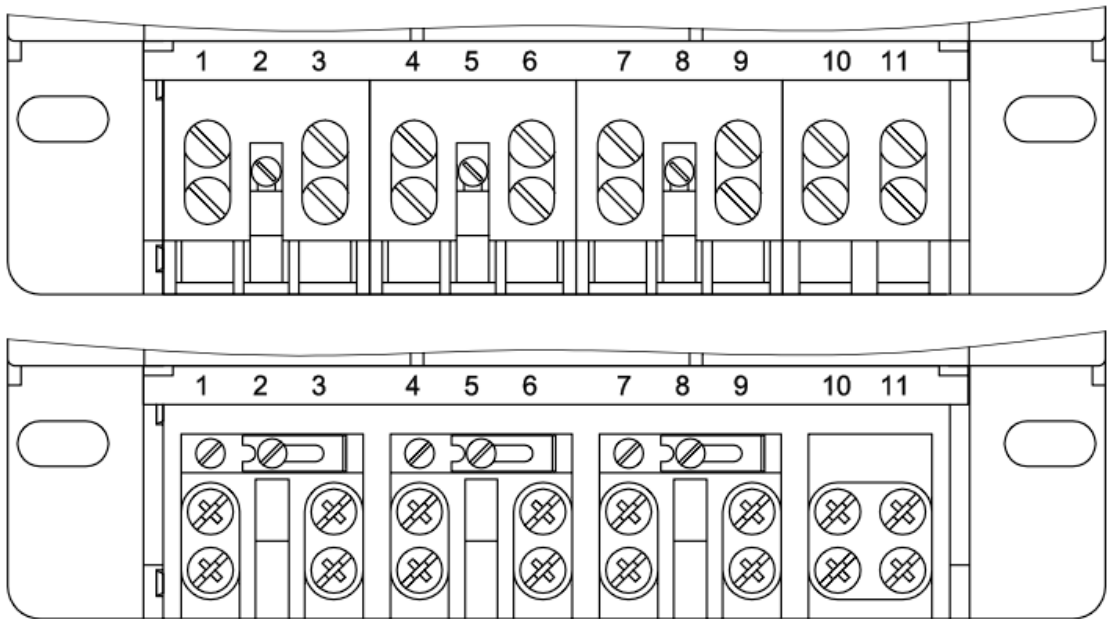


Рисунок 39 – Обозначение контактов счетчика

На рисунке 40 показана схема подключения счетчика (через PLC-модем) к персональному компьютеру (ПК) для программирования и настройки/проверки.

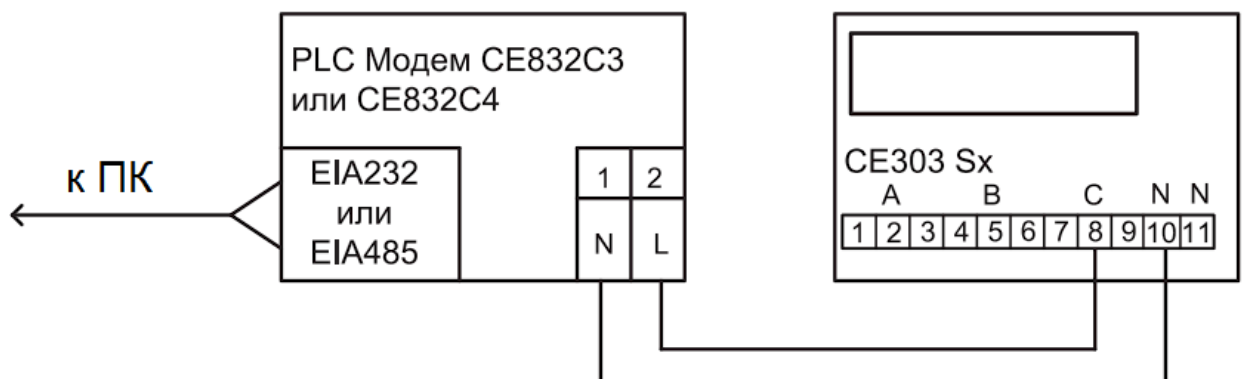


Рисунок 40 – Схема подключения счетчика к ПК через PLC-модем

На рисунке 41 приведена схема подключения счетчика к ПК через кабель.

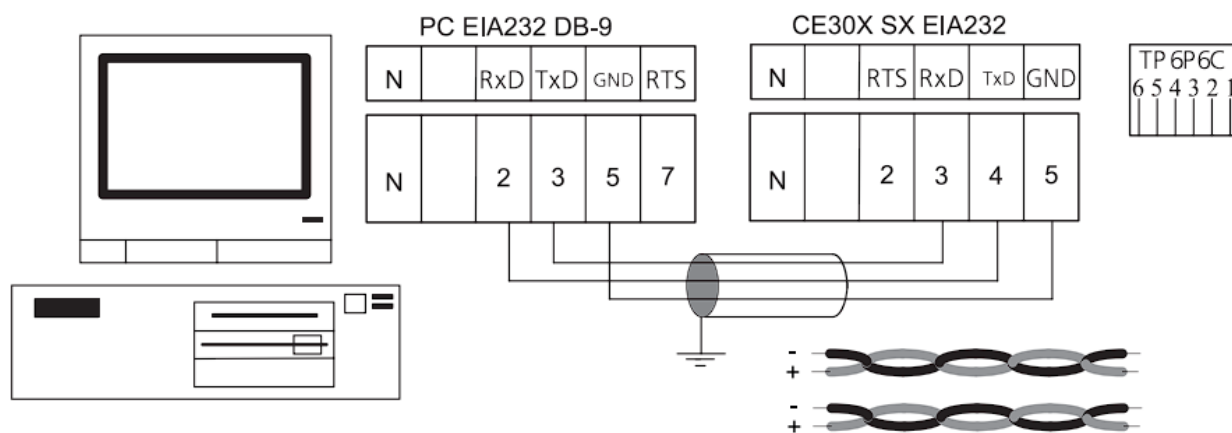


Рисунок 41 – схема подключения счетчика к ПК через кабель

В инструкции от производителя указаны порядок и параметры программирования. Индивидуальное программирование счетчиков позволит:

- настроить оптимальную частоту передачи данных для каждого конкретного технологического процесса;
- обеспечить точное согласование параметров АСТУЭ на конечных участках учета.

## 2.10 Программное обеспечение Smart Grid

Для управления системой электроснабжения предприятия будет использоваться SCADA-система «ЭНТЕК», адаптированная для реализации интеллектуальных СЭС. «Данное ПО разработано для внедрения систем коммерческого и технического учета энергоресурсов, энергомониторинга, телемеханики, АСУ ТП, MES, задач учета и диспетчеризации объектов энергетики, промышленности, ЖКХ и зданий. Это современный, инновационный мощный и удобный инструмент для быстрой и

качественного внедрения систем. В нем воплощен опыт разработчиков и внедренцев в области создания программных продуктов для систем автоматизации самых разных объектов и их групп. Архитектурные решения, положенные в основу ПО позволяют управлять с большим числом автоматизируемых объектов и количеством телепараметров. ПО имеет сравнительно невысокий порог обучения для технических специалистов. В среде конфигурирования максимальное внимание уделено возможности обработки параметров группами – групповые операции по настройке механизмов формирования аварийных сообщений, групповые операции по настройке ведения баз данных истории, объектовые элементы для создания диспетчерского интерфейса, позволяющие осуществлять привязку целиком к группе параметров, сформированную в среде ENLOGIC IDE (к группам Контроллер ячейки, Счетчик, блок РЗА и т.д.)» [25].

На рисунке 42 показано окно мониторинга нагрузок и потерь электроэнергии в электрической сети.

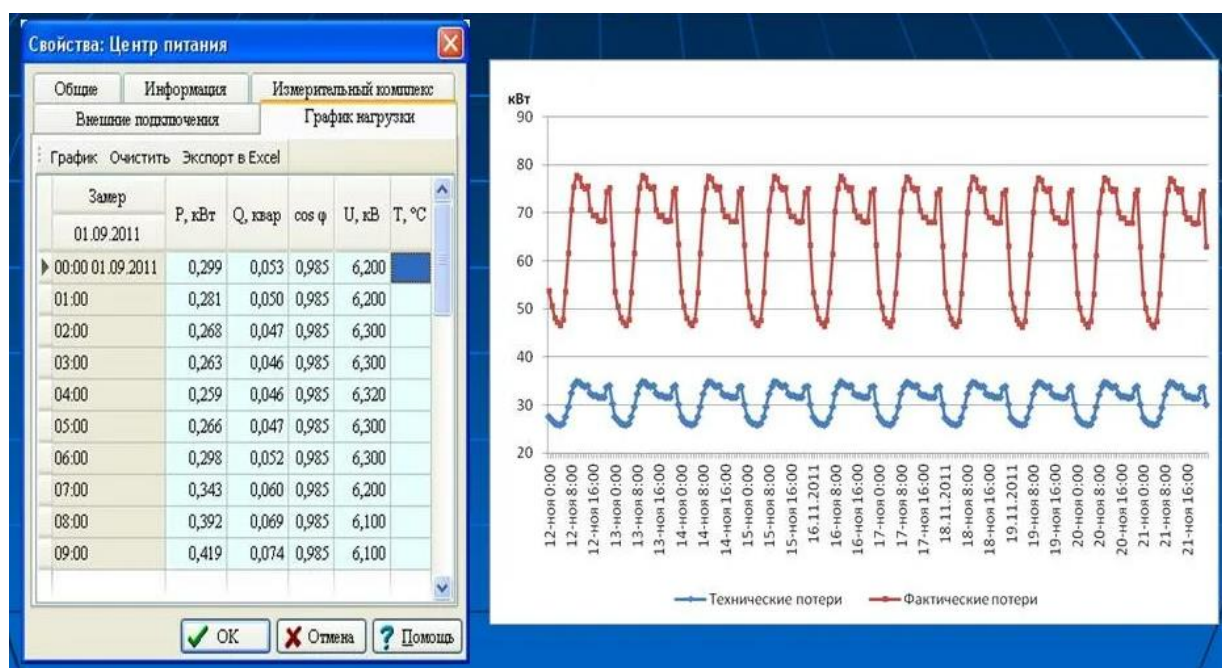


Рисунок 42 – Окно мониторинга нагрузок и потерь электроэнергии

Использование SCADA-системы «ЭНТЕК» позволит обеспечить управление элементами в составе сети Smart Grid, реализовать эффективный непрерывный мониторинг режимов работы СЭС и ее элементов.

## 2.11 Расчет контура заземления ТП

По результатам контрольных замеров действующий контур заземления ТП имеет сопротивление 4,611 Ом [19]. Данное значение превышает предельно допустимые 4 Ом согласно ПУЭ, следовательно для нормальной, безопасной и надежной работы СЭС требуется спроектировать новый контур заземления ТП.

«Удельное сопротивление грунта для электродов:

$$\rho_p = \rho \cdot K_c, \quad (29)$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление грунта, Ом·м;

$K_c$  – коэффициент сезонности» [21].

$$\rho_{pв} = 1000 \cdot 1,1 = 1100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

$$\rho_{pг} = 1000 \cdot 1,4 = 1400 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

«Для вертикальных электродов (ВЭ) используем угловую сталь 50х50 мм, для горизонтального электрода (ГЭ) используем полосовую сталь 50х5 мм» [22],

«Сопротивление растеканию одного ВЭ:

$$R_{овэ} = \frac{\rho_{pв}}{2 \cdot \pi \cdot l} \left[ \ln \left( \frac{2 \cdot l}{d} \right) + 0,5 \cdot \ln \left( \frac{4 \cdot t + l}{4 \cdot t - l} \right) \right] \quad (30)$$

где  $l$  – длина ВЭ, м;

$d$  – приведенный диаметр ВЭ, м;

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

$$d = 0,95 \cdot b, \quad (31)$$

где  $b$  – ширина уголка, м» [21].

Для одного ВЭ, по (30,31):

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

$$t = 3 / 2 + 0,8 = 2,3 \text{ м}$$

$$R_{\text{овэ}} = \frac{1100}{2 \cdot 3,14 \cdot 3} \left[ \ln \left( \frac{2 \cdot 3}{0,0475} \right) + 0,5 \cdot \ln \left( \frac{4 \cdot 2,3 + 3}{4 \cdot 2,3 - 3} \right) \right] = 59,811 \text{ Ом}$$

«Расчетное число ВЭ:

$$n' = R_{\text{овэ}} / R_n \quad (32)$$

где  $R_n$  – максимально допустимое сопротивление заземления, Ом» [16].

$$n' = 60,962 / 4 = 15,2 \approx 16 \text{ шт}$$

«Длина ГЭ:

$$l_2 = 1,05 \cdot a \cdot n' \quad (33)$$

где  $a$  – расстояние между ВЭ, м.

$$a = l_{\text{пер}} / n' \quad (34)$$

где  $l_{\text{пер}}$  – периметр здания ТП, м» [21].

$$l_{\text{пер}} = 2 \cdot (9,97 + 7,62) = 35,18 \text{ м}$$

$$a = 35,18 / 16 = 2,2 \text{ м}$$

$$l_2 = 1,05 \cdot 2,2 \cdot 16 = 36,96 \text{ м}$$

«Сопротивление растеканию ГЭ:

$$R_{23} = \frac{\rho_{p2}}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \ln \left( \frac{l^2}{d \cdot t} \right) \quad (35)$$

где  $l$  – длина ГЭ, м;

$d$  – расчетный диаметр ГЭ, м;

$$d = 0,5 \cdot b, \quad (36)$$

где  $b$  – ширина полосы, м» [21].

Для ГЭ, по (35,36):

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

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

$$R_{23} = \frac{1400}{2 \cdot 3,14 \cdot 36,96} \cdot \ln \left( \frac{36,96^2}{0,025 \cdot 0,825} \right) = 2,512 \text{ Ом}$$

«Итого сопротивление заземления:

$$R_{zp} = \frac{R_{063} \cdot R_{23}}{R_{063} \cdot \eta_6 \cdot n + R_{23} \cdot \eta_2} \quad (37)$$

где  $\eta_6, \eta_2$  – коэффициенты использования ВЭ и ГЭ» [21].

$$R_{zp} = \frac{59,811 \cdot 2,512}{59,811 \cdot 0,52 \cdot 16 + 2,512 \cdot 0,31} = 3,608 \text{ Ом} < 4 \text{ Ом}$$

Схема заземления ТП – на рисунке 43.

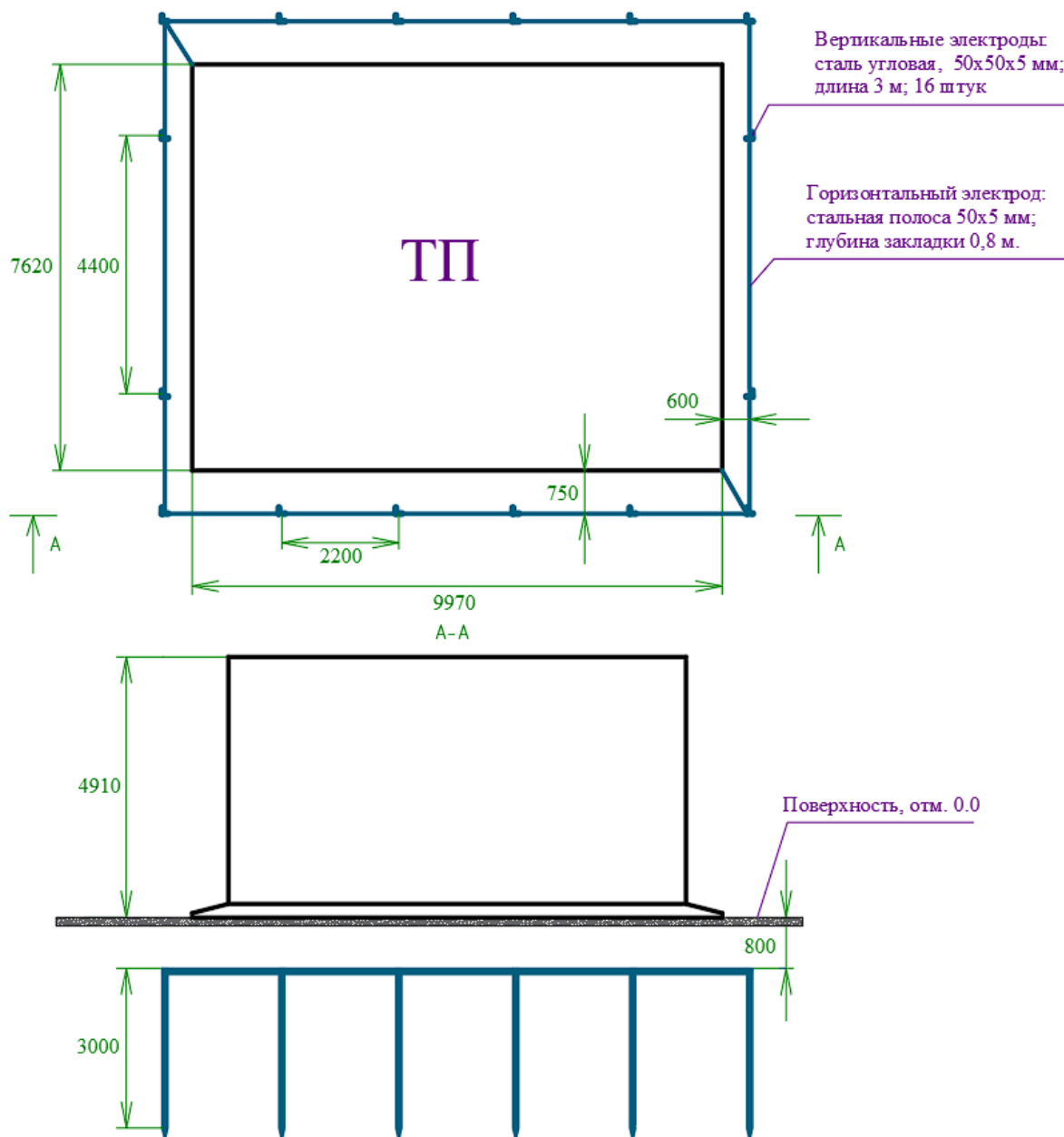


Рисунок 43 – Схема заземления ТП

Качественное заземление ТП, выполненное согласно нормам ПУЭ, обеспечит надежную работу СЭС и безопасность ее эксплуатации.

## 2.12 Обеспечение охраны труда

«В целом охрана труда (ОТ) и техника безопасности (ТБ) при монтаже, эксплуатации, обслуживании, ремонте системы электроснабжения обеспечиваются согласно действующему ГОСТ 12.0.004-2015» [14].

«Для обеспечения безопасности технологического процесса в первую очередь необходимо проводить инструктажи и проверки по работе с оборудованием и использованию СИЗ. На всех производственных участках предусмотрена установка плакатов по ТБ, ОТ и СИЗ, пример плаката приведен на рисунке 44» [22].



Рисунок 44 – Плакат по использованию СИЗ

«Обеспечение ОТ на предприятии осуществляется организационными и техническими мероприятиями. В целом за организацию и обеспечение охраны труда отвечает специальная служба охраны труда (СОТ), являющаяся самостоятельным структурным подразделением предприятия. Персонал СОТ включает штат специалистов по ОТ во главе с руководителем службы» [14].

### 2.13 Охрана окружающей среды

ГОСТ Р 54906-2012 «устанавливает нормы выбора оборудования и технических решений с условиями причинения наименьшего ущерба окружающей среде» [23].



«Современные автоматические выключатели серии ВА изготавливаются с учетом минимализации отходов производства. Корпус выполняется из экологичного пластика с минимальным выделением дыма и токсичных веществ при нагреве. Современные марки кабелей АПвП и АПвзББШп соответствуют требованиям ГОСТ 31996-2012 по характеристикам в нормальных и аварийных режимах работы и ГОСТ Р 54906-2012 по экологичности эксплуатации. Монтаж системы электроснабжения выполняется с помощью современных инструментов и оборудования, минимизирующих негативное воздействие на окружающую среду: при приготовлении траншей под кабельные линии до ТП и РП используется микроэкскаватор; при нагреве термоусадки применяется экологичная газовая горелка; применяется пылеотсос при штроблении стен и т.д.» [14].

Полный цифровой мониторинг, обеспечиваемый реализацией Smart Grid обеспечит снижение рисков возникновения аварий и негативного влияния на окружающую среду.

Выводы по главе 2.

На основе концепции интеллектуальной системы электроснабжения (Smart Grid) разработаны мероприятия по реконструкции электроснабжения предприятия. Выбраны АУКРМ, энергоэффективные силовые трансформаторы ТП. Рассчитаны токи КЗ, выбраны ТТ, терминалы РЗА и рассчитаны уставки РЗА. Рассмотрено использование программируемых реле и транзисторных частотных преобразователей, интеграция ТП и ее электрооборудования в цифровую сеть предприятия. Выбрано современное оборудование АСТУЭ от АО «Энергомера» с ПО сEnergo 4.7. Для управления системой электроснабжения предприятия будет использоваться SCADA-система «ЭНТЕК», адаптированная для реализации интеллектуальных СЭС. Проведен расчет контура заземления ТП, рассмотрено обеспечение охраны труда и охрана окружающей среды.

### 3 Оценка экономической эффективности предлагаемых решений по реконструкции

#### 3.1 Расчет сметной стоимости проекта

Сведем расчет сметной стоимости проекта реконструкции электроснабжения в таблицу.

«Суммарная стоимость ЭО каждого типа:

$$C = C_{ед} \cdot n, \quad (38)$$

где  $C_{ед}$  – стоимость единицы ЭО, тыс.руб.;

$n$  – число единиц ЭО, шт (м)» [11].

Например, цена ТМГ12-1000/10 составляет 1566 тыс. руб. Суммарная стоимость данного типа ЭО:

$$C = 1566 \cdot 2 = 3132 \text{ тыс. руб.}$$

Итого суммарная стоимость всего ЭО:

$$\Sigma C = C_1 + C_2 + \dots C_i, \quad (39)$$

$$\Sigma C = 3132 + 5475,5 + \dots 7,44 = 15642,382 \text{ тыс. руб.}$$

Дополнительные расходы рассчитываются исходя из суммарной сметной стоимости ЭО, например, транспортные расходы (5% от стоимости ЭО:

$$C_{тр} = 0,05 \cdot \Sigma C, \quad (40)$$

$$C_{тр} = 0,05 \cdot 15642,382 = 938,543 \text{ тыс. руб.}$$

Другие дополнительные расходы определяются аналогично, расчет сведем в таблицу 3.

Таблица 3 – Расчет сметной стоимости проекта

Оборудование	кол-во, шт (м)	Цена, тыс. руб.	∑ стоимость, тыс. руб.
ТМГ12-1000/10	2	1566	3132
ПО SCADA-система «ЭНТЕК»	1	5475,50	4211,6
ПО eEnergy 4.7	1	5475,50	1475,5
ГШЛ-0,66	9	5,94	53,46
Г-0,66	256	0,63	161,38
СЕ 304	3	19,68	59,05
СЕ 303	86	5,10	438,20
УСПД СЕ 805	1	98,74	98,74
СЕ832С5	10	17,56	175,57
КВВГнг-5х4	0,279 км	174,2	48,60
Кабель КП.012-1795838-00	0,511 км	148,6	75,93
ПР200	48	57,6	2764,80
КIPPRIBOR AFD-E	9	312,8	2815,20
АУКРМ-0,4-80	2	105,8	211,60
Сириус-2Л-02	2	37,5	75,00
Сириус-АВР	1	25,61	25,61
Сталь угловая 50х50 мм	48	0,506	24,29
Сталь полосовая 50х5 мм	37	0,201	7,44
Итого стоимость оборудования (СО)			15642,382
Стоимость тары и упаковки (6% от СО)			938,543
Транспортные расходы (5% от СО)			782,119
Складские расходы (0,5% от СО)			78,212
Стоимость монтажных работ (20 % от СО)			3128,476
Строительно-монтажные работы (СМР)			3128,476
СО + СМР			18770,858
Сметная прибыль 20%			6256,953
Итого			26826,685

Итоговая сметная стоимость проекта 26826,685 тыс. руб.

### 3.2 Расчет ожидаемого срока окупаемости

Дополнительные расходы на эксплуатацию, ремонт и ТО действующей СЭС, ввиду технологического устаревания и износа ЭО, а также несоответствия современным технико-эксплуатационным требованиям, составляют, в среднем, 10511,2 тыс.руб./год. Амортизационные отчисления (АО) для действующего заменяемого ЭО составляют 5341,8 тыс. руб./год [19].

«Расчет АО для нового ЭО:

$$O_{ам} = n_{ам} \cdot C_{о.ф.}, \quad (41)$$

где  $n_{ам}$  – норма АО, %;

$C_{о.ф.}$  – суммарная стоимость ЭО данного типа, тыс. руб.» [11].

Для силового электротехнического ЭО:

$$O_{ам} = 0,07 \cdot 26558,697 = 1859,109 \text{ тыс. руб./ год}$$

Расчёт АО сведем в таблицу 4.

Таблица 4 – Расчёт амортизационных отчислений

Типы ЭО	Осн. фонды, тыс.р.	Норма АО, %	АО, тыс. р.
Силовое ЭО	26558,697	7	1859,109
Кабели	213,580	2,4	5,126
Элементы заземления	54,408	2,1	1,143
Итого:	26826,685		1865,377

Снижение АО после реконструкции:

$$\Delta O_{ам} = O_{ам1} - O_{ам}, \quad (42)$$

где  $O_{ам1}$  – АО для действующего ЭО, тыс. руб./год.

$$\Delta O_{ам} = 5341,8 - 1865,377 = 3476,423 \text{ тыс. руб. / год}$$

«Прогнозируемый срок окупаемости:

$$T_{ок} = \frac{\sum C_{см}}{P_{доп} + \Delta O_{ам}}, \quad (43)$$

где  $\sum C_{см}$  – сметная стоимость проекта, тыс. руб.;

$P_{доп}$  – дополнительные среднегодовые расходы на эксплуатацию, ремонт и ТО действующего заменяемого ЭО, ввиду технологического устаревания и износа (без учета АО), тыс.руб./год» [11].

$$T_{ок} = \frac{26826,685}{10511,2 + 3476,423} \approx 1,92 \text{ года}$$

Ожидаемый экономический эффект:

$$\mathcal{E} = P_{доп} + \Delta O_{ам}, \quad (44)$$

$$\mathcal{E} = 10511,2 + 3476,423 = 13987,623 \text{ тыс. руб. / год}$$

Выводы по главе 3.

Предлагаемые мероприятия по реконструкции имеют малый ожидаемый срок окупаемости 1,92 года при экономическом эффекте 13987,6 тыс.руб./год. Данные предложения являются высокоперспективными и рекомендованы для реализации.

## Заключение

Проведена разработка проекта реконструкции электроснабжения кирпичного завода ООО «Компания ВолгоТрансЭнерго» с реализацией интеллектуальной системы электроснабжения (Smart Grid).

При проведении реконструкции СЭС предприятия предлагается:

- реализовать современную АСТУЭ. Это позволит обеспечить оптимизацию и цифровой мониторинг режимов работы действующей СЭС и основного ЭО производственных цехов, максимальный КПД производственного процесса, согласовать электропотребление с графиком энергосистемы. В целом это позволит снизить себестоимость продукции и повысить прибыль предприятия;
- обеспечить эффективную автоматическую КРМ, для чего установить современные установки АУКРМ на шинах 0,4 кВ ТП. Это снизит общие реактивные и полные нагрузки потребителей и потери мощности и электроэнергии;
- для автоматизации управления и максимальной энергоэффективности систем управления электроприемниками применить программируемые реле. Это позволит эффективно экономить электроэнергию, автоматически отключая потребителей и повысить общую эргономику пользования;
- обеспечить эффективное управление электроприводами с АД с помощью транзисторных частотных преобразователей. Это позволит существенно повысить энергоэффективности и уменьшить износ оборудования;
- реализовать микропроцессорную РЗА на основе современных терминалов. Это обеспечит эффективную защиту ЭО и контроль защищаемых цепей;

- интегрировать ТП и ЭО в ее составе в общую цифровую сеть, что обеспечит должный контроль режимов работы СЭС;
- заменить силовые трансформаторы ТП на новые, энергоэффективной марки ТМГ12, что значительно снизит потери мощности и электроэнергии, а также затраты на обслуживание;
- для управления системой электроснабжения предприятия будет использоваться SCADA-система «ЭНТЕК», что обеспечит управление элементами в составе Smart Grid, эффективный непрерывный мониторинг режимов работы СЭС и ее элементов.

На основе концепции интеллектуальной системы электроснабжения (Smart Grid) разработаны мероприятия по реконструкции электроснабжения предприятия. Выбраны АУКРМ, энергоэффективные силовые трансформаторы ТП, что обеспечит значительную экономию электроэнергии на подстанции и снижение максимальных токов электрической части. Рассчитаны токи КЗ, выбраны ТТ, терминалы РЗА и рассчитаны уставки РЗА. Рассмотрено использование программируемых реле и транзисторных частотных преобразователей, интеграция ТП и ее электрооборудования в цифровую сеть предприятия. Предлагаемая к реализации АСТУЭ обеспечит эффективный мониторинг режимов работы СЭС и состояния ЭО, высокую энергоэффективность СЭС в целом. Для управления системой электроснабжения предприятия будет использоваться SCADA-система «ЭНТЕК», адаптированная для реализации интеллектуальных СЭС. Проведен расчет контура заземления ТП, рассмотрено обеспечение охраны труда и охрана окружающей среды.

Предлагаемые мероприятия по реконструкции имеют малый ожидаемый срок окупаемости 1,92 года при экономическом эффекте 13987,6 тыс.руб./год. Данные предложения являются высокоперспективными и рекомендованы для реализации.

## Список используемых источников

1. Андреев В. А. Релейная защита систем электроснабжения в примерах и задачах. М.: Высшая школа, 2019. 256 с.
2. Анчарова Т. В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений. Вологда: Инфра-Инженерия, 2018. 416 с.
3. Волчуков Н.П., Титов Н.Н. Построение информационной системы контроля и учета энергоресурсов промышленного предприятия. Киев: Энерго, 2020. 207 с.
4. ГОСТ 12.0.004-2015. Система стандартов безопасности труда. М.: Энергия, 2021. 45 с.
5. Гуревич Ю.Е. Особенности электроснабжения, ориентированного на бесперебойную работу промышленного потребителя. Москва: Энергия, 2019. 408 с.
6. Кобец Б. Б., Волкова И. О. Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции Smart Grid. М.: Энергия, 2020. 208 с.
7. Кудрин Б.И. Электроснабжение потребителей и режимы: Учебное пособие. М.: МЭИ, 2018. 412 с.
8. Кудрин Б. И. Электроснабжение. М.: Academia, 2019. 352 с.
9. Куско А. Сети электроснабжения. Методы и средства обеспечения качества энергии. М.: Энергия, 2018. 336 с.
10. Миллер Г. Р. Автоматизация в системах электроснабжения. М.: Энергия, 2018. 176 с.
11. Можаяева С.В. Экономика энергетического производства: Учебное пособие. СПб.: Лань, 2018. 208 с.
12. Нестеренко Д.Д., Сахнюк К.С. Применение автоматизированной системы технического учета электроэнергии (АСТУЭ) для повышения энергоэффективности и надежности систем электроснабжения предприятий // Вестник магистратуры 3-2 (126), 2022. С. 43-45.



13. Нестеренко Д.Д., Сахнюк К.С. Применение программируемых реле для повышения энергоэффективности систем электроснабжения и автоматизации систем управления // Вестник магистратуры 3-2 (126), 2022. С. 46-50.
14. Охрана труда в энергетике: Учебник для техникумов / под ред. Князевского Б.А. М.: Энергия, 2021. 376 с.
15. Полуянович Н. К. Монтаж и наладка систем электроснабжения. М.: Лань, 2021. 400 с.
16. ПУЭ, издание 7. М.: Энергия, 2022. 648 с.
17. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания. М.: Энергия, 2022. 69 с.
18. Сибикин Ю. Д. Технология энергосбережения. М.: Форум, 2020. 352 с.
19. Техническая документация. Электроснабжение кирпичного завода ООО «Компания ВолгоТрансЭнерго», 2022. 205 с.
20. Фролов Ю. М. Основы электроснабжения. М.: Лань, 2018. 480 с.
21. Шеховцов В. П. Справочное пособие по электрооборудованию. М.: Форум, Инфра-М, 2019. 136 с.
22. Школа электрика. Информационный портал. [Электронный ресурс]. – <http://electricalschool.info/> (дата обращения: 14.10.2022).
23. Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов. [Электронный ресурс]. – <https://docs.cntd.ru/> (дата обращения: 17.10.2022).
24. Энергомера. Официальный сайт. [Электронный ресурс]. – <http://www.energomera.com/> (дата обращения: 12.10.2022).
25. Энергоресурс. Информационный портал. [Электронный ресурс]. – <https://smart-grid.ru/> (дата обращения: 16.10.2022).
26. Biegelmeier G. Electro supply system. – Bulletin. Int. Sek IVSS Verhüt Arbeitsall und Berufskrankh Elek, 2020. 428 p.
27. Dalziel C.F., Lee W. Electricity and power supply – “IEEE Spectrum”, 2018, №2. p. 44-50.

28. Discussion on construction of green power grid enterprises. Zhang Hong; Guiyang Power Supply Bureau. Guizhou Electric Power Technolog. 2020-06. P 87–91.
29. European Technology Platform Smart Grids. Strategic Deployment Document for Europe's Electricity Networks of the Future. April, 2020. 305 p.
30. Smart Grid System Report. U. S. Department of Energy. July 2021.