

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования  
«Южно-Уральский государственный университет  
(национальный исследовательский университет)»

Высшая школа электроники и компьютерных наук  
Кафедра «Электронные вычислительные машины»

РАБОТА ПРОВЕРЕНА

Рецензент

\_\_\_\_\_ 2019 г.  
«\_\_»\_\_\_\_\_

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой ЭВМ

\_\_\_\_\_ Г.И. Радченко  
«\_\_»\_\_\_\_\_ 2019 г.

Разработка программных решений для стационарного уровня программно-  
аппаратного комплекса цифровой подстанции

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА  
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ

Руководитель работы,

к.т.н., доцент каф. ЭВМ

\_\_\_\_\_ И.Л. Кафтанников  
«\_\_»\_\_\_\_\_ 2019 г.

Автор работы,

студент группы КЭ-222

\_\_\_\_\_ Н.Д. Топольский  
«\_\_»\_\_\_\_\_ 2019 г.

Нормоконтролёр,

ст. преп. каф. ЭВМ

\_\_\_\_\_ С.В. Сяськов  
«\_\_»\_\_\_\_\_ 2019 г.

Челябинск-2019

## Аннотация

Топольский Н.Д. Разработка программных решений для стационарного уровня программно-аппаратного комплекса цифровой подстанции – Челябинск: ФГАОУ ВО «ЮУрГУ (НИУ)», ВШЭКН; 2019, 83 с. 53 ил., библиогр. список – 52 наим.

После аналитического обзора современной научно-технической, нормативной и методической литературы по тематике работы, разработаны программные решения для стационарного уровня программно-аппаратного комплекса цифровой подстанции на основе отечественной универсальной SCADA-системы.

Новый тип цифровых измерительных трансформаторов полностью соответствует международным стандартам. От рассмотренных аналогов он отличается малыми массой и габаритами, меньшими эксплуатационными и установочными расходами. Цена одного комбинированного трансформатора тока и напряжения ниже, чем цена двух трансформаторов тока и напряжения, выполненных в виде отдельных приборов, а надежность – выше.

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы разработаны алгоритмы обмена информацией между оборудованием информационного взаимодействия и стационарным уровнем программно-аппаратного комплекса цифровой подстанции, ориентированные на использование отечественного программного обеспечения для автоматизации, диспетчеризации и учета. Проведены математическое моделирование взаимодействия цифровой измерительной системы с сервером SCADA и исследовательские испытания программного обеспечения и оборудования стационарного уровня программно-аппаратного комплекса цифровой подстанции.

Данная работа соответствует приоритетным направлениям научно-технического развития Российской Федерации.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	8
1 АНАЛИТИЧЕСКИЙ ОБЗОР НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ, НОРМАТИВНОЙ И МЕТОДИЧЕСКОЙ ЛИТЕРАТУРЫ ПО ТЕМАТИКЕ РАБОТЫ.....	10
1.1 Анализ требований, предъявляемых к алгоритмам работы оборудования для цифровых подстанций .....	10
1.2 Анализ требований, предъявляемых к программному обеспечению цифровых подстанций.....	15
2 РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМОВ ОБМЕНА ИНФОРМАЦИЕЙ МЕЖДУ ОБОРУДОВАНИЕМ ИНФОРМАЦИОННОГО ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ И СТАЦИОННЫМ УРОВНЕМ ПРОГРАММНО-АППАРАТНОГО КОМПЛЕКСА ЦИФРОВОЙ ПОДСТАНЦИИ .....	21
2.1 Алгоритм передачи измерительной информации от измерительных трансформаторов в модуль объединения.....	21
2.2 Алгоритм формирования потока SV256.....	25
2.3 Алгоритм формирования потока SV80 .....	27
2.4 Алгоритм взаимодействия измерительной системы с АСУ ТП подстанции .....	29
2.5 Алгоритм настройки SCADA-системы .....	30
3 ПРОГРАММНАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ АЛГОРИТМОВ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ИЗМЕРИТЕЛЬНОЙ СИСТЕМЫ И СТАЦИОННОГО УРОВНЯ ПАК ЦПС СРЕДСТВАМИ УНИВЕРСАЛЬНОЙ SCADA-СИСТЕМЫ.....	32
3.1 Выбор универсальной SCADA-системы.....	32
3.2 Проверка соответствия универсальной SCADA-системы требованиям к ПО для АСУ ТП ЦПС.....	33
3.3 Разработка проекта ЦПС в SCADA-системе.....	45
4. ПРОВЕДЕНИЕ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИХ ИСПЫТАНИЙ .....	53
4.1. Проверка работоспособности SCADA-системы на стационарном компьютере .....	53

4.2. Проверка соответствия топологии проекта SCADA-системы и топологии сети АЦКТТН.....	64
4.3. Проверка реакции SCADA-системы на изменение состояния АЦКТТН...	68
4.4. Определение работоспособности SCADA-системы при изменении конфигурации программно-аппаратных средств.....	71
4.5. Проверка функциональных возможностей SCADA-системы на соответствие требованиям безопасности.....	72
4.5.1 Проверка технического обслуживания при сбое SCADA-системы .....	72
4.5.2. Проверка защиты от несанкционированного доступа.....	74
4.5.3 Выдача сообщения при критических значениях во входной информации .....	76
.....	76
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК .....	78

## **ВВЕДЕНИЕ**

Цифровые измерительные трансформаторы (ЦИТ) тока и напряжения являются ключевыми элементами в системе управления режимами работы интеллектуальных электрических сетей, которые обеспечивают защиту электрооборудования от сверхтоков и аварийных режимов, а также проведение измерений, учета и регистрации перетоков в энергосистеме. ЦИТ должны прийти на замену находящимся в эксплуатации и производстве электромагнитным трансформаторам, которые благодаря длительному пути в своём развитии являются весьма совершенными устройствами, однако имеют по сравнению с ЦИТ ряд недостатков (большую массу и габариты, пожаро- и взрывоопасность, насыщение и др.). Поэтому программное обеспечение ЦИТ должно реализовать все алгоритмы работы ЦИТ, обеспечивая функции существующих измерительных трансформаторов, а также обеспечить на новом технологическом уровне информационное взаимодействие с устройствами и модулями, а также силовым электрооборудованием подстанции.

В этой связи развернуто широкое инновационное обновление отраслей топливно-энергетического комплекса за счет отечественных технологий, материалов и оборудования, полученных в результате активного взаимодействия топливно-энергетического комплекса и промышленности, а также международного сотрудничества. Предусмотрена ликвидация безучетного пользования энергоресурсами путем полного оснащения приборами учета расхода энергии потребителей розничного рынка, в первую очередь бытовых потребителей, развития автоматизированных систем коммерческого учета электрической и тепловой энергии розничного рынка, создания системы метрологического контроля измерительных приборов учета топливно-энергетических ресурсов в реальных условиях эксплуатации.

В соответствии с направлениями модернизации энергетики России поставлена задача перехода на цифровые подстанции. Основным документом,

регламентирующим архитектуру цифровой подстанции, является государственный стандарт [1]. В этой связи разработку адаптивного цифрового комбинированного трансформатора тока и напряжения необходимо проводить в соответствии с его требованиями. Технические решения в области автоматизированных систем управления цифровыми подстанциями изложены в [2]. Вопросы стандартизации при реализации концепции цифровой подстанции рассмотрены в [3]. Опыт разработки цифровых подстанций изложен в [4, 5]. Перспективы создания цифровых программно-аппаратных комплексов цифровых подстанций рассмотрены в [6]. Общие подходы к автоматизации цифровых подстанций содержатся в [7, 8, 9].

# **1 АНАЛИТИЧЕСКИЙ ОБЗОР НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ, НОРМАТИВНОЙ И МЕТОДИЧЕСКОЙ ЛИТЕРАТУРЫ ПО ТЕМАТИКЕ РАБОТЫ**

Энергетика является приоритетным объектом развития научно-технологического комплекса страны. Её развитие во многом определяется государством. основополагающим документом, определяющим развитие энергетики в Российской Федерации, является Энергетическая стратегия России. Инновационная направленность развития топливно-энергетического комплекса также предполагает формирование условий для развития непрерывного процесса поиска и практической реализации новых научно-технических, технологических и организационно-экономических решений в рамках общегосударственного регулирования и четкой системы взаимодействия всех участников инновационного процесса. Энергетической стратегией России определены приоритетные направления научно-технического прогресса и тенденции развития в энергетике.

## **1.1 Анализ требований, предъявляемых к алгоритмам работы оборудования для цифровых подстанций**

Для правильного понимания алгоритма работы адаптивного цифрового комбинированного трансформатора тока и напряжения (АЦККТН) в целом, необходимо представлять, что областью его применения являются, прежде всего, цифровые подстанции (ЦПС). ЦПС представляет собой сложную систему, которая включает силовые и вспомогательные устройства (оборудование), устройства управления и контроля, компьютеры и микропроцессорные устройства управления, управляющее программное обеспечение. На ЦПС ЦИТ в целом (и АЦККТН в частности) являются оборудованием информационного взаимодействия. ЦИТ представляют собой новый класс изделий, принцип работы которых основан на последних достижениях в оптике, электронике, цифровой

обработке сигналов и системах передачи измерительной информации, которые поддерживают протокол МЭК 61850-9-2. Соответственно при разработке алгоритма работы АЦКТТН целесообразно рассматривать его как элемент (подсистему) ЦПС. Место АЦКТТН в структуре ЦПС представлено на рисунке 1.

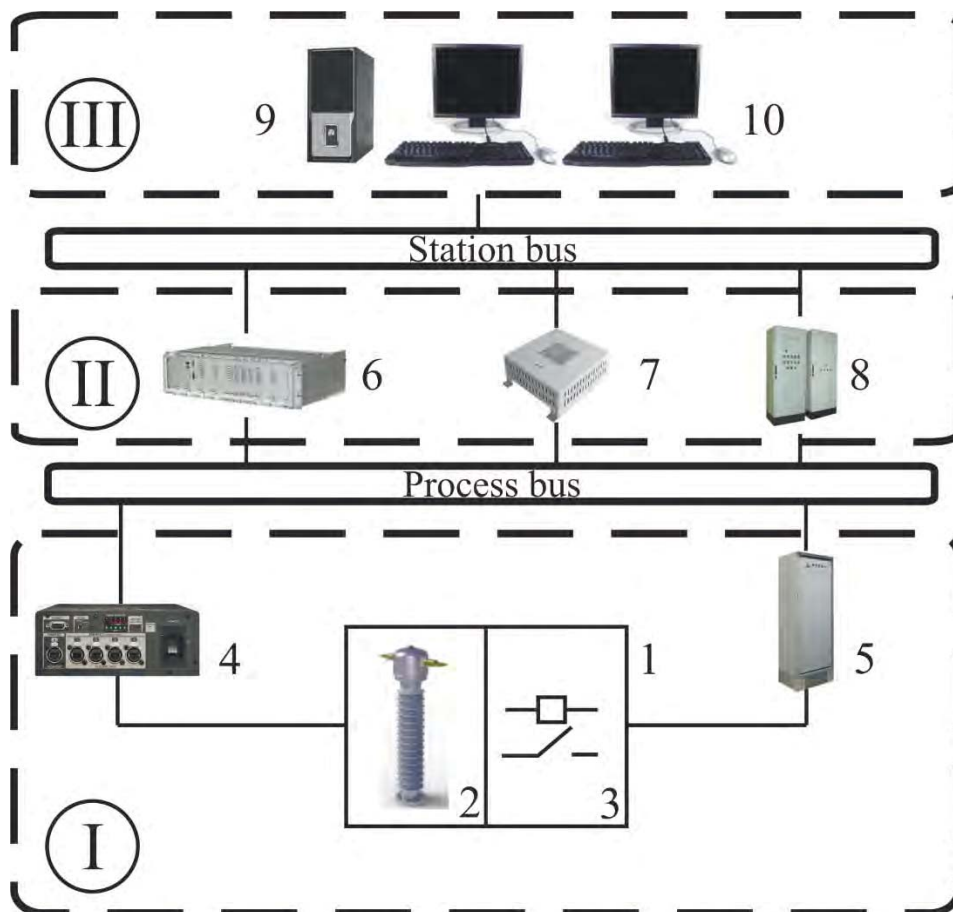


Рисунок 1 – АЦКТТН в структуре ЦПС (добавить 12, 13 из ИБ)

На рисунке 1 показаны: I – уровень процесса, II – уровень присоединения, III – станционный уровень, 1 – открытое распределительное устройство (ОРУ), 2 – АЦКТТН, 3 – коммутационное оборудование, 4 – устройство сопряжения (Merging Unit), 5 – удалённый терминал (RTU), 6 – контроллер присоединения, 7 – релейная защита и автоматика, 8 – другие интеллектуальные электронные устройства (IED), 9 – сервер SCADA, 10 – автоматизированное рабочее место оператора. Данное представление является упрощённым, однако позволяет проиллюстрировать процесс взаимодействия АЦКТТН с оборудованием и АСУ ТП ЦПС.



ЦПС имеют трёхуровневую архитектуру программно-аппаратного комплекса (ПАК) [2, 3]. Архитектура ПАК ЦПС включает уровни процесса (нижний), присоединения (средний) и станционный (верхний). В соответствии с этим, АЦКТН является первичным оборудованием ЦПС и при использовании такого подхода к построению ПАК существует необходимость поднимать почти всю информацию с уровня процесса на верхний уровень – станционный. Передача метрологической информации о высокоточных измерениях тока и напряжения по цифровым каналам связи должна осуществляться согласно стандарту МЭК 61850, применение которого дает ряд технических, технологических и экономических преимуществ и, соответственно, предъявляет ряд специфичных требований к алгоритму работы АЦКТН, которые необходимо детализировать.

В настоящее время требования к алгоритмам работы первичного оборудования для ЦПС (и ЦПС в целом) во многом направлены на необходимость повышения качества эксплуатации и функционирования электрических подстанций (ПС). Эта необходимость обусловлена, прежде всего, ростом экономических требований, когда появление новых бизнес-процессов и организационных структур требует более полной и оперативной информации, а также физическим и моральным старением оборудования ПС. В связи с этим алгоритм работы АЦКТН должен обеспечивать расширение функциональных возможностей технологических подсистем для исключения необходимости в модернизации при появлении новых функциональных задач. Следует отметить, что внедрение цифровых измерительных трансформаторов на ПС не позволит полностью устранить необходимость в их дальнейшей модернизации, однако алгоритм работы АЦКТН должен позволить избежать вынужденных модернизаций, когда уже новое, модернизированное оборудование в скором времени перестает выполнять требуемые функции.

Для снижения стоимости модернизации ПС путем внедрения цифровых измерительных трансформаторов необходимо предусмотреть в алгоритме работы АЦКТН требования по информационной совместимости и возможности

подключения коммуникационных интерфейсов. В свою очередь необходимо предусмотреть высокую надежность работы АЦКТТН и в алгоритме его работы предусмотреть меры по противодействию цепочечным отказам оборудования и снижению стоимости ущерба от отказов и аварий.

Наряду с высоким уровнем автоматизации алгоритм работы АЦКТТН должен предусматривать независимость от поставщиков оборудования и свободу выбора поставщиков компонентов, решений, программного обеспечения в рамках решения тех или иных технологических задач. Во многом это достигается унификацией информационных протоколов, а также расширением функциональных задач, реализуемым каждым из протоколов. В частности, этому способствует внедрение стандарта МЭК 61850. Для передачи данных измерений мгновенных значений токов и напряжений алгоритм работы АЦКТТН должен предусматривать применение протоколов МЭК 61850-9-2 или МЭК 61850-9-2LE.

Однако надо себе отчётливо представлять, что внедрение стандарта МЭК 61850 не гарантирует полную взаимозаменяемость и совместимость оборудования разных производителей. Поэтому максимально строгое соответствие алгоритма работы АЦКТТН требованиям стандарта МЭК 61850 позволит снизить затраты на приобретение нового оборудования при модернизации ЦПС за счет отсутствия необходимости затрат на обеспечение требуемых интерфейсов. Также строгое следование алгоритма работы АЦКТТН стандарту МЭК 61850 будет способствовать облегчению взаимодействия ИЭУ на ЦПС, унификации средств информационного взаимодействия оперативного и ремонтного персонала с инженерным программным обеспечением, а также обеспечению стандартизированного человеко-машинного интерфейса приборов и программ. Для унификации конфигурирования оборудования на ЦПС в соответствии с МЭК 61850-6 используется язык SCL (Substation Configuration Language – язык конфигурирования подстанции). Процесс конфигурирования ИЭУ на ЦПС осуществляется с обязательным применением компонента программного обеспечения «System configuration tool» (инструмент конфигурации системы), а

базой для конфигурирования служат исходные данные функциональных и коммуникационных возможностей ИЭУ всех марок и всех производителей независимо от типа этих устройств. И это также должно быть учтено в алгоритме работы АЦКТН.

Алгоритм работы АЦКТН должен предусматривать возможности контроля и диагностики каналов сбора, передачи информации и управления, а также упрощение проверки правильности функционирования устройств с помощью ПАК ЦПС. Это должно происходить за счет периодической и комплексной проверки оборудования, в том числе удалённой. Данные особенности алгоритмов работы АЦКТН должны способствовать формированию единой системы диагностики и переходу к выполнению удалённой функциональной диагностики ПАК ЦПС. Это позволяет оперативно фиксировать сбои и предупреждать об их появлении, что значительно повышает надёжность ЦПС. В целом эти мероприятия направлены на создание ПС без обслуживающего персонала. Их успешному выполнению также во многом способствует механизм тестовых сообщений, предусмотренный МЭК 61850.

В соответствии с требованиями МЭК 61850-5 время передачи данных измерений от АЦКТН до их получателей на ПС должно быть строго регламентировано. Измерения и все операции на ПС должны выполняться с привязкой к единому времени, а время выполнения измерений должно фиксироваться. Точность фиксации времени – также в соответствии с требованиями МЭК 61850-5. Синхронизация календарного времени должна осуществляться с применением протокола SNTP (Simple Network Time Protocol). Инструментальная синхронизация в АЦКТН должна осуществляться по протоколу PTP (Precision Time Protocol). Также алгоритм работы АЦКТН должен учитывать, что применительно к измерительным трансформаторам в обоснованных случаях в соответствии со стандартом МЭК 60040-8 допускается инструментальная синхронизация по протоколу 1PPS (импульсный сигнал

прямоугольной формы положительной полярности длительностью 2 мкс с периодом повторения 1с - секундная метка).

В соответствии с требованиями МЭК 61850-7-2 алгоритм работы АЦКТН должен поддерживать принципы единства измерений, когда количество первичных измерительных преобразователей в составе интеллектуальных датчиков, применяемых в точках измерения, должно быть сведено к минимуму. Измерения электрических величин на одном присоединении ПС на одной фазе должны обеспечиваться минимальным количеством первичных и вторичных конверторов, но без потери функциональной надёжности всех функциональных подсистем (РЗА и ПА, измерения и управления, учёт электроэнергии и др.).

## **1.2 Анализ требований, предъявляемых к программному обеспечению цифровых подстанций**

Зачастую в системах управления, используемых на предприятиях энергетического комплекса, применяются технологии образца середины 1980-х годов. Их возраст препятствует повышению продуктивности вследствие невозможности эффективной интеграции высокопродуктивных диагностических приборов, средств оценки исправности активов и встроенных систем безопасности. Применение более совершенных технологий позволит добиваться многих целей. Существует ряд причин, по которым руководству предприятий энергетического комплекса следует задуматься о проведении модернизации. На многих предприятия используются устаревшие, доставшиеся в наследство от прошлого, системы управления автоматизацией производственных процессов. Часто разъемы и провода образуют запутанную структуру и находятся в неудовлетворительном состоянии, что не позволяет получать точную информацию в порядке обратной связи. Это также не позволяет оперативно устранять возникшие неисправности, и в результате ущерб от вынужденного простоя при отказе оборудования вырастает в значительные суммы.

В качестве решения подобного рода проблем за рубежом с начала XXI века резко возрос интерес к проблемам построения высокоэффективных и высоконадежных систем диспетчерского управления и сбора данных. С одной стороны, это связано со значительным прогрессом в области вычислительной техники, программного обеспечения и телекоммуникаций, что увеличивает возможности и расширяет сферу применения автоматизированных систем. С другой стороны, развитие информационных технологий, повышение степени автоматизации и перераспределение функций между человеком и аппаратурой обострило проблему взаимодействия человека-оператора с системой управления.

Расследование и анализ большинства аварий и происшествий в промышленности и на транспорте, часть из которых привела к катастрофическим последствиям, показали, что, если в 60-х годах XX века ошибка человека являлась первоначальной причиной лишь 20% инцидентов, то в 90-х годах доля «человеческого фактора» возросла до 80%, причем в связи с постоянным совершенствованием технологий и повышением надежности электронного оборудования и машин эта доля может еще возрастать.

Основной причиной таких тенденций является старый традиционный подход к построению АСУ, который применяется часто и в настоящее время: ориентация, в первую очередь, на применение новейших технических (технологических) достижений, стремление повысить степень автоматизации и функциональные возможности системы и, в то же время, недооценка необходимости построения эффективного человеко-машинного интерфейса (HMI – Human-Machine Interface), т.е. интерфейса, ориентированного на оператора. Возникла необходимость применения нового подхода при разработке таких систем, а именно, ориентация в первую очередь на человека-оператора (диспетчера) и его задачи. Реализацией такого подхода и являются SCADA-системы, которые иногда даже называют SCADA/HMI.

В настоящее время SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition – диспетчерское управление и сбор данных) является наиболее перспективной

технологией автоматизированного управления во многих отраслях промышленности. Управление технологическими процессами на основе SCADA-систем стало осуществляться в передовых зарубежных странах в 80-е годы XX века. В России переход к управлению на основе SCADA-систем стал осуществляться несколько позднее, в 90-е годы. SCADA-системы наилучшим образом применимы для автоматизации управления непрерывными и распределенными процессами, какими являются процессы производства, передачи и распределения электроэнергии.

Прогресс в области информационных технологий обусловил развитие всех структурных компонент систем диспетчерского управления и сбора данных, что позволило значительно увеличить их возможности; так, число контролируемых удаленных точек в современной SCADA-системе может достигать 100 000 и более. На настоящий момент значение данного параметра практически не имеет ограничений. Основная тенденция развития технических средств (аппаратного и программного обеспечения) SCADA – миграция в сторону полностью открытых систем. Открытая архитектура и соблюдение международных стандартов позволяет независимо выбирать различные компоненты системы от различных производителей, создавать собственные решения. В результате – расширение функциональных возможностей, облегчение обслуживания и снижение стоимости SCADA-систем.

Проводимое в ходе ВКР моделирование, которое является одним из основных методов научных исследований, целесообразно проводить с использованием свободно распространяемого программного обеспечения. Особенно это актуально при привлечении к исследованиям большого числа молодых специалистов, включая студентов и аспирантов. Результаты и опыт моделирования электротехнических систем с применением свободно распространяемого программного обеспечения изложен в [31, 32, 33].

Для всех рассмотренных выше устройств при работе в составе программно-аппаратного комплекса цифровой подстанции требуется решение задачи

интеграции. Интеграция программных ресурсов отдельных систем и/или подсистем, заключается в обеспечении строго регламентированных информационных взаимосвязей между ними, основанных на использовании стандартных протоколов обмена данными. Степень интеграции может быть различной: в полностью интегрированных системах для объединяемых устройств существует единая среда настройки, поддерживаемая соответствующими инструментальными программными средствами, используемыми при разработке, внедрении и эксплуатации системы; при минимальной степени интеграции могут использоваться разные среды настройки [50].

Интегрируемые подсистемы (устройства) должны выполнять свои основные функции практически независимо от состояния других средств автоматизации на ПС – это обеспечивает требуемый уровень надежности функционирования и живучести, как отдельных узлов, так и всего комплекса управления в целом.

В общем случае информационный обмен между интегрируемыми подсистемами (устройствами) и АСУ ТП должен включать передачу следующих данных:

- измеряемые и вычисляемые параметры, характеризующие текущий режим и состояние контролируемого и управляемого оборудования;
- статусные сигналы (недостоверность выдаваемой информации, неисправности, потеря сигнала единого времени и т.д.);
- специальная информация (осциллограммы, информация об уставках и внутренней логике, временные срезы и т.п.);
- команды к исполнительным органам, органам настройки, квитирования местной сигнализации.

Информационный обмен между интеллектуальными электронными устройствами (ИЭУ) смежных систем и АСУ ТП должен осуществляться в цифровом виде с использованием международных стандартных протоколов МЭК с помощью внутрисистемных средств коммуникации [51].

Сегодня большинство разработчиков промышленных и телекоммуникационных компьютерных систем предпочитают использовать готовые платы. При разработке модуля объединения необходимо учесть передовой опыт отечественных производителей ЦИТ, которые при разработке цифрового интерфейса своих трансформаторов в соответствии с МЭК 61850 использовали специализированную цифровую платформу для измерительных трансформаторов «Авача» [52].

«Авача» представляет собой единый цифровой интерфейс для различных видов измерительных трансформаторов. На сегодняшний день интеграцию с платформой Авача поддерживают такие производители как Профотек, ТЕРМА-ЭНЕРГО, а также изделия, разработанные специалистами Ивановского Государственного Энергетического Университета (ИГЭУ).

Данный цифровой интерфейс является универсальным, так как ЦИТ, использующие его, могут быть рассчитаны на различные номинальные напряжения и работать на разных физических принципах.

Реализованный непосредственно в платформе сервер MMS в соответствии с МЭК 61850 позволяет осуществлять прямую интеграцию аппарата с «Авачей» в SCADA-систему без промежуточных контроллеров, что позволяет в реальном времени получать диагностическую информацию, наряду с измерениями действующих значений тока и напряжения. Также, что немаловажно, цифровая платформа «Авача» является полностью российской разработкой, исключая возможность программных «закладок» и уязвимости энергообъектов.

Выводы по разделу 1.

1. В соответствии с направлениями модернизации энергетики России поставлена задача перехода на цифровые подстанции, которые при отсутствии постоянного персонала передают информацию о режимных параметрах оборудования на предприятия электрических сетей и/или в энергосистемы по цифровым кабелям связи.

2. Измерение токов и напряжений в линиях электропередач (ЛЭП), которые подходят к подстанциям, в настоящее время осуществляется в основном с



помощью высоковольтных электромагнитных измерительных трансформаторов тока и напряжения с масляной или элегазовой изоляцией, которые преобразуют большие токи высоких напряжений в меньшие токи низких напряжений, которые затем могут быть преобразованы в цифровые коды с помощью аналого-цифровых преобразователей (АЦП).

3. Одно из последних направлений в области измерения токов высоких напряжений – оптические трансформаторы и преобразователи тока и напряжения. Недостаток этих устройств – высокая цена.

4. Существует направление преобразования тока высокого напряжения в сигнал низкого напряжения или цифровой код, функционально связанный с измеряемым током – электронные трансформаторы тока и напряжения (ЭТТ и ЭТН).

5. Проектирование ЭТТ и ЭТН регламентировано нормативными документами на государственном уровне.

8. Повышение точности и быстродействия при измерении токов и напряжений можно достигать путем оптимизации вычислительных процедур в микроконтроллерах ВЧ и НЧ.

9. Цена одного комбинированного трансформатора тока и напряжения ниже, чем цена двух трансформаторов тока и напряжения, выполненных в виде отдельных приборов, а надежность – выше.

10. ВКР соответствует приоритетным направлениям научно-технического прогресса в энергетическом секторе, включающим создание автоматизированных систем управления спросом на электроэнергию, создание высокоинтегрированного информационно-управляющего комплекса оперативно-диспетчерского управления в режиме реального времени, создание и широкое внедрение централизованных систем противоаварийного управления, охватывающих все уровни Единой энергетической системы России.

## **2 РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМОВ ОБМЕНА ИНФОРМАЦИЕЙ МЕЖДУ ОБОРУДОВАНИЕМ ИНФОРМАЦИОННОГО ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ И СТАНЦИОННЫМ УРОВНЕМ ПРОГРАММНО-АППАРАТНОГО КОМПЛЕКСА ЦИФРОВОЙ ПОДСТАНЦИИ**

В настоящее время требования к алгоритмам работы первичного оборудования для ЦПС (и ЦПС в целом) во многом направлены на необходимость повышения качества эксплуатации и функционирования электрических подстанций (ПС). Эта необходимость обусловлена, прежде всего, ростом экономических требований, когда появление новых бизнес-процессов и организационных структур требует более полной и оперативной информации, а также физическим и моральным старением оборудования ПС. В связи с этим алгоритм работы АЦКТТН должен обеспечивать расширение функциональных возможностей технологических подсистем для исключения необходимости в модернизации при появлении новых функциональных задач. Следует отметить, что внедрение цифровых измерительных трансформаторов на ПС не позволит полностью устранить необходимость в их дальнейшей модернизации, однако алгоритм работы АЦКТТН должен позволить избежать вынужденных модернизаций, когда уже новое, модернизированное оборудование в скором времени перестает выполнять требуемые функции.

### **2.1 Алгоритм передачи измерительной информации от измерительных трансформаторов в модуль объединения**

Особенностью предлагаемого решения является использование комбинированного ЦИТ – АЦКТТН. В соответствии с этим решением АЦКТТН представляет собой изделие, состоящее из трёх измерительных колонн. Измерительные колонны установлены на опорных конструкциях на территории ОРУ подстанции. Первичные датчики тока находятся в верхней части

измерительной колонны, а первичные датчики напряжения находятся внутри полости трубчатого изолятора высоковольтной опоры. Оконечный блок АЦКТН устанавливается на общеподстанционном пункте управления (ОПУ).

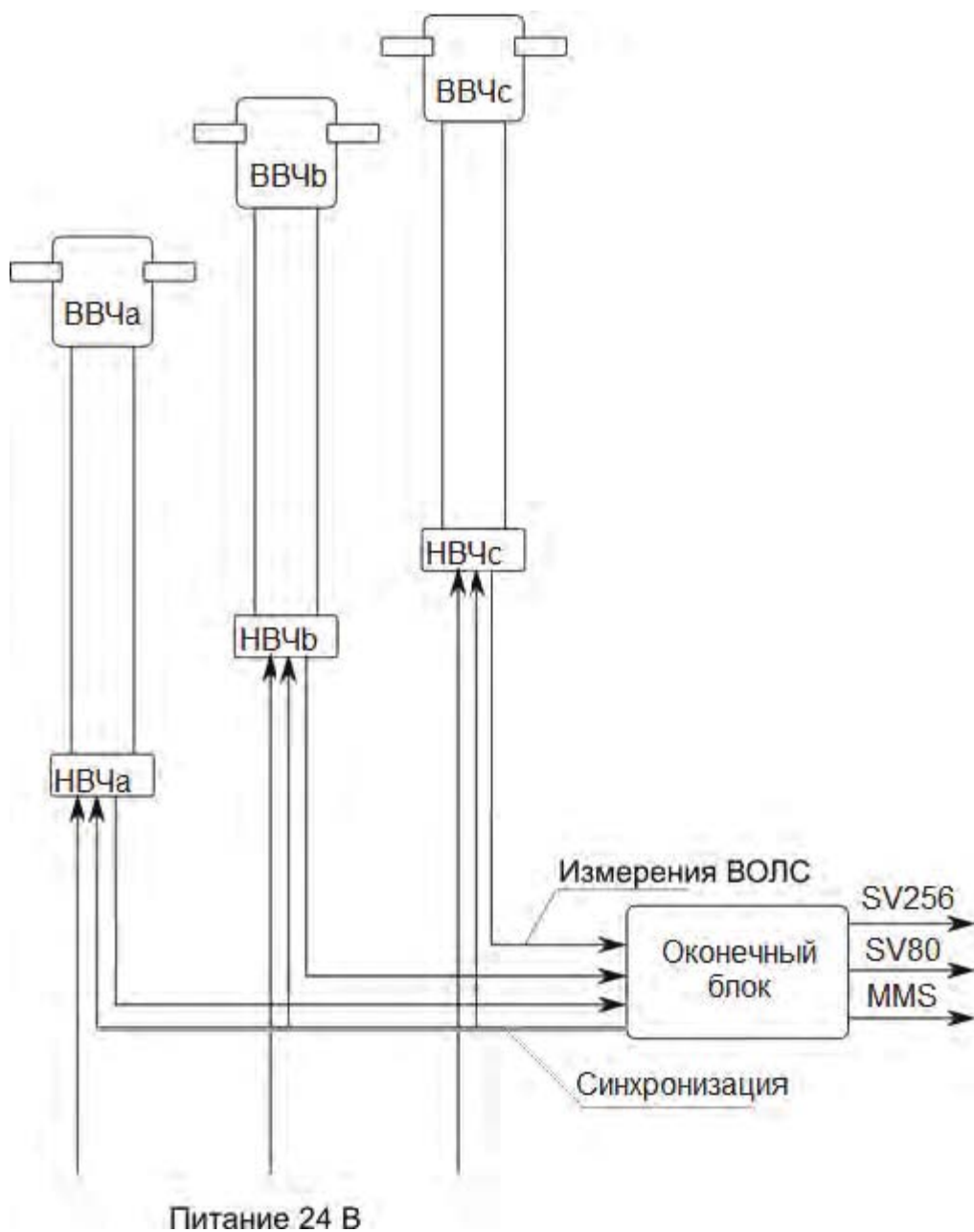


Рисунок 2 – Функциональная схема измерительной системы на основе АЦКТН

Измеренные в ВВЧ первичными датчиками сигналы передаются на уровень земли к вторичным конверторам НВЧ, а оттуда в оконечный блок. Взаимодействие между ВВЧ и НВЧ, а также НВЧ и оконечным блоком осуществляется по проприетарным протоколам производителя. В оконечном

блоке данные от первичных датчиков объединяются единый цифровой поток данных в соответствии с протоколом МЭК 61850-9-2 LE (SV256 и SV80).

Алгоритм работы оконечного блока АЦКТН направлен на формирование пакета МЭК 61850-9-2 из пакета внутреннего формата ООО «Челэнергоприбор» путем его перекодирования. Таким образом, для того, чтобы создать поток данных для последующей обработки нужно знать точное положение соответствующих значений в кадре, пришедшем от НЧ. Для этого оконечный блок АЦКТН необходимо настроить на данные от НЧ.

В память оконечного блока АЦКТН загружается конкретный пакет от НЧ с характерными маркерами. Пример такого пакета представлен в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Формат пакета передачи данных от НВЧ к оконечному блоку

0	AAh	Заголовок пакета
1	FFh	Код формата пакета
2	State	Байт статуса
3...6	$u(t)$	Напряжение в вольтах с измерительного делителя в формате float, 4 байта. Формат здесь и далее - число с одинарной точностью в соответствии с IEEE 754-1995. Младший байт - первый
7...10	$i_{TT}(t)$	Значение тока с измерительного ТТ в формате float, 4 байта
11...14	$i_{пр}(t)$	Значение тока с пояса Роговского в формате float, 4 байта
15...18	$u_{НВ}(t)$	Напряжение в вольтах с делителя напряжения на низкой стороне в формате float, 4 байта
19, 20	num	Номер отсчета с момента прихода импульса 1PPS в диапазоне 0...12799. В случае пропуска сигнала 1 PPS выходит за диапазон

21	CRC8	ЦКС по алгоритму Maxim/Dallas
22	F0h	Маркер конца пакета

Причем байт статуса (StateHV) выставляется в соответствии со следующими режимами работы:

- 1h - работа в нормальном режиме;
- 02h - режим активации, данные только от ПР, данные от ТТ и ТН - нулевые;
- 04h - переполнение АЦП при измерении тока с ТТ
- 08h - переполнение АЦП при измерении тока с ПР;
- 10h - переполнение АЦП при измерении напряжения;
- 20h - пониженное напряжение;
- 40h - отсутствуют данные от ВВЧ

После того, как был загружен пакет внутреннего формата с маркерами, АКЦТТН работает в том режиме, заданном в StateHV. Если в StateHV пришел сигнал 01h, то окончательный блок записывает значения токов и напряжений в соответствующие места в кадре МЭК 61850-9-2, а также выставляет флаги качества в нормальное состояние. Иначе, если же в StateHV хранится значение отличное от 01h, то окончательный блок соответствующим образом сигнализирует об этом. Например, если приходит сигнал 40h, то вместо значений тока и напряжения с данной фазы, окончательный блок выставляет нулевое значение и флаги качества выставляют в соответствующее положение, сигнализирующем о неисправности НЧ, в соответствии с МЭК 61850-9-2. Как было уже сказано выше, окончательный блок должен создавать два потока формата МЭК 61850-9-2LE. МЭК 61850-9-2LE – это уточнение стандарта МЭК 61850-9-2 в плане некоторых деталей, влияющих, прежде всего, на интеграцию ИЭУ. Например, согласно МЭК 61850-9-2LE, окончательный блок должен создавать два потока данных SV256 и SV80. Общий вид кадра МЭК 61850-9-2 представлен в таблице 1.4. Кадры формата SV256 и SV80 будут отличаться только наполнением APDU (APDU

(Application Protocol Data Unit) – прикладной протокол данных, непосредственно содержащий измерительную информацию) и числом по ASDU (количество блоков данных ASDU).

Таблица 1.4 – Общий вид кадра формата МЭК 61850-9-2

	Преамбула (7 байт)
	Начало кадра (1 байт)
Заголовок MAC	Адрес получателя (6 байт)
	Адрес отправителя (6 байт)
Идентификатор протокола тегирования и тег	Тег приоритета, CLI- флаг канонического формата (для Ethernet 0) и VLAN ID (4 байта)
Тип	Ethernet-тип / длина (2 байта)
Ethernet-тип PDU (создаваемый источником)	APPID (2 байта)
	Длина (2 байта)
	Резерв 1 (2 байта)
	Резерв 2 (2 байта)
	APDU
	FCS – контрольная последовательность фрейма (4 байта)

## 2.2 Алгоритм формирования потока SV256

После того, как оконечный блок получил данные, он в соответствии с байтом статуса создает поток SV256. Это поток данных МЭК 61850-9-2, с выставленным значением количества выборок в одном пакете (по ASDU) – 8 штук. Такой пакет имеет частоту дискретизации 256 за период питающего напряжения. Соответственно, частота выдачи информации будет такой же, как и на входе – 12,8 кГц. В таблице 1.5. представлен APDU для потока SV256. В таблице 1.6. не

расписаны ASDU 2-8 по причине повторения внутренней информации. Отличия заключаются только в значениях токов и напряжений.

Таким образом, значения тока и напряжения одной фазы перекодируются на свое место I и U соответствующей фазы. Quality – набор флагов, выставляющихся в соответствии с StateHV.

Таблица 1.5 – APDU для SV256

savPdu(APDU)	noASDU	ASDU 1	SvID	quality
	Sequence of ASDU			
			smpCnt	
			confRev	
			smpSynch	
			Sequence of Data	
				I <sub>a</sub>
				quality
				I <sub>b</sub>
				quality
				I <sub>c</sub>
				quality
				I <sub>n</sub>
				quality
				U <sub>a</sub>
				quality
				U <sub>b</sub>
				quality
				U <sub>c</sub>
				quality
				U <sub>n</sub>
				quality
		ASDU 2		
		ASDU 3		
		ASDU 4		
		ASDU 5		
		ASDU 6		
		ASDU 7		
		ASDU 8		

## 2.3 Алгоритм формирования потока SV80

Параллельно, созданию потока SV256, создается поток SV80. Это также поток, соответствующий формату МЭК 61850-9-2LE. Отличие этого потока, от SV256, состоит в том, что частота дискретизации составляет 80 выборок за период питающего напряжения. В одном пакете содержится - одна выборка (поASDU), таким образом мы получаем частоту передачи данных в 4кГц. В таблице 1.6. представлен APDU для SV80.

Так как входящий поток составляет 12800 значений в секунду, а выходящий – 4000, что не пропорционально 12800, то некоторые выходные значения приходится интерполировать.

### 4. Настройка буферизированных/не буферизированных отчетов по МЭК 61850-8-1

Настройка буферизированных/не буферизированных отчетов по МЭК 61850-8-1 заключается в добавлении в отчет тех объектно-ориентированных переменных, которые нуждаются в постоянном наблюдении. Такие переменные, как мгновенные значения, флаги качества и диагностики входят в эти переменные. Буферизированные от не буферизированных отчетов отличаются лишь тем, что буферизированные отчеты сохраняются, при обрыве связи на некотором узле до тех пор, пока не будет восстановлена сеть. После возобновления работы сети, все отчеты должны быть доставлены до подписчика. Это нужно лишь в том случае, если информация, которая передается, будет актуальна через некоторое продолжительное время. В противном случае используются не буферизированные отчеты для того, чтобы не хранить отчеты с устаревшей или с неактуальной на момент восстановления сети информацией. Информация, находящаяся внутри конкретного кадра или отчета, не имеет смысла, зато более пристальное внимание следует уделить объектно-ориентированным переменным и то, как они организованы.



Таблица 1.6 – APDU для SV80

savPdu(APDU)	no ASDU		
	Sequence of ASDU		
		ASDU 1	
			SvID
			smpCnt
			confRev
			smpSynch
			Sequence of Data
			I <sub>a</sub>
			quality
			I <sub>b</sub>
			quality
			I <sub>c</sub>
			quality
			I <sub>n</sub>
			quality
			U <sub>a</sub>
			quality
			U <sub>b</sub>
			quality
			U <sub>c</sub>
			quality
			U <sub>n</sub>
			quality

## 2.4 Алгоритм взаимодействия измерительной системы с АСУ ТП подстанции

Взаимодействие АЦКТТН с АСУ ТП подстанции осуществляется по схеме, приведенной на рисунке 3.

Алгоритм работы по этой схеме нижеследующий.

1. Настройка OPC-сервера на прием буферизированных/не буферизированных отчетов по МЭК 61850-8-1 и передачу данных в SCADA-систему.

После создания потока отчетов по МЭК 61850-8-1, нужно настроить OPC-сервер для приёма этих отчетов, их архивирование и дальнейшей доставки до SCADA. Для того, чтобы настроить OPC-сервер на приём данных, нужно модель интеллектуального устройства (ICD файл), загрузить в конфигуратор OPC-сервера.



Рисунок 3 — Схема взаимодействия АЦКТТН с АСУ ТП

В свою очередь, конфигуратор настроит OPC-сервер на прием отчетов. OPC-сервер будет принимать отчеты и сопоставлять с полученной конфигурацией. После сопоставления OPC-сервер будет архивировать полученные данные в соответствующих объектно-ориентированных переменных. После архивации, данные передаются в SCADA-систему. Архивация нужна для аварийных ситуаций, когда нужно разобраться в некоторой ситуации, случившейся ранее. В этом случае поднимаются архивы данных, в них отыскиваются данные, которые

не дошли до SCADA-системы, на основании их анализа выясняется причина возникновения неполадки, а затем она устраняется.

После настройки архивации данных на OPC-сервере, последний настраивают на передачу этих данных до SCADA-системы. Для этого, запускают OPC-сервер на передачу данных, указывая необходимые параметры. Так как OPC сервер базируется на платформенно-независимых протоколах, то SCADA-система автоматически воспринимает поток данных, идущих от OPC-сервера. Вследствие того, что SCADA-система и OPC-сервер обмениваются информацией по платформенно-независимому протоколу, то названия и вложенности объектно-ориентированных переменных и объектов передаются и распознаются однозначно.

## **2.5 Алгоритм настройки SCADA-системы**

Для настройки SCADA-системы разработчик обязан совместить названия и адреса входящих от OPC-сервера переменных с заготовленными внутренними переменными SCADA-системы. Так же, как и на OPC-сервере, нужно в SCADA-системе настроить архивацию данных. После приема SCADA-системой первых значений нужно задать SCADA-системе данные, необходимые для подсчета мощностей, тока и напряжения в нейтрали и т.п.

После настройки SCADA-системы на прием необходимо убедиться в адекватности входных данных. Для этого в SCADA-системе есть огромный функционал: от вывода на экран переменных и графиков, до построения трехмерных моделей. Функциональные возможности SCADA-системы рассмотрены в пункте 2.5. Программная реализация алгоритмов осуществляется при создании проекта ЦПС в SCADA-системе.

Выводы по разделу 2

1. Выполненная работа ПГ и полученные результаты соответствуют требованиям ТЗ.

2. Разработанные алгоритмы полностью соответствуют требованиям, предъявляемым к алгоритмам работы адаптивных устройств автоматики, управления и защиты для интеллектуальных электрических сетей.

3. Особенностью разработанных алгоритмов является использование комбинированного интеллектуального датчика тока и напряжения.

4. Разработанные алгоритмы обработки данных микроконтроллерами высоковольтной и низковольтной частей (МК ВЧ и МК ВЧ) соответствуют требованиям частного ТЗ (Приложение 1б Соглашения).

5. Разработанные алгоритмы ориентированы на реализацию с помощью отечественного программного обеспечения.

6. Выбранные способы и методы исследований соответствуют научно-техническим задачам, поставленным перед проектом.

7. Используемые инструменты исследований соответствуют современному уровню науки.

8. Научно-технические результаты, достигнутые при выполнении данной работы отчетного этапа, имеют новизну.

9. Научно-технические задачи, решенные в ходе выполнения данной работы, имеют прикладную значимость для дальнейшего развития науки и промышленного производства.

10. Эффективное взаимодействие Получателя субсидии с Индустриальным партнёром обеспечивалось проведением консультаций по функциональным возможностям АЦКТН.

### **3 ПРОГРАММНАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ АЛГОРИТМОВ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ИЗМЕРИТЕЛЬНОЙ СИСТЕМЫ И СТАНЦИОННОГО УРОВНЯ ПАК ЦПС СРЕДСТВАМИ УНИВЕРСАЛЬНОЙ SCADA-СИСТЕМЫ**

При разработке ПО для взаимодействия АЦКТТН с АСУ ТП ЦПС был использован тот же подход, что и при разработке ПО окончного блока, когда предпочтение отдано универсальным программным средствам, а не ПО от производителя. Помимо успешного решения вопросов с интеграцией, такой подход значительно снижает стоимость ПО и повышает эффективность разработки. Также, в итоге универсальное ПО, которое уже имеет десятки и даже сотни тысяч инсталляций, почти всегда имеет большую функциональность, гибкость и надёжность, чем вновь создаваемое ПО от производителя, рассчитанное на единичное применение. В этой связи в ходе выполнения ПНИЭР был осуществлен выбор универсальной SCADA-системы, её проверка на соответствие требованиям к ПО для АСУ ТП ЦПС, а также разработка проекта, позволяющего осуществлять передачу цифровой информации о высокоточных измерениях на низковольтную сторону по волоконно-оптическим линиям в цифровой форме и последующей передачей информации об измерениях по каналам связи в SCADA-систему в реальном времени.

#### **3.1 Выбор универсальной SCADA-системы**

Выбор универсальной SCADA-системы во многом связан с политикой использования ПО, проводимой потенциальным потребителем АЦКТТН ПАО «Россети». На сегодняшний день около половины оборудования на предприятиях ПАО «Россети» иностранного производства. Однако 20 августа 2014 года ПАО «Россети» и «Ростех» утвердили план по замене импортного оборудования. В будущем компания планирует оснастить свои производства исключительно отечественной техникой. В настоящее время руководство ПАО «Россети»

приостановило внедрение иностранных автоматизированных систем технологического управления и управления технологическим процессом.

Наиболее популярными российским универсальными SCADA-системами являются TRACE MODE и MasterSCADA. Однако, производитель MasterSCADA компания «ИнСАТ» (г. Москва) так же является и производителем OPC-сервера MasterOPC\_DI\_61850, необходимого для передачи в SCADA-систему цифровой информации в соответствии с МЭК 61850. Число таких OPC-серверов в мире невелико. Поэтому выбор в данном случае был однозначно сделан в пользу MasterSCADA.

### **3.2 Проверка соответствия универсальной SCADA-системы требованиям к ПО для АСУ ТП ЦПС**

Предварительным этапом разработки проекта, позволяющего осуществлять передачу цифровой информации о высокоточных измерениях от АЦКТТН в SCADA-систему в реальном времени, явилась проверка соответствия MasterSCADA требованиям к ПО для АСУ ТП ЦПС, изложенным в [2, 5]. Для этого предпринято ряд шагов и выявлен ряд соответствий.

1) Для **обеспечения коммуникации с контроллерами среднего уровня для приёма от них текущей информации о состоянии технологического объекта и передачи команд оператора для их последующей передаче устройствам нижнего уровня** в MasterSCADA имеется возможность использовать готовые исполнения контроллеров, а также — контроллеры с другой системой программирования. Для этого существует SoftLogic системы MasterPLC. MasterPLC — это набор исполнительных модулей MasterSCADA для программирования контроллеров с открытой архитектурой (SoftLogic), базирующихся на платформах x86, ARM7, ARM9, StrongARM, xScale и операционных системах DOS, miniOS7, Linux, Ecos, Windows CE, Windows. Предлагаемый инструментарий разработки позволяет MasterSCADA

взаимодействовать со всеми «чужими» контроллерами. На рисунке 4 представлено окно MasterSCADA при выборе контроллера.

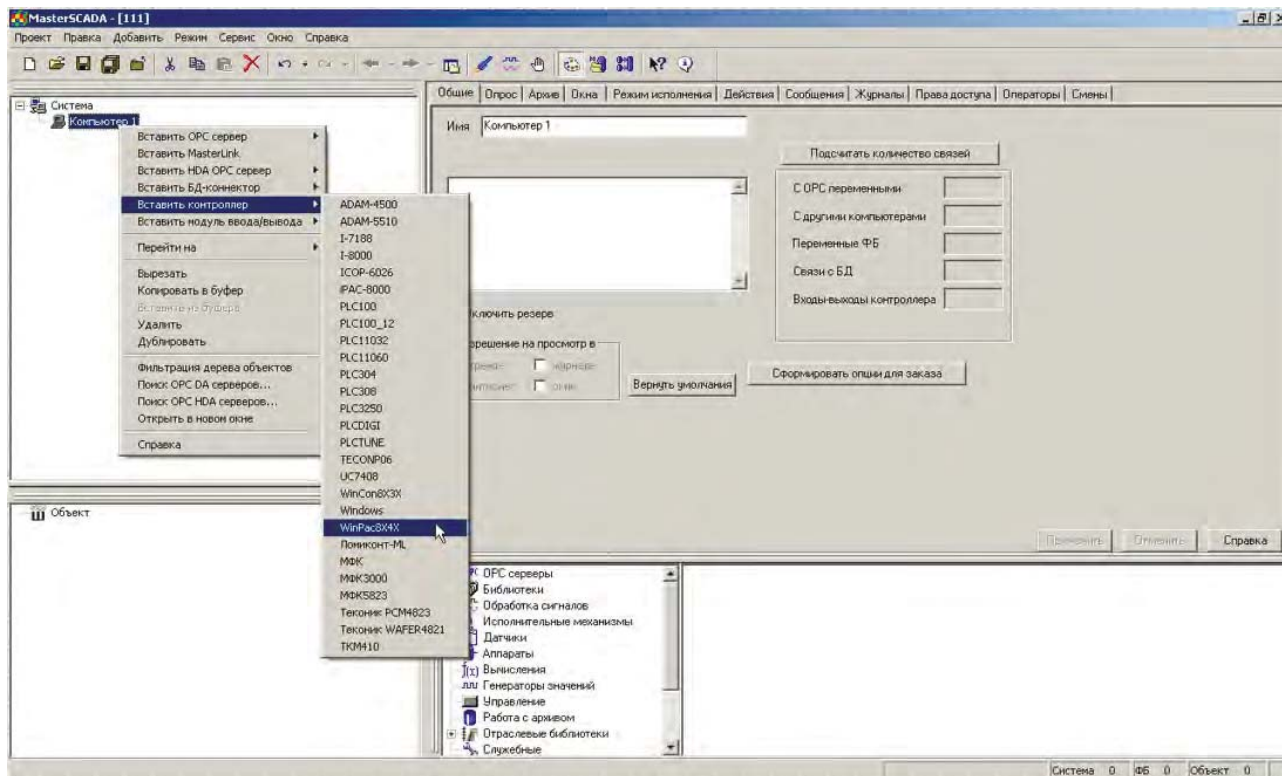


Рисунок 4 — Выбор контроллера средствами MasterSCADA

Конфигурации Контроллеров состоят из модулей ввода-вывода, имеющих входы-выходы (рисунок 5).

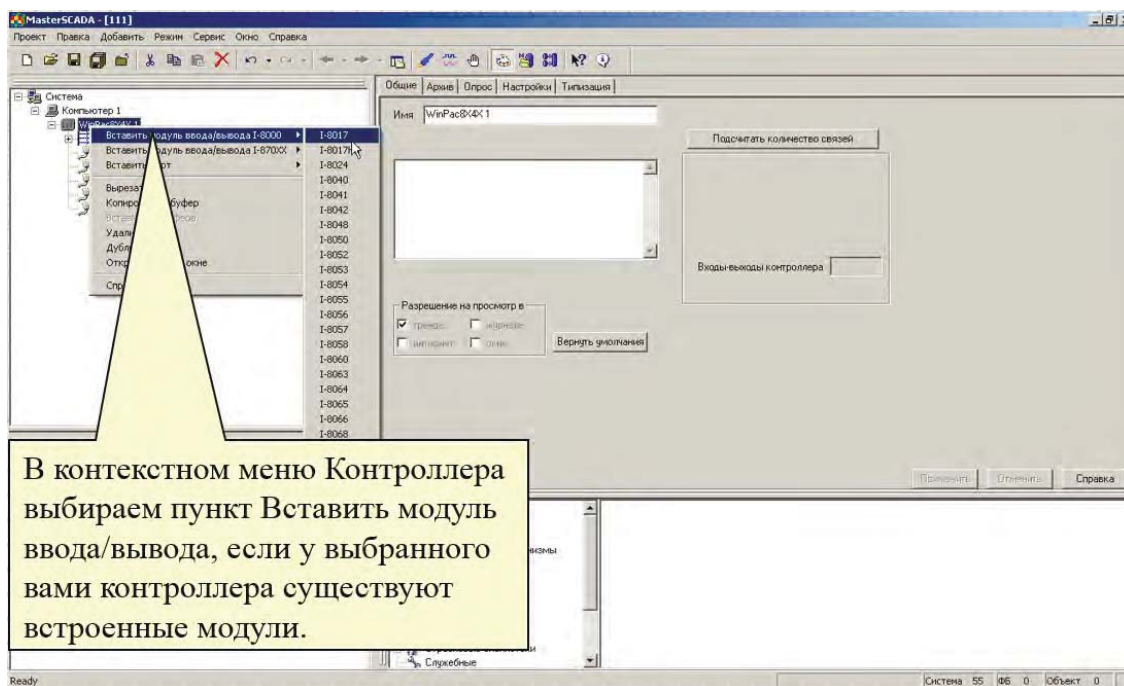


Рисунок 5 — Назначение входа-выхода контроллера

2) MasterSCADA — это система, в которой реализован объектный подход к разработке систем управления, учета или диспетчеризации. Объект в MasterSCADA — это основная единица разрабатываемой системы, соответствующая реальному технологическому объекту (ЦПС, цеху, участку, аппарату, датчику и т.п.), управляемому разрабатываемой с помощью MasterSCADA системой.

Объект имеет набор свойств и документов, которые жестко связаны с ним. В набор свойств и документов объекта входит обеспечение **визуализации мнемосхем, индикации аналоговых параметров, изменений состояний и сообщений о событиях с воссозданием клавиатуры управления на экране (электронные клавиши) и возможности управления электронными клавишами.**

Создание мнемосхем осуществляется с помощью статических рисунков, типовых элементов из палитры MasterGraph, визуальных объектов MasterSCADA и любых элементов в стандарте ActiveX (рисунок 6).



Рисунок 6 — Создание мнемосхем



Для обеспечения контроля и управления изменениями состояний объекта возможно использование predetermined и пользовательских сообщений (рисунок 7).

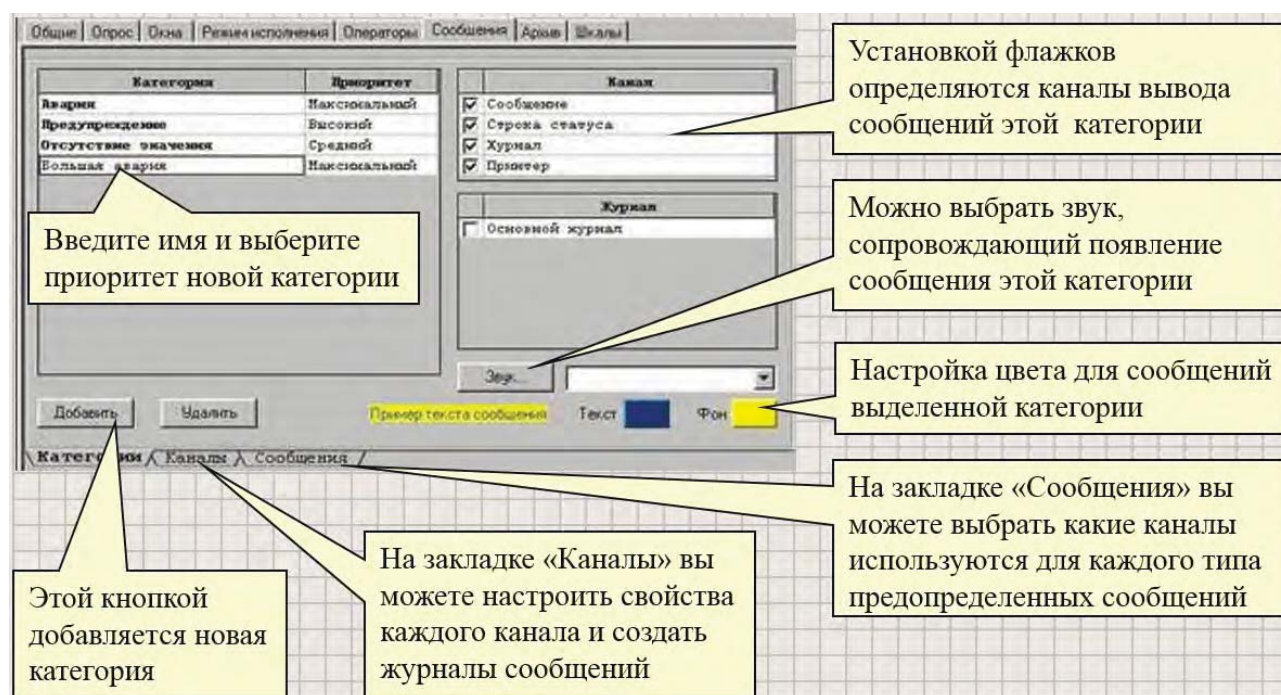


Рисунок 7 — Настройка окна сообщений

В режиме исполнения необходимо оповещать оператора о различных событиях. В MasterSCADA есть системные сообщения (сообщения о нехватке места на диске, отказ OPC сервера и т.д.), стандартные встроенные сообщения от переменных и функциональных блоков (нарушение контролируемых границ изменения параметров и т.п.), а также пользовательские сообщения, формируемые по любым определенным пользователям в проекте событиям. Количество сообщений в проекте не ограничивается.

Сообщения делятся на разные категории с разным уровнем приоритета, что позволяет наглядно выдавать оператору (диспетчеру) информацию.

В MasterSCADA существует несколько способов представления сообщений оператору – всплывающее окно сообщений, строка статуса, журнал сообщений, уведомления по SMS и E-Mail (рисунок 8). Каждой категории можно назначить один или несколько каналов вывода сообщений.

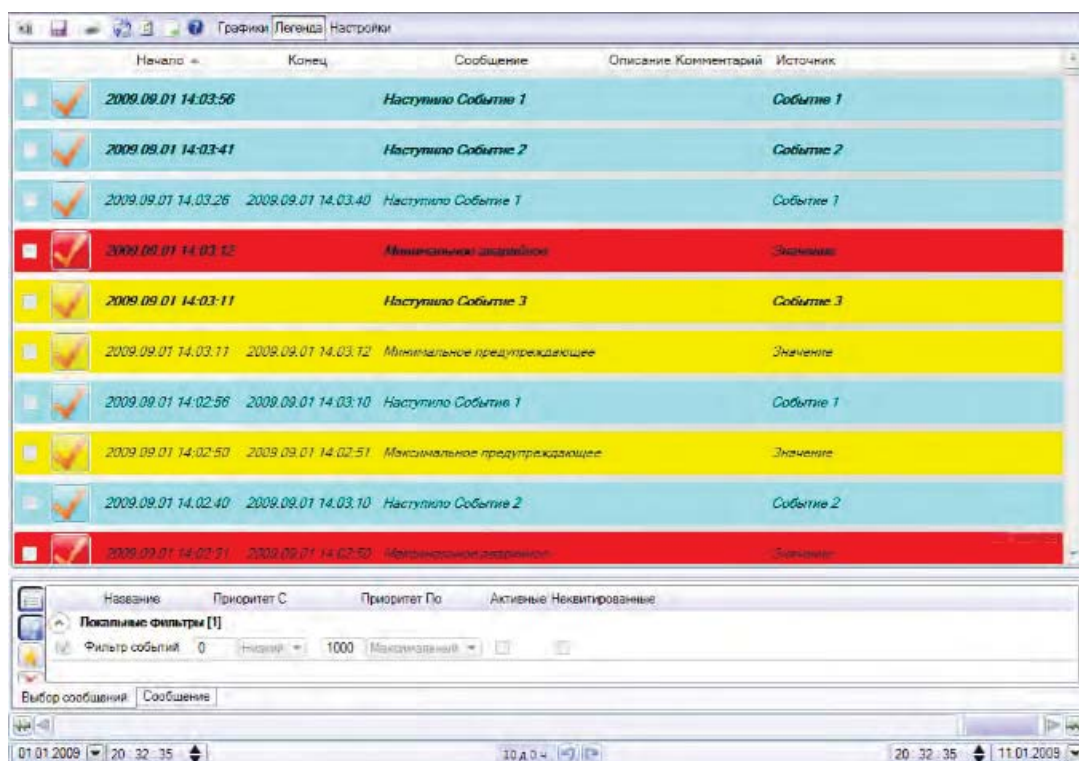


Рисунок 8 — Журнал сообщений

3) Для обеспечения наглядности, простоты и удобства конфигурирования (настройка) АРМ с обеспечением возможности внесения изменений в конфигурацию и настройку параметров в режиме on-line и с обеспечением доступа к оперативной базе данных и архивам в MasterSCADA предусмотрен набор удобного инструментария (рисунок 9):

- простой и понятный русскоязычный интерфейс;
- реализация большинства действий пользователя методом «перетаски и брось»;
- подробный справочный материал;
- интерактивный мультимедийный обучающий курс;
- наличие учебного проекта;
- запоминание всех индивидуальных настроек;
- контекстная справка;
- всплывающие подсказки;
- разбиение библиотек на определяемые пользователем категории;
- контроль допустимости вводимой информации.

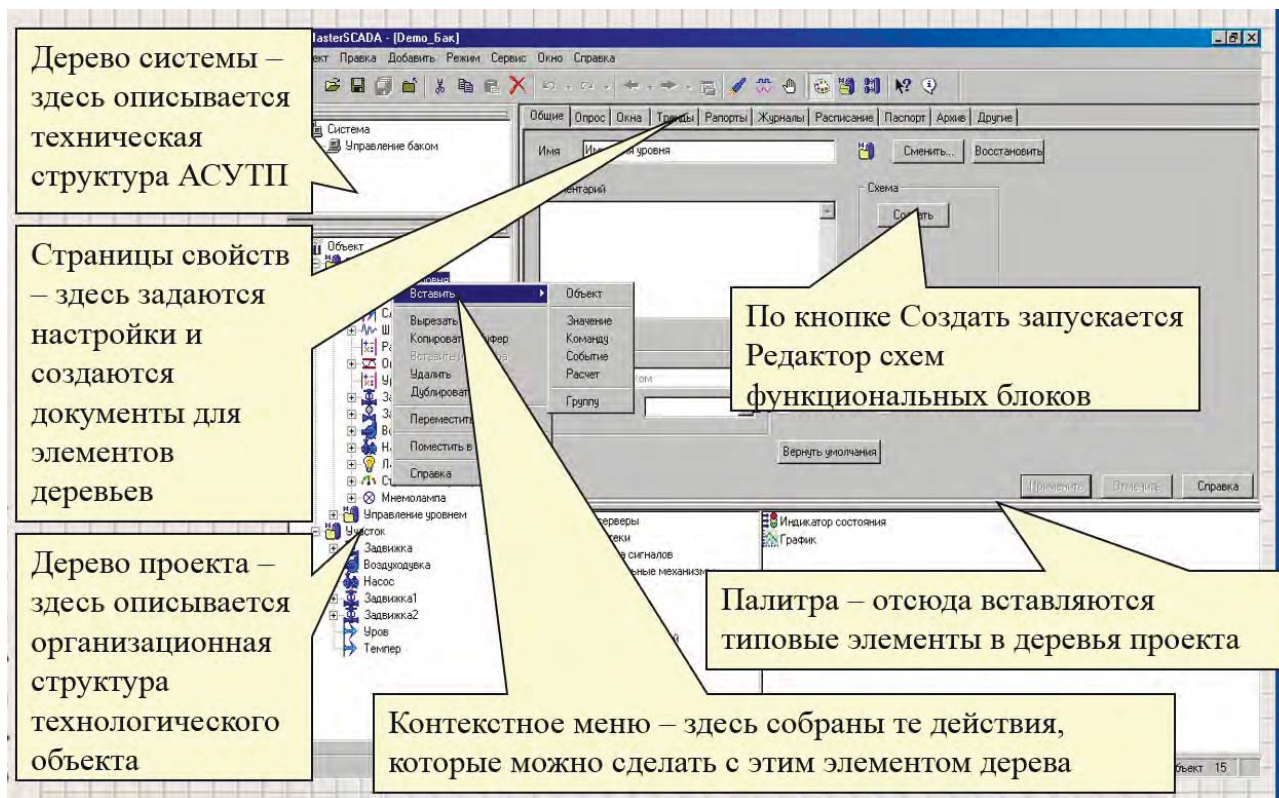


Рисунок 9 — Стандартное окно рабочего окна MasterSCADA

4) Интерфейс среды разработки MasterSCADA обеспечивает **доступность для прикладных задач наблюдения и управления процессами объектов, имеющих стандартные интерфейсы и аксессуары (кнопки, окно, раскрываемые объекты)**. Интерфейс построен на идеологии «все в одном». Все модули расширения встроены в общую оболочку. Пользователь всегда работает с простым единым внешним видом программы, состоящим из древовидного проекта, палитры библиотечных элементов и окна редактирования документов и свойств объекта (рисунок 10).

Разрабатываемый проект для любой прикладной задачи наблюдения и управления процессами объектов состоит из двух разделов: «Система» и «Объект». Раздел «Система» описывает техническую структуру реализуемой системы. Раздел «Объект» описывает иерархическую структуру контролируемого технологического объекта, свойства и документы каждого объекта. Этот раздел проекта создается из типовых и библиотечных элементов. Имеются три вида библиотечных элементов:

- функциональные блоки.

- визуальные функциональные блоки.
- библиотечные объекты — часть проекта, помещенная в библиотеку для повторного использования.

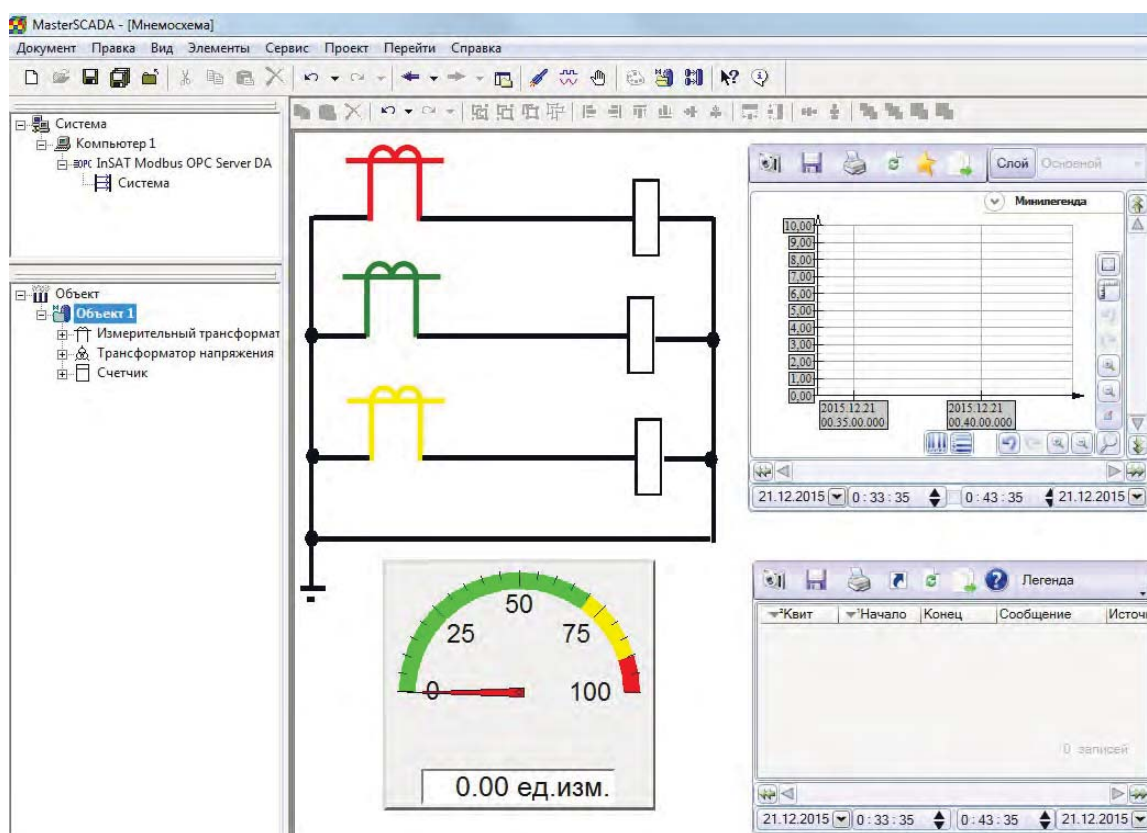


Рисунок 10 – Пользовательское окно MasterSCADA

5) В MasterSCADA имеется **широкий набор стандартных функций визуализации процесса и управления процессом в сочетании с возможностью программирования и отладки нестандартных функций пользователя с помощью встроенного языка программирования.** Это обеспечивает неограниченную гибкость вычислительных возможностей (рисунок 11):

- визуальное создание схемы вычислений на языке функциональных блоков (FBD);
- программирование алгоритмов на технологическом процедурном языке ST;
- библиотека из более 150 функциональных блоков, включая контроль и управление;
- первичная обработка каждого сигнала с автоматическим контролем до 6 границ;

- формульные вычисления значений и событий с обширной библиотекой функций;
- автоматическая и пользовательская обработка признаков качества значений;
- автоматическая индикация значений всех вычисленных сигналов;
- имитационный режим с индивидуальным выбором функций имитации сигналов;
- возможность создания пользовательских функциональных блоков и макроблоков;
- интеграция вычислительных, событийных и визуальных функций объектов;
- открытая объектная модель и возможность подключения скриптов, написанных на «C#»;
- открытые интерфейсы для подключения собственных алгоритмов, написанных на языке «С».

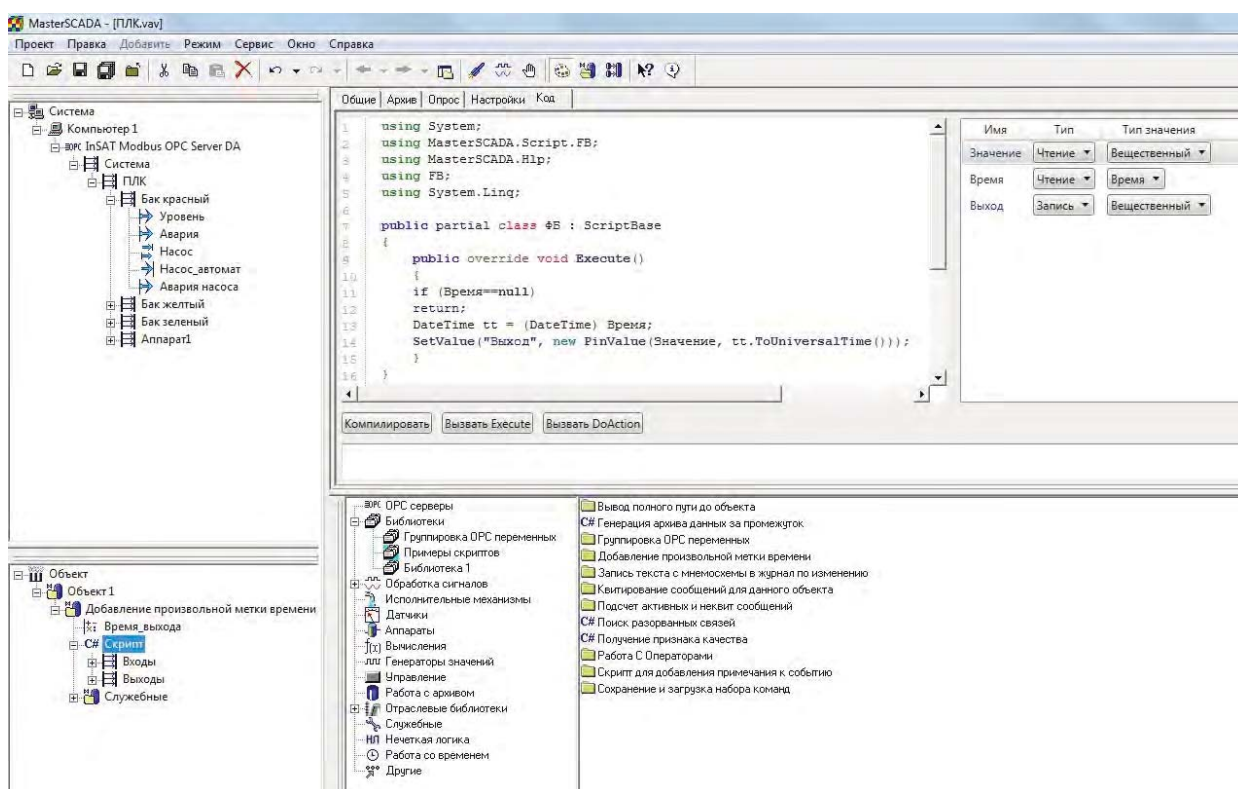


Рисунок 11 — Режим настройки скрипта

6) MasterSCADA обеспечена возможностью использования полнографического редактора изображений (рисунок 12).

Основным средством взаимодействия с оператором являются мнемосхемы – окна с представлением информации в графическом виде. На мнемосхемах отображаются состояние исполнительных механизмов и аппаратов, значения параметров системы, аварии и т.д. Для реализации мнемосхем создаются изображения с использованием полнографического редактора изображений.

Важным элементом SCADA системы является система **представления архивных данных** – графиков. Архивация данных в MasterSCADA может осуществляться в собственный файловый архив или в одну из распространенных СУБД (MS SQL, Oracle, Firebird). Для графического представления архивных значений параметров используется модуль трендов.

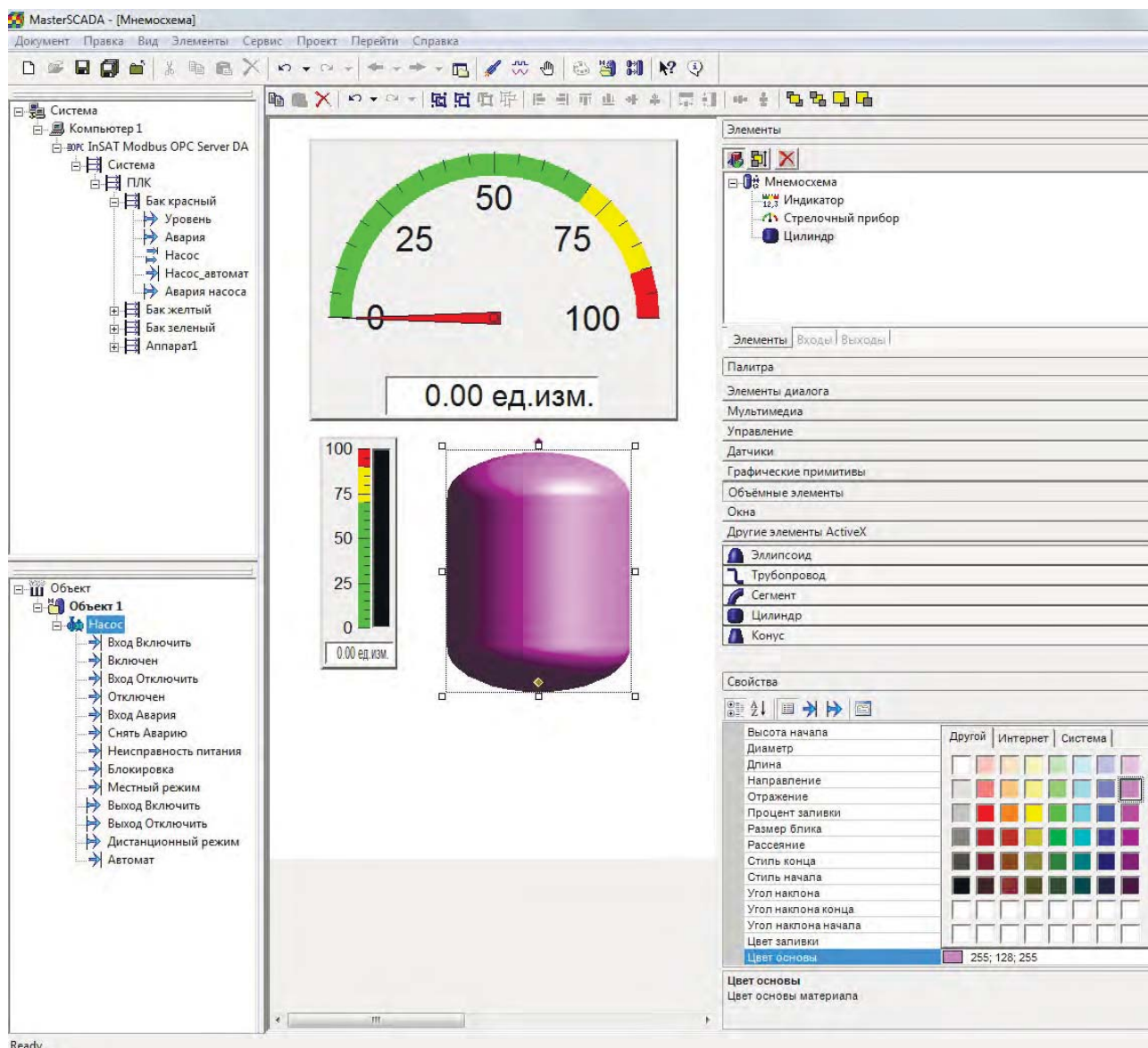


Рисунок 12 — Возможность редактирования изображений в MasterSCADA

Модуль трендов (рисунок 13) в MasterSCADA имеет обширную функциональность:

- практически полное управление составом служебных элементов тренда, его внешним видом;
- различные способы навигации по архивным данным, в том числе с использованием закладок, моментов нарушения границ и др;
- обработка перьев (фильтрация и др.), операции над двумя перьями (вычитание, корреляция и т.п.);
- выделение зон нарушения границ;
- табличное представление параметров;
- экспорт в различные форматы – как в графические (png, bmp, xps, jpg), так и табличные (csv);

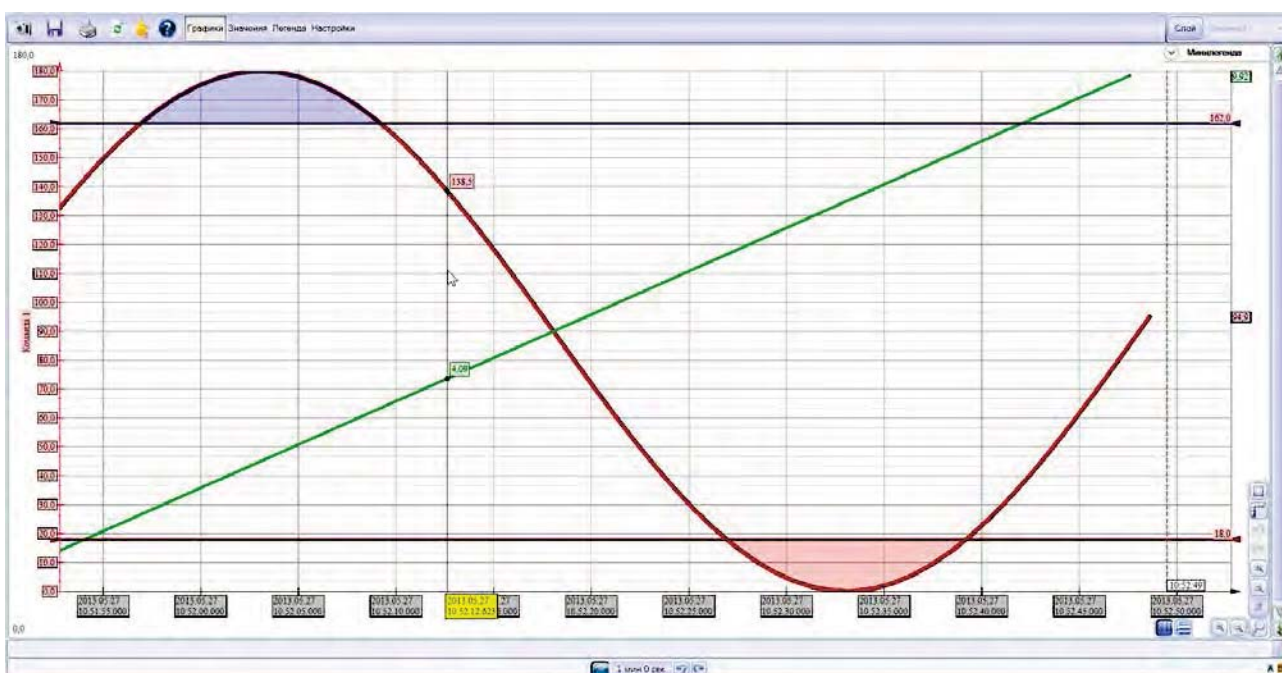


Рисунок 13 — Графическое представление архивных значений параметров с использованием модуля трендов

7) Для взаимодействия АЦКТТН с АСУ ТП подстанции от SCADA-системы требуется **многопользовательский режим на базе локальной сети и**

**технологии «клиент – сервер».** Причины, по которым нельзя ограничиться одним АРМом, следующие. В одних случаях единый технологический процесс состоит из нескольких технологических участков, за каждый из которых отвечает отдельный оператор. В других случаях требуется предоставить информацию с объекта не только оператору, но и другим специалистам – старшему оператору смены, технологом, плановикам, руководству. Если компьютеры операторов должны содержать полнофункциональные версии SCADA-программы, то для пользователей «второго» ряда, надо уже делать выбор между «толстым» клиентом (установленной на компьютер версии SCADA без возможностей опроса оборудования) и «тонким» (функционально ограниченным просмотром экранов SCADA в Интернет-браузере). В случае нескольких клиентов имеется повод для выделения серверов – ввода-вывода сигналов (опроса оборудования), архивов, печати. В системах диспетчеризации, а также в системах коммерческого и технического учета, как правило, имеется несколько пользователей системы (например, технологи), которые должны видеть все происходящее на объекте, но при этом вмешательство в процесс сбора данных или тем более в управление не входит в круг их обязанностей. В этом случае проектировщик строит клиент-серверную архитектуру, где клиентское рабочее место не имеет функций управления. MasterSCADA позволяет резервировать как операторские станции, так и сети (рисунок 14).

MasterSCADA позволяет создать единый проект всей сетевой системы. Состав компьютеров системы в MasterSCADA определяется добавлением в дерево системы узлов типа Компьютер, а распределение задач между этими узлами определяется назначением объектов дерева объектов (рисунок 15) для выполнения на конкретном Компьютере, настройками самого Компьютера и правами доступа назначенных ему операторов.



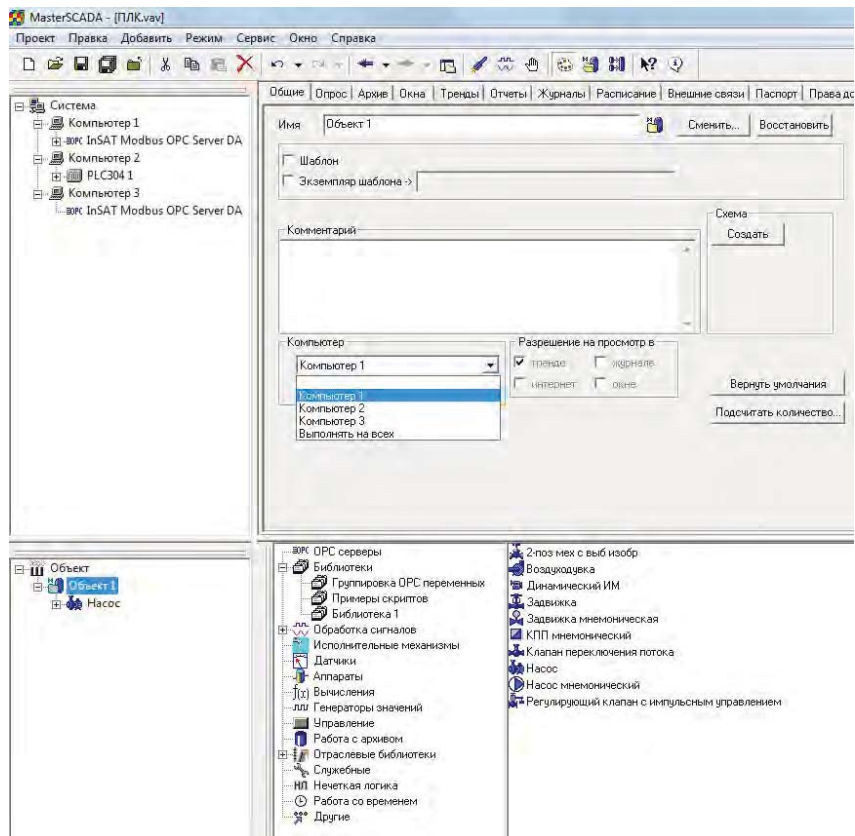


Рисунок 14 — Распределение проекта по компьютерам

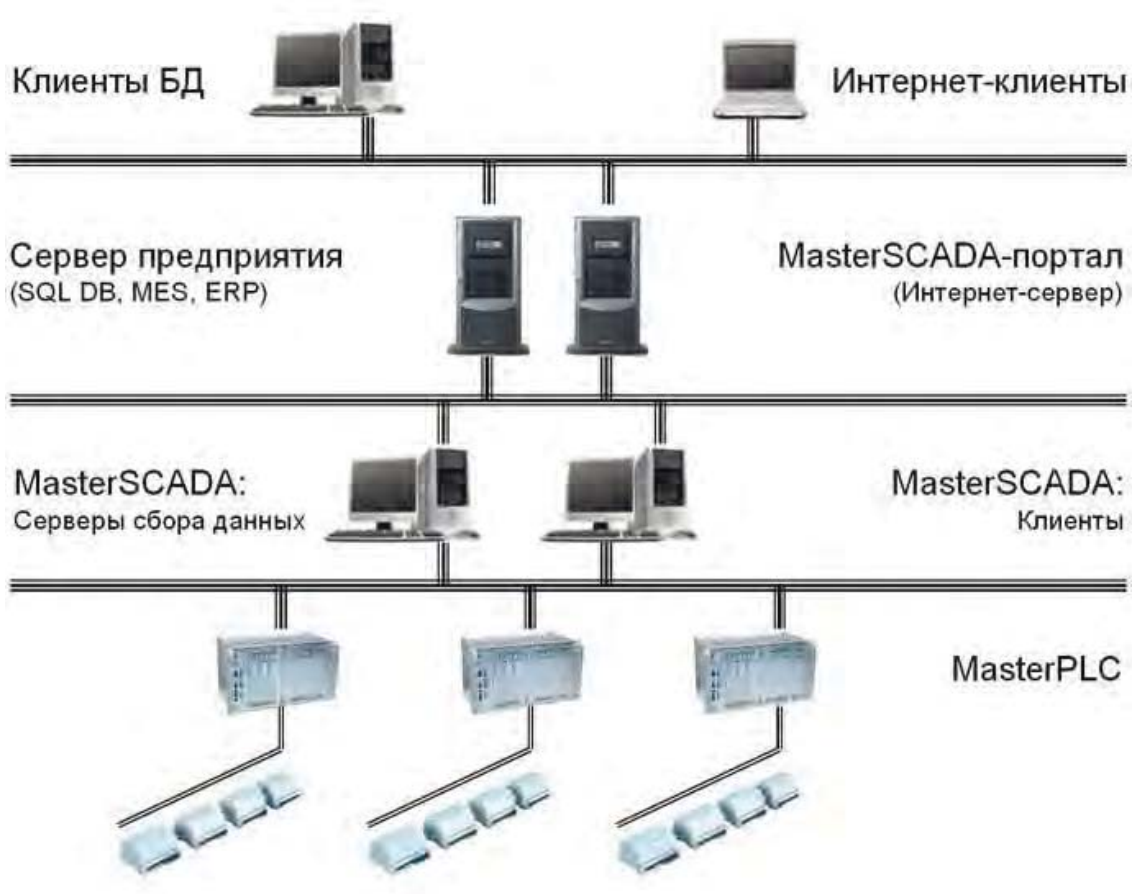


Рисунок 15 — Сетевая структура MasterSCADA

Таким образом, MasterSCADA удовлетворяет всем требованиям, предъявляемым к SCADA-системам на ЦПС. Это позволяет создать проект в SCADA-системе.

### **3.3 Разработка проекта ЦПС в SCADA-системе**

Предварительным этапом создания проекта в SCADA-системе является создание ICD файла для OPC-сервера (рисунок 16). Для того, чтобы OPC-сервер смог выполнять свои функции, нужно корректно задать ICD файл логического устройства, подключаемого к OPC-серверу. Согласно МЭК 61850 ICD файл должен:

1. Пройти проверку соответствия файла ICD схеме SCL МЭК 61850-6
2. Имена и наборы данных, указанные в ICD должны соответствовать тем наборам данных, которые транслируются в сеть.
3. Имена и логические узлы должны иметь стандартный формат (LLN0, LPHD, InnATCTR1, InnBTCTR2, InnCTCTR3, InnNTCTR4, UnnATVTR1, UnnBTVTR2, UnnCTVTR3, UnnNTVTR4)
4. В логическом узле LLN0 данного логического устройства должны содержаться элементы: Набор данных «PhsMeas1», блок отправки мгновенных значений «MSVCB01» или «MSVCB02».

Таким образом, в ICD файле можно проверить конфигурацию некоторого устройства и, если что-то сконфигурировано неправильно, то можно дописать код.

После загрузки ICD файла в конфигуратор, последний создаст конфигурацию объекта, которую можно будет загрузить на OPC-сервер. OPC-сервер будет создавать объектно-ориентированные переменные, которые будут передаваться по платформенно-независимому протоколу.

Далее в проекте SCADA-системы было создано дерево системы, которое отображает все переменные, поступающие от OPC-сервера. Именно с этими

переменными может работать SCADA-система. Дерево системы созданного проекта представлено на рисунке 17.

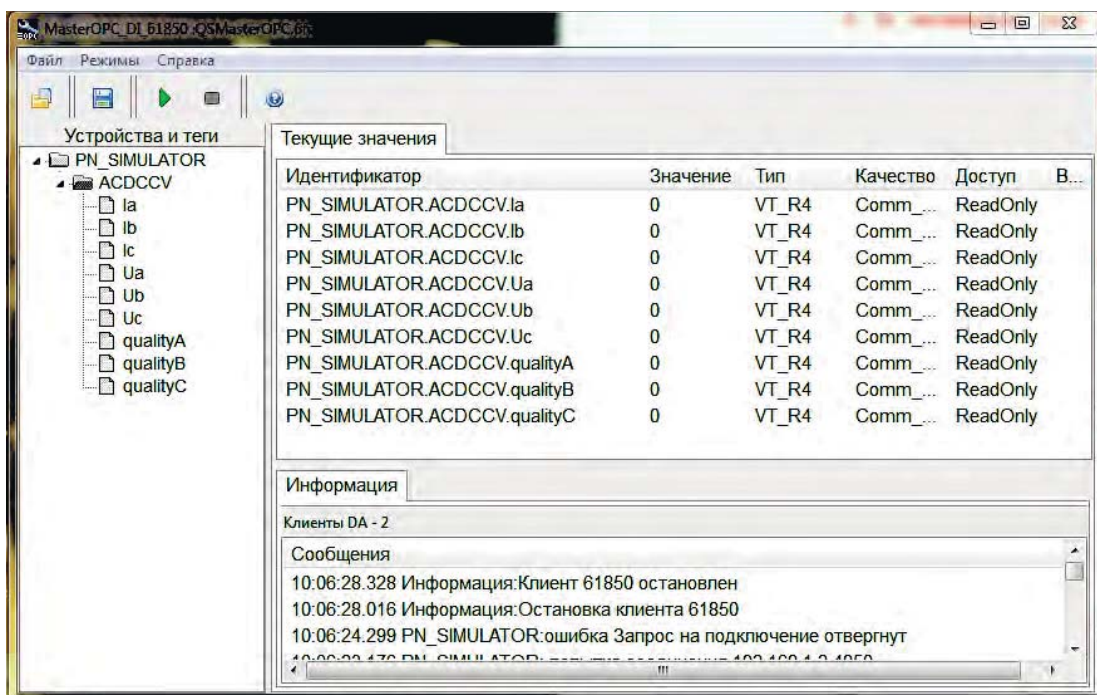


Рисунок 16 — Программная оболочка OPC сервера

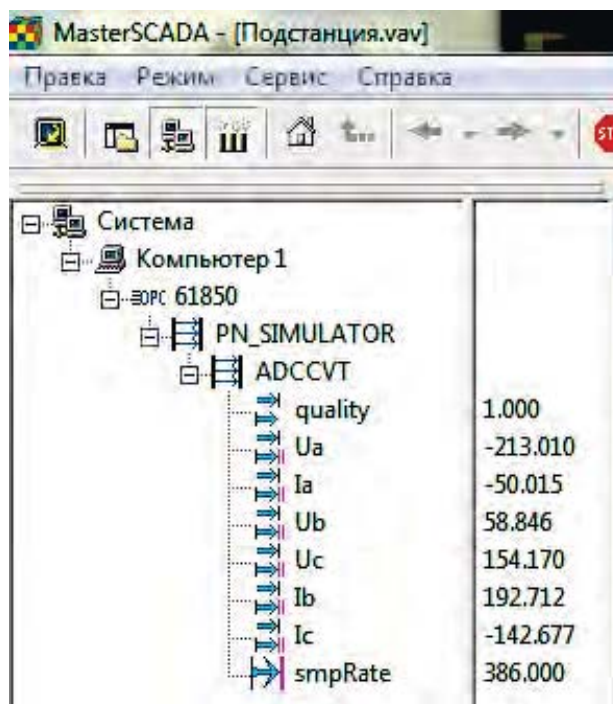


Рисунок 17 — Дерево системы

После создания дерева системы, нужно реализовать дерево объектов. Дерево объектов создается по структуре ЦПС – трехуровневой системе. Как можно заметить из дерева объектов (рисунок 18), то в нем находятся не только принимаемые величины и переменные, но и расчетные. Такие переменные, как ток и напряжение, а также ток и напряжение нейтрали, нужно вычислять и по этим значениям можно так же наблюдать за ситуацией на подстанции.

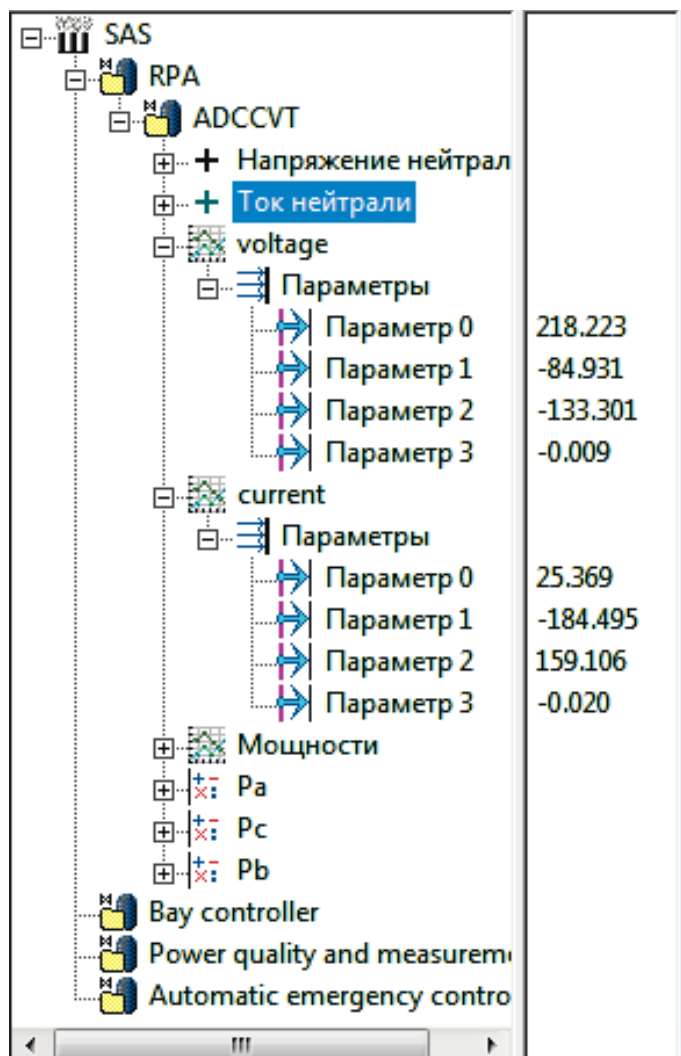


Рисунок 18 — Дерево объектов

После создания дерева объектов, нужно воссоздать на схеме объектов всю структуру ЦПС. В созданном проекте представлена трехуровневая структура ЦПС: уровень процесса, уровень присоединения, станционный уровень. Станционный уровень представлен самой SCADA-системой. Она управляет

уровнем процесса, показанном на рисунке 19. Уровень процесса же в свою очередь управляет уровнем присоединения, указанным на рисунке 20. Таким образом, с помощью SCADA-системы можно отследить весь путь трафика от измерительного трансформатора тока и напряжения, до самой SCADA-системы.

После реализации структуры ЦПС в SCADA-системе, нужно настроить АРМ оператора. Это нужно выполнить с максимальной наглядностью, простотой и удобством конфигурирования. Так, было реализовано окно объекта РЗА, на котором можно проследить за тремя фазами тока и напряжении по дополнительно построенному на этих графиках току и напряжению нейтрали. Окно объекта представлено на рисунке 21.

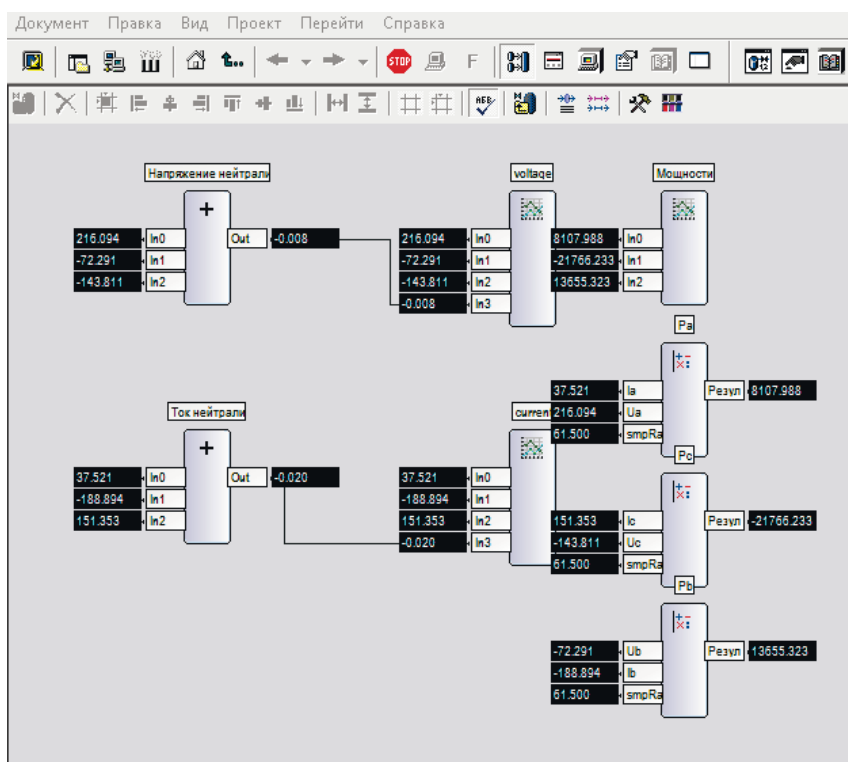


Рисунок 19 — Уровень процесса

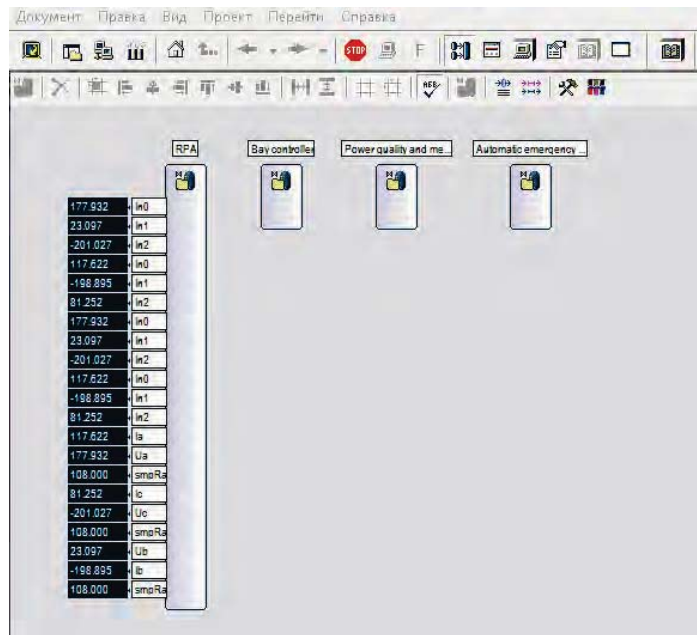


Рисунок 20 — Уровень присоединения

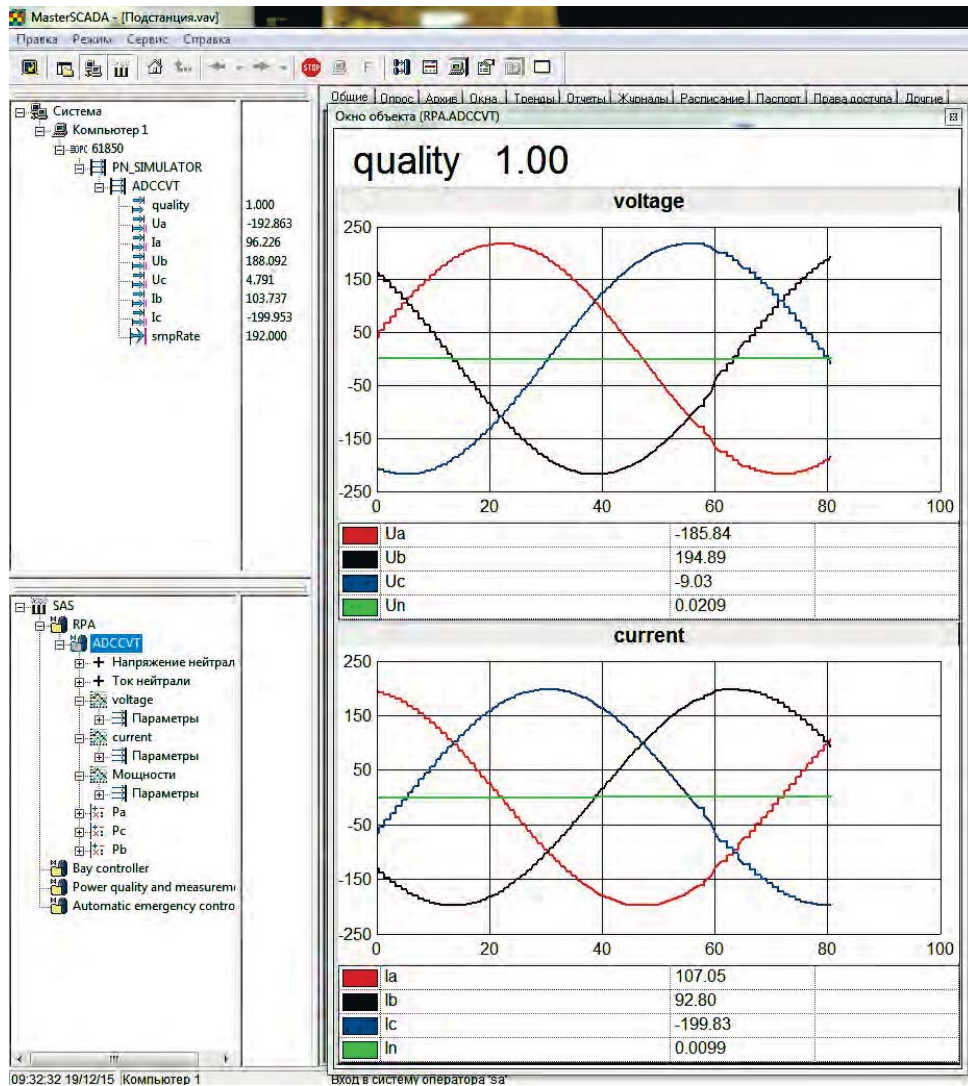


Рисунок 21 — Окно объекта РЗА

Также было реализовано окно управления, на котором присутствуют графики мгновенной мощности и также будут реализованы кнопки управления объектом. Окно управления РЗА представлено на рисунке 22.

Таким образом, в данной работе был реализован проект ЦПС для универсальной SCADA-системы MasterSCADA. Этот проект обладает всеми свойствами, которые описаны в пункте 2.1. настоящего отчета.

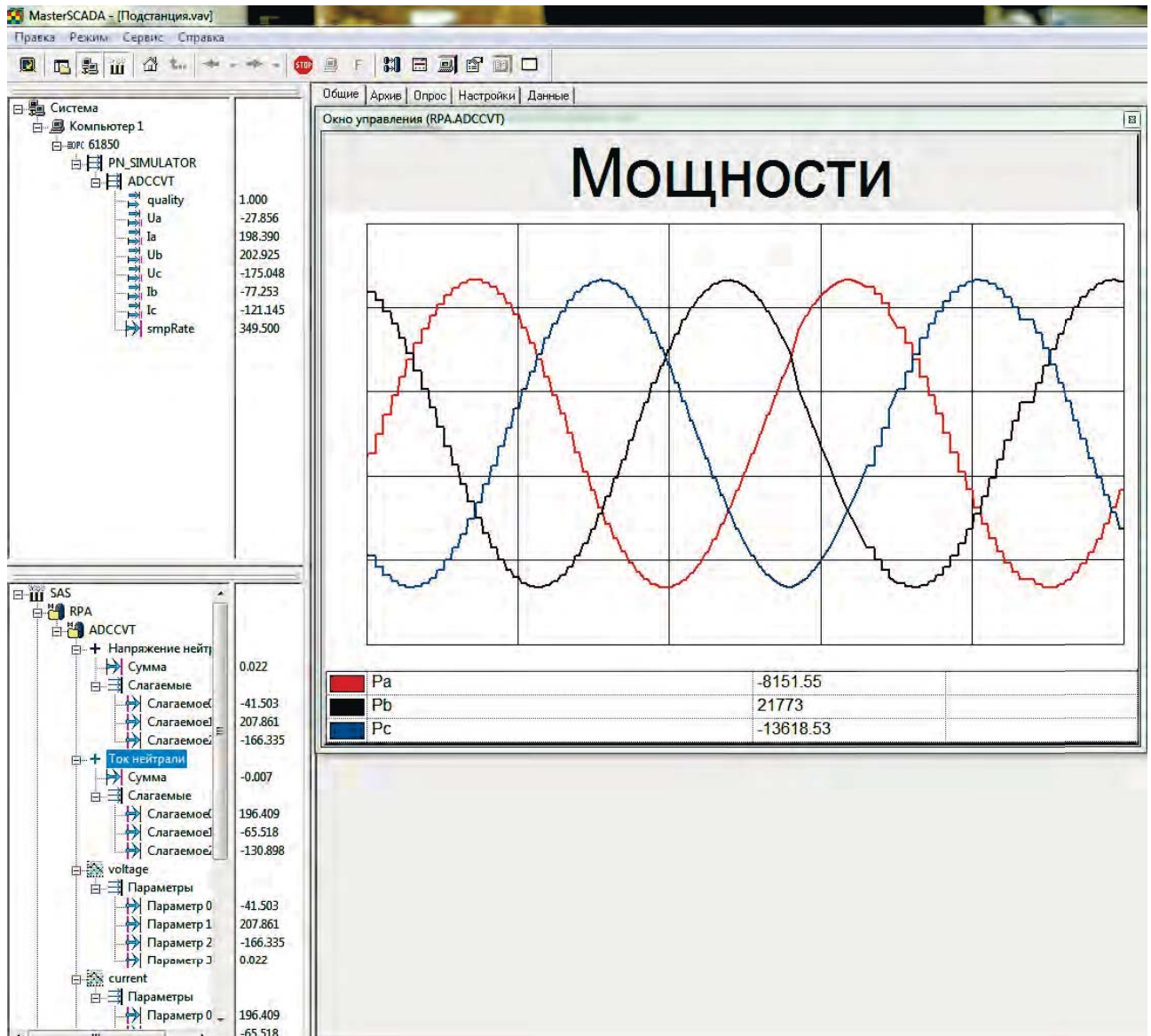


Рисунок 22 — Окно управления РЗА

### Выводы по разделу 3

1. Выполненная работа ПГ и полученные результаты соответствуют требованиям ТЗ.

2. По результатам работы сделан доклад «Организация обмена данными между адаптивным цифровым трансформатором тока и напряжения и SCADA-системой в стандарте МЭК 61850» (автор Топольский Д.В.), опубликованный в Сборнике трудов Международной научно-технической конференции «Пром-Инжиниринг-2015», проходившей с 22 по 23 октября 2015 г. в г. Челябинске. В качестве организаторов конференции выступали: базовая площадка — Южно-Уральский государственный университет (национальный исследовательский университет), г. Челябинск; дополнительная площадка — Южно-Российский государственный политехнический университет имени М.И. Платова, г. Новочеркасск Ростовской области. Англоязычные доклады конференции приняты к публикации в журнале «Procedia Engineering» издательства Elsevier Ltd. ([www.journals.elsevier.com/procedia-engineering/](http://www.journals.elsevier.com/procedia-engineering/)). Журнал индексируется в наукометрической базе Scopus. (<http://www.sciencedirect.com/science/journal/18777058>). Русскоязычные доклады конференции опубликованы в трудах конференции, которые вышли в виде электронного издания, индексируемого в наукометрической базе РИНЦ.

3. По результатам работы была подготовлена статья «Modelling and Calculation of Adaptive Devices of Automation, Control and Protection for Intellectual Electric Grid in Scilab Freeware Computer Mathematic Package», опубликованная в научном журнале «Вестник ЮУрГУ. Серия: Математическое моделирование и программирование», том 8, № 4, ноябрь 2015 г. Журнал включен в Международную базу данных «Scopus».

4. Разработанное программное обеспечение полностью соответствуют требованиям, предъявляемым к программному обеспечению для адаптивных устройств автоматики, управления и защиты для интеллектуальных электрических сетей.



5. Особенностью разработанного программного обеспечения является использование комбинированного интеллектуального датчика тока и напряжения.

6. Разработанное программное обеспечение микроконтроллеров высоковольтной и низковольтной частей (МК ВЧ и МК ВЧ) соответствует требованиям частного ТЗ (Приложение 1б Соглашения).

7. При выполнении работы вектор разработки программного обеспечения адаптивных устройств автоматики, управления и защиты для интеллектуальных электрических сетей направлен на применение отечественного программного обеспечения.

8. Научно-технические результаты, достигнутые при выполнении данной работы отчетного этапа, имеют новизну.

9. Научно-технические задачи, решенные в ходе выполнения данной работы, имеют прикладную значимость для дальнейшего развития науки и промышленного производства.

10. Эффективное взаимодействие Получателя субсидии с Индустриальным партнёром обеспечивалось проведением консультаций по составу, характеристикам и функциональным возможностям программного обеспечения АЦКТТН.

## **4. ПРОВЕДЕНИЕ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИХ ИСПЫТАНИЙ**

Основным требованием к ПО оконечного блока АЦКТТН, реализующим алгоритм его работы, является возможность интеграции АЦКТТН в программно-аппаратный комплекс ЦПС. В виду отсутствия необходимости создания уникального ПО от производителя оборудования в данном случае вектор разработки был направлен на использование универсального, широко распространенного ПО, которое после параметрической настройки гарантированно должно обеспечить интеграцию АЦКТТН. Подобное решение значительно сокращает время разработки программно-аппаратных средств, упрощает процесс наладки, снижает затраты и уменьшает вероятность ошибок.

Исходя из вышеизложенного, было принято решение о физической реализации оконечного блока АЦКТТН на базе платы цифровой обработки сигналов «Авача», имеющей резидентное программное обеспечение и встроенные библиотеки, параметрируемые под АЦКТТН с использованием веб-браузера путём подключения персонального компьютера с Ethernet-интерфейсом.

В соответствии с вышеизложенным анализом особенностей архитектуры в программно-аппаратного комплекса ЦПС и разработанной технологией передачи цифровой информации о высокоточных измерениях по каналам связи от АЦКТТН в SCADA-систему в реальном времени были проведены исследовательские испытания для исследования характеристик оконечного блока.

### **4.1. Проверка работоспособности SCADA-системы на стационарном компьютере**

Проверка работоспособности SCADA-системы на стационарном компьютере в соответствии с п. 4.19 Программы испытаний обусловлена тем, что АЦКТТН должен являться технологической основой разработки удалённых терминалов SCADA- систем, входящих в состав АСУ ТП подстанций (п. 4.1.2 ТЗ)

Для данной проверки нужно установить SCADA-систему на стационарный компьютер с характеристиками не выше заданных в частном техническом задании (п. 2.5.3 ЧТЗ):

- ОС Windows 7 32 и 64 Professional;
- процессор – Intel Core Duo 2,4 – 3,2 ГГц или аналогичный;
- ОЗУ – 2 – 4 GB;
- пространство на жестком диске – 4 GB;
- разрешение экрана – 1920x1200;
- качество цветопередачи – True Color, 32 бита;
- видеокарта с поддержкой OpenGL v.1.1 и объемом памяти от 128 MB. Не рекомендуется использовать встроенную видеокарту;
- CD, мышь, порт USB.

Характеристики компьютера, на котором проведены исследовательские испытания по п.4.20 Программы испытаний, приведены в виде окна Windows 7 на рисунке 23.

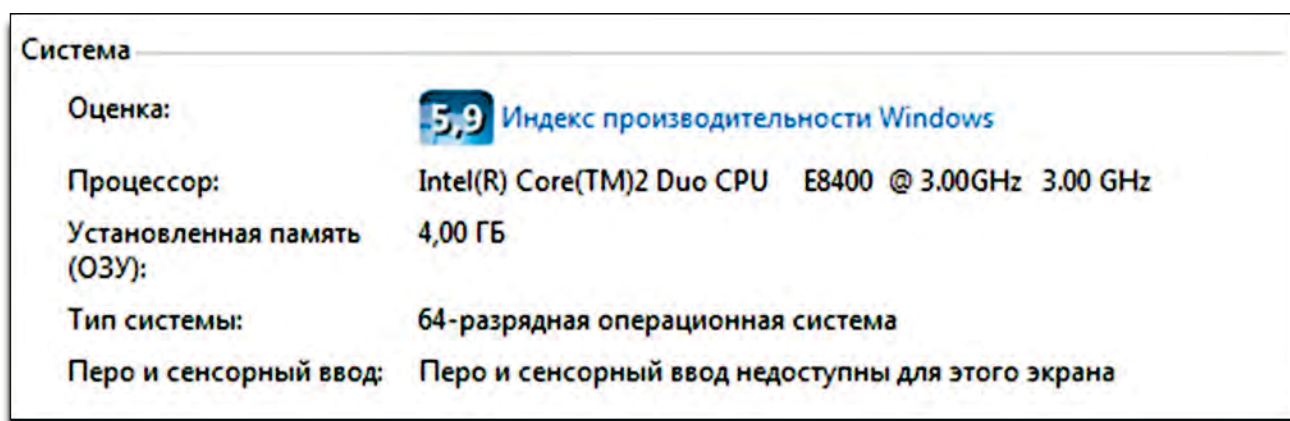


Рисунок 23 — Технические характеристики компьютера для испытаний

Минимальные системные требования универсальной SCADA-системы MasterSCADA 3.7 соответствуют требованиям к компьютеру, указанным в частном техническом задании:

- поддерживаемые ОС Windows XP, 7, 8. Windows Server 2003, 2008, 2012;
- 1-ядерный процессор 2,4 ГГц;
- 1 Гб оперативной памяти;

- 2 Гб свободного места на жестком диске;
- свободный разъем USB.

Для установки MasterSCADA 3.7 на стационарный компьютер был запущен файл установки и выполнены действия по следующей инструкции:

1. Окно приветствия. Нажимаем кнопку «Далее»

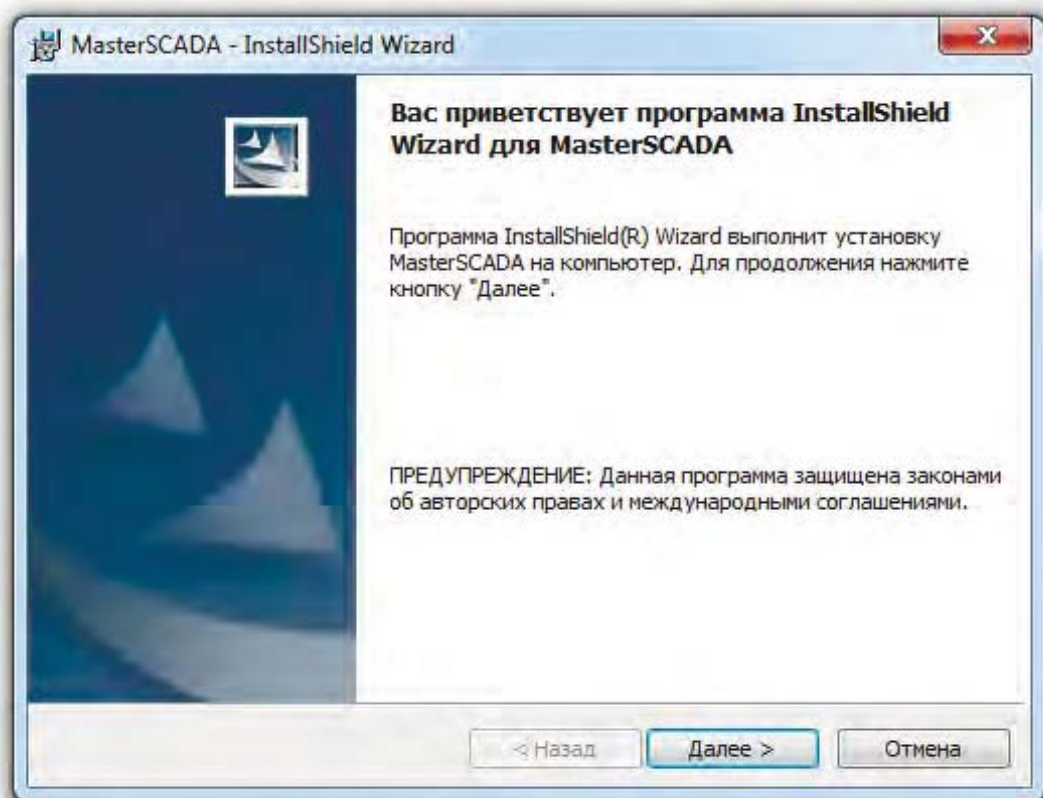


Рисунок 24 — Окно приветствия

2. Окно лицензионного соглашения. Выбираем «Я принимаю условия лицензионного соглашения». Нажимаем «Далее»

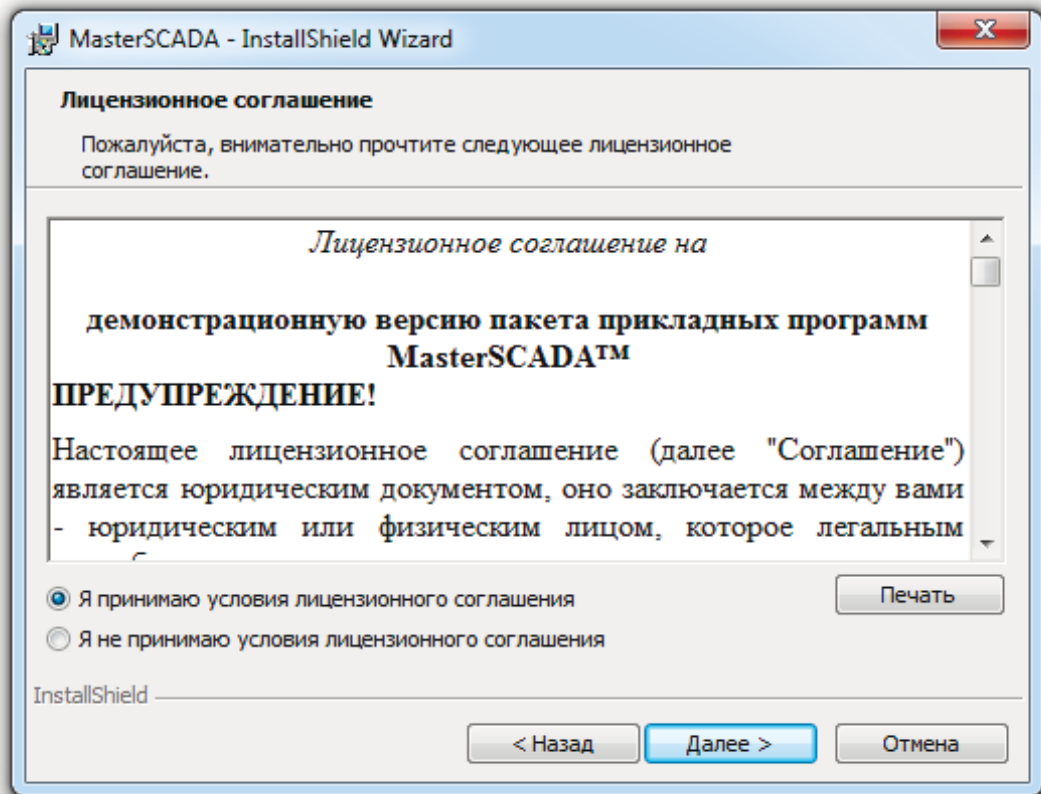


Рисунок 25 — Окно лицензионного соглашения

3. Окно пути установки MasterSCADA. Указываем путь. Нажимаем «Далее».

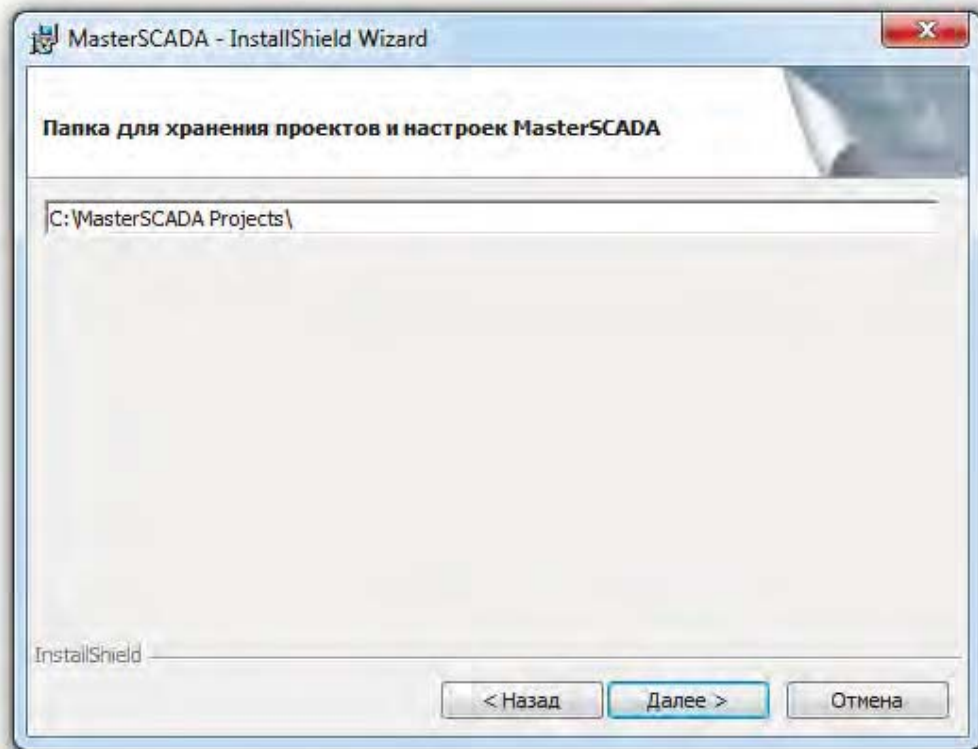


Рисунок 26 — Окно пути установки MasterSCADA

4. Окно выборочной установки. Здесь имеется возможность выбрать компоненты, которые устанавливаются дополнительно. Для корректной работы рекомендуется выбрать все дополнительные компоненты. После выбора нажимаем кнопку «Далее».

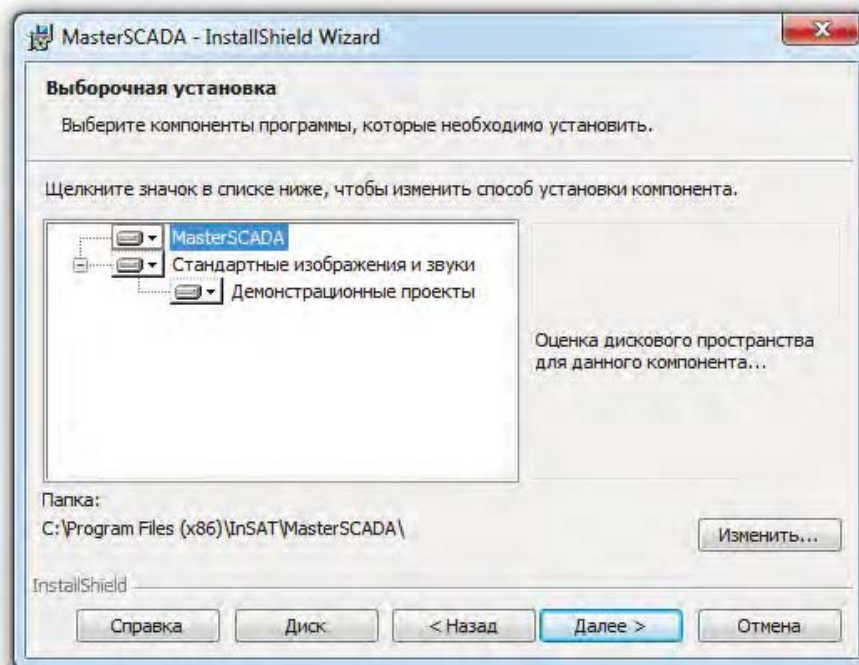


Рисунок 27 — Окно выборочной установки

5. Окно завершения подготовки установки. Нажимаем «Далее»

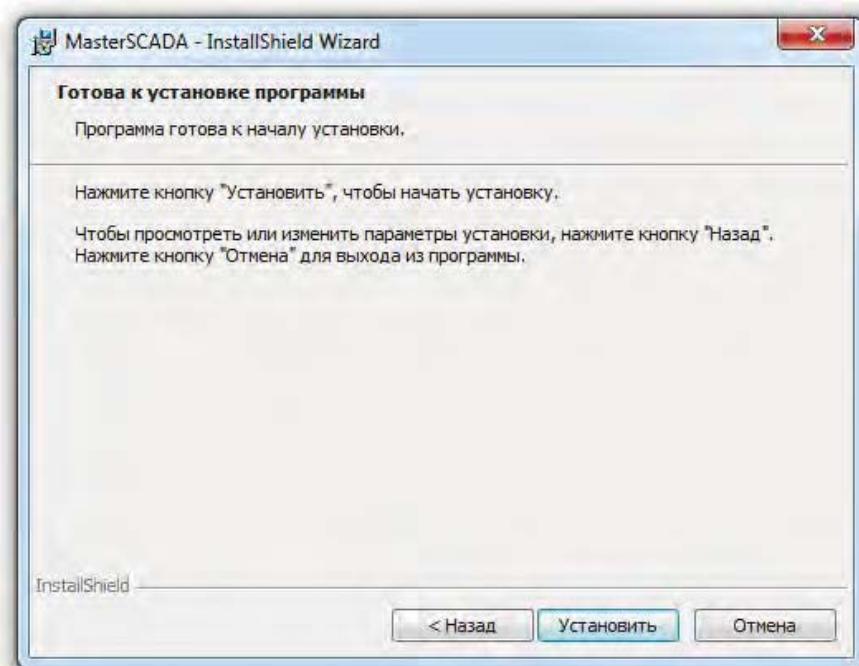


Рисунок 28 — Окно выборочной установки

6. Окно прогресса установки. Ждем установки всех выбранных компонентов и нажимаем «Далее».

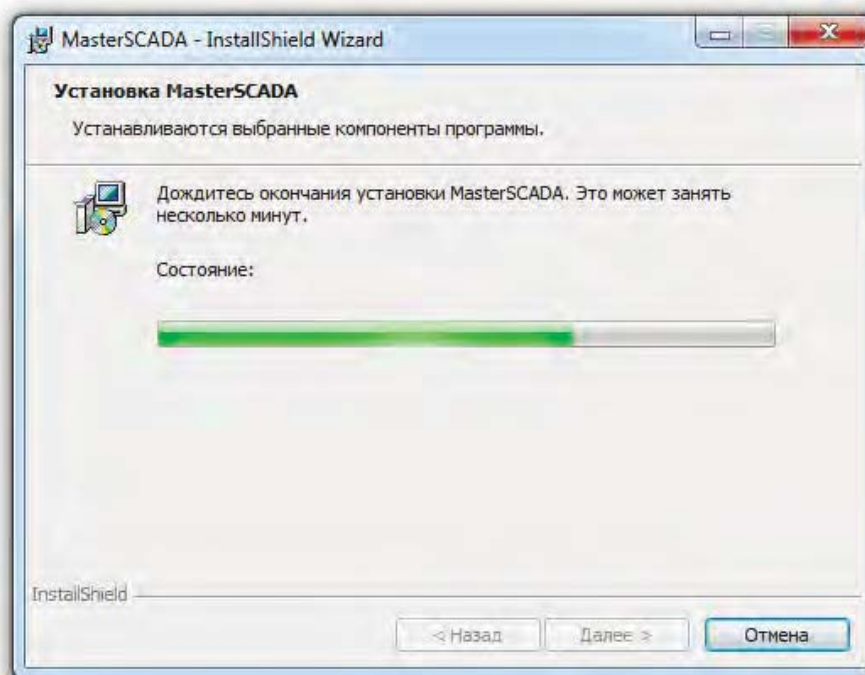


Рисунок 29 — Окно прогресса установки

7. Окно завершения установки. Нажимаем кнопку «Готово».

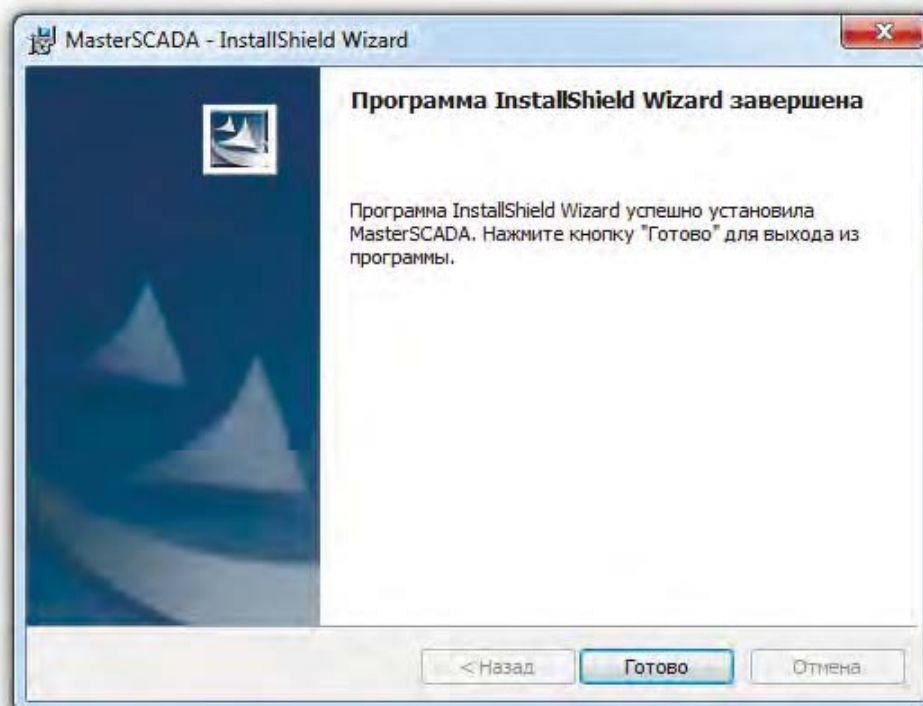


Рисунок 30 — Окно завершения установки

Установка MasterSCADA 3.7 на стационарный компьютер была проведена успешно.

Помимо SCADA-системы на тот же стационарный компьютер необходимо установить конфигуратор и OPC-сервер (MasterOPC DI 61850 Server) для приема информации в протоколе МЭК 61850. Для установки OPC-сервера необходимо запустить файл установки и выполнить действия согласно следующей инструкции:

1. Окно приветствия. Нажимаем «Далее».



Рисунок 31 — Окно приветствия

2. Окно выбора пути установки. Указываем путь. Нажимаем «Далее».



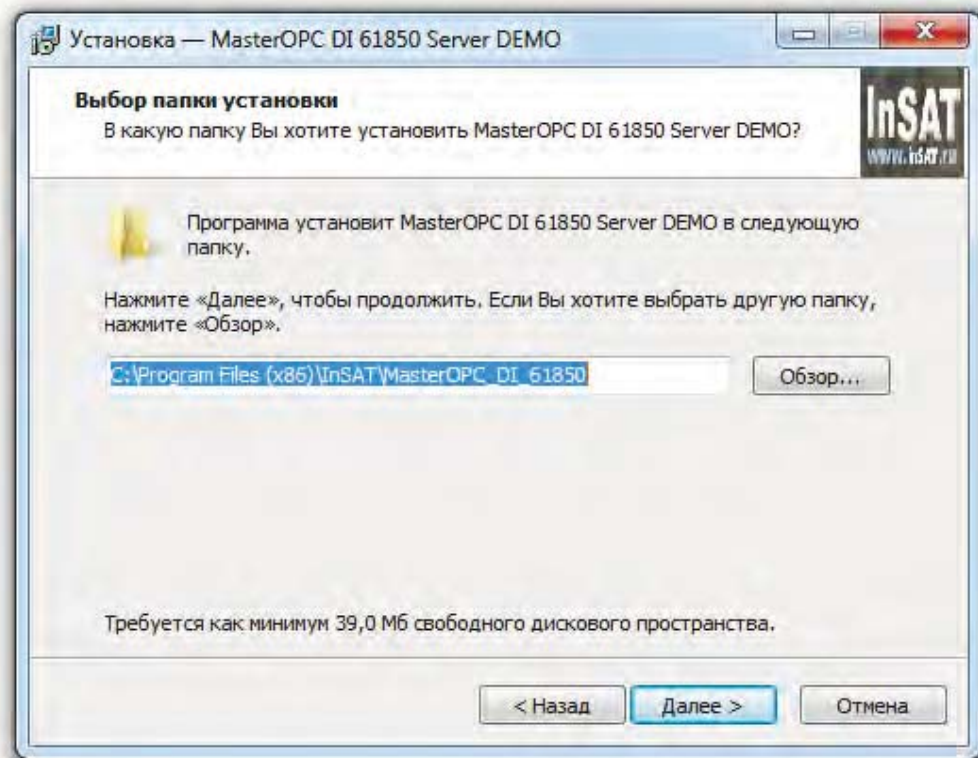


Рисунок 32 — Окно выбора пути установки

3. Окно создания ярлыков. Здесь вы можете указать в какую папку лучше положить ярлыки от MasterOPC DI 61850 Server

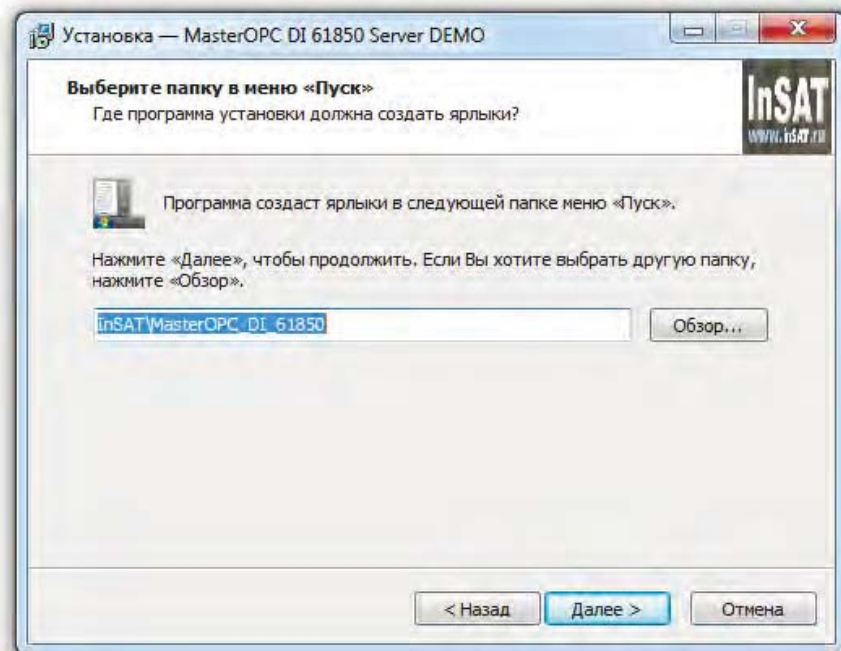


Рисунок 33 — Окно создания ярлыков

4. Окно окончания подготовки установки. Нажимаем «Установить».

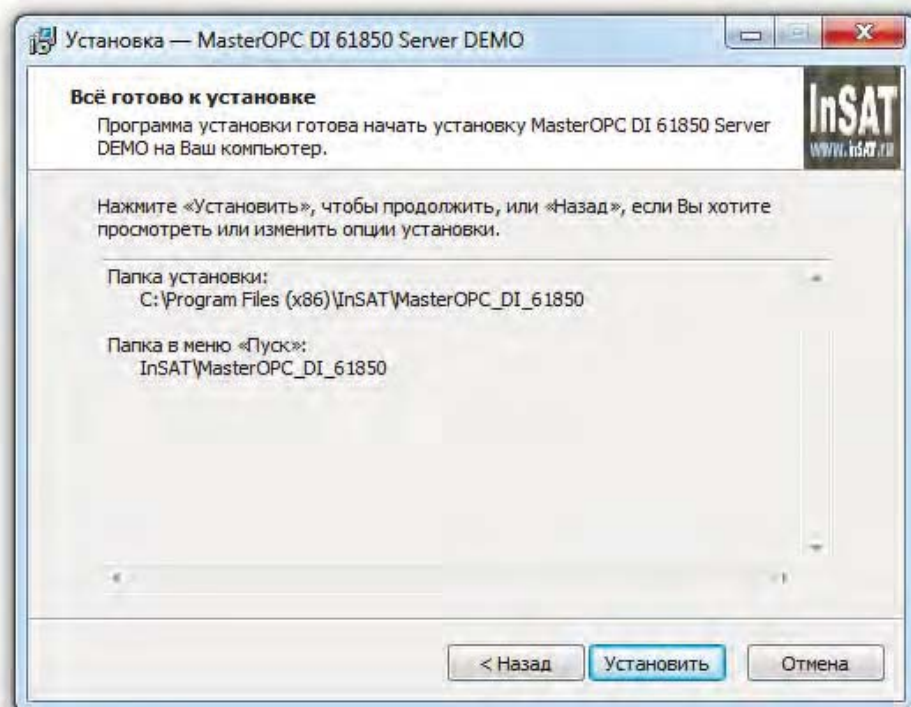


Рисунок 34 — Окно окончания подготовки установки

5. Окно установки. Ждем окончания процесса.

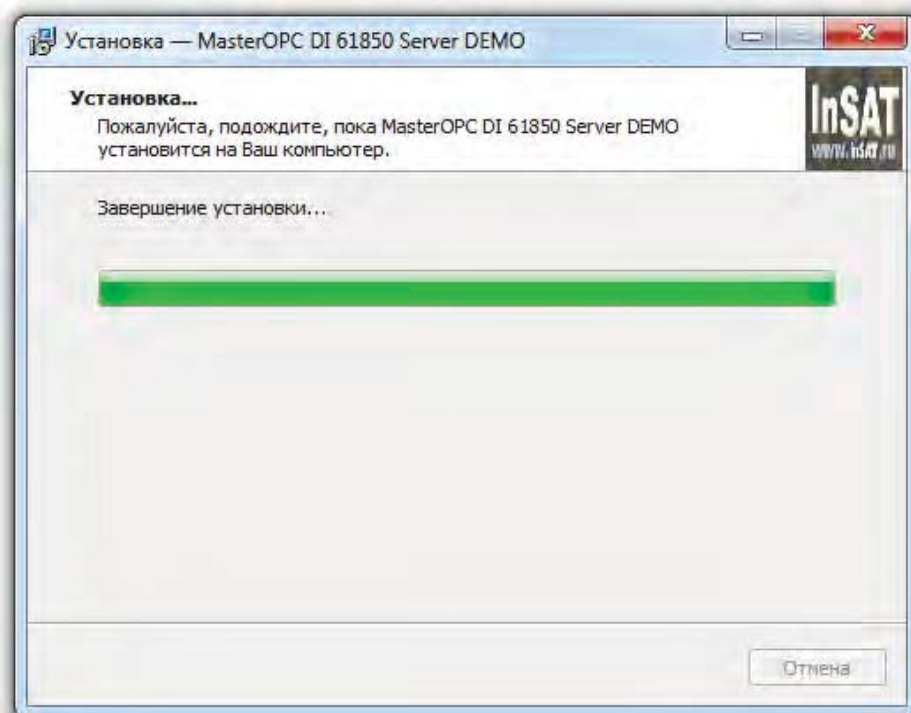


Рисунок 35 — Окно установки

6. Окно завершения установки. Нажимаем кнопку «Завершить».



Рисунок 36 — Окно завершения установки

Установка комплекса MasterOPC DI 61850 Server была проведена успешно.

После установки MasterOPC DI 61850 Server на OPC– сервере была запущена конфигурация виртуального прибора (рисунок 37), а в установленной SCADA-системе загружен проект, разработанный для приема и обработки данных от оконечного блока АЦКТТН (рисунок 38).

После запуска проекта необходимо было убедиться, что программа работает без «подвисаний». Это сделано с помощью диспетчера задач Windows (рисунок 39). Если загрузка центрального процессора (ЦП) находится на уровне ниже, чем 50%, то можно считать, что компьютер адекватно и своевременно будет реагировать на информацию, полученную с реального оконечного блока.

Как следует из анализа графика загрузки ЦП, представленного на рис. 2.45, пики нагрузки не превышают 30%, что соответствует норме.

Таким образом, проведение испытания показало, что универсальная SCADA-система MasterSCADA 3.7 и программный комплекс MasterOPC DI 61850 Server,

установленные на стационарный компьютер, соответствующий требованиям частного технического задания, оказались работоспособны.

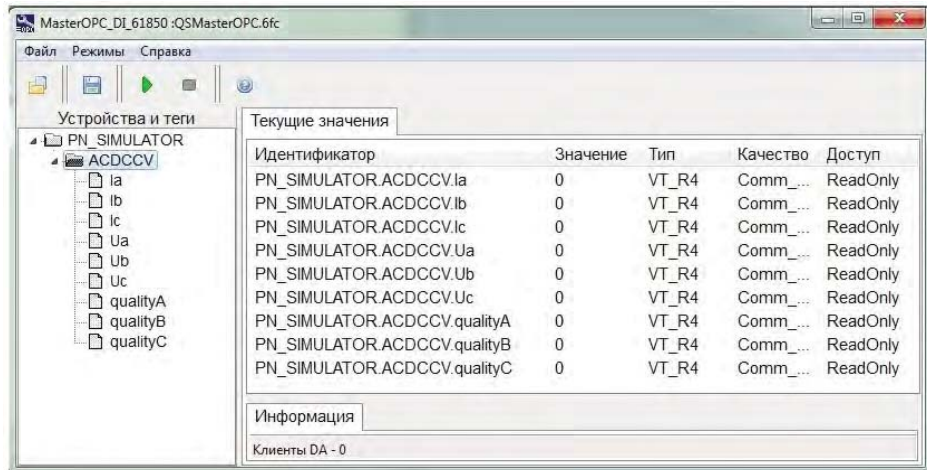


Рисунок 37 — OPC-сервер с загруженной конфигурацией виртуального прибора.

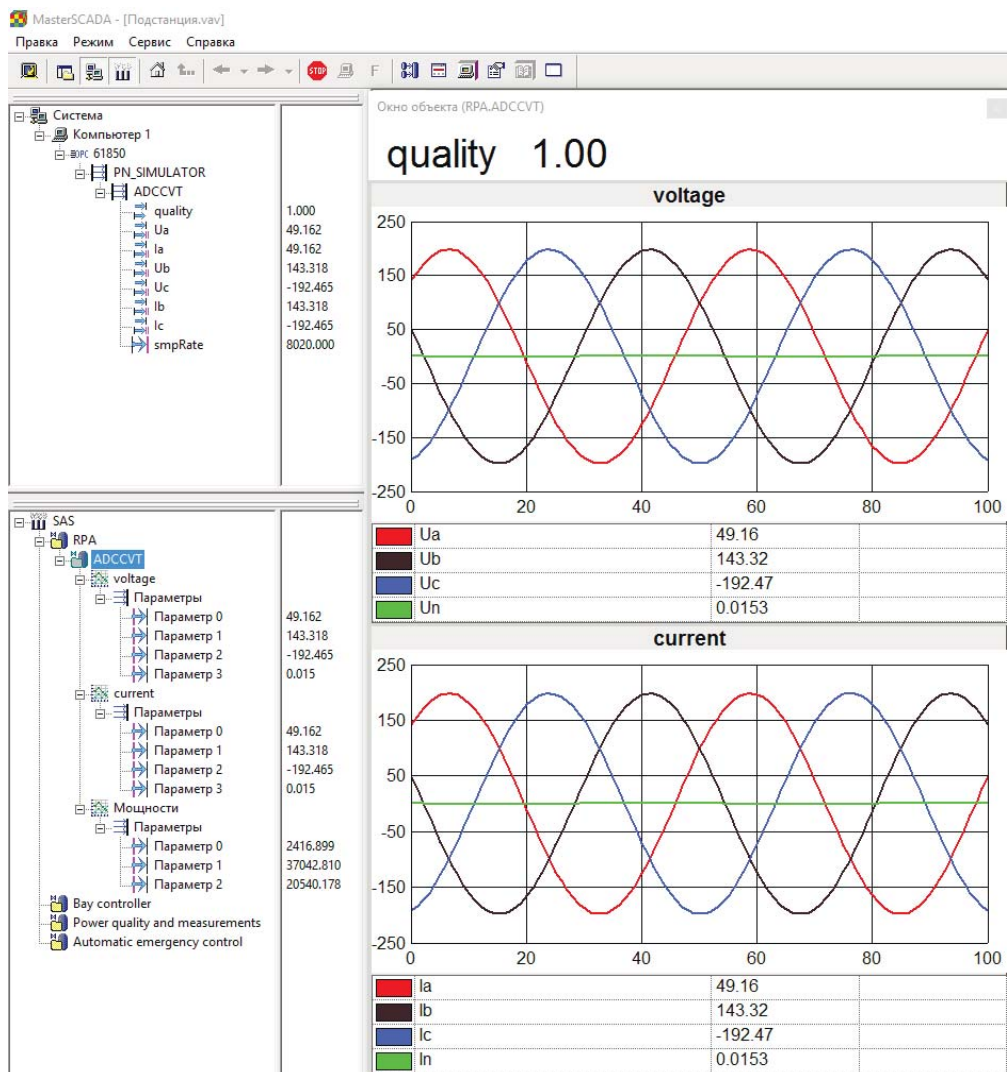


Рисунок 38 — Проект, запущенный в установленной Master SCADA

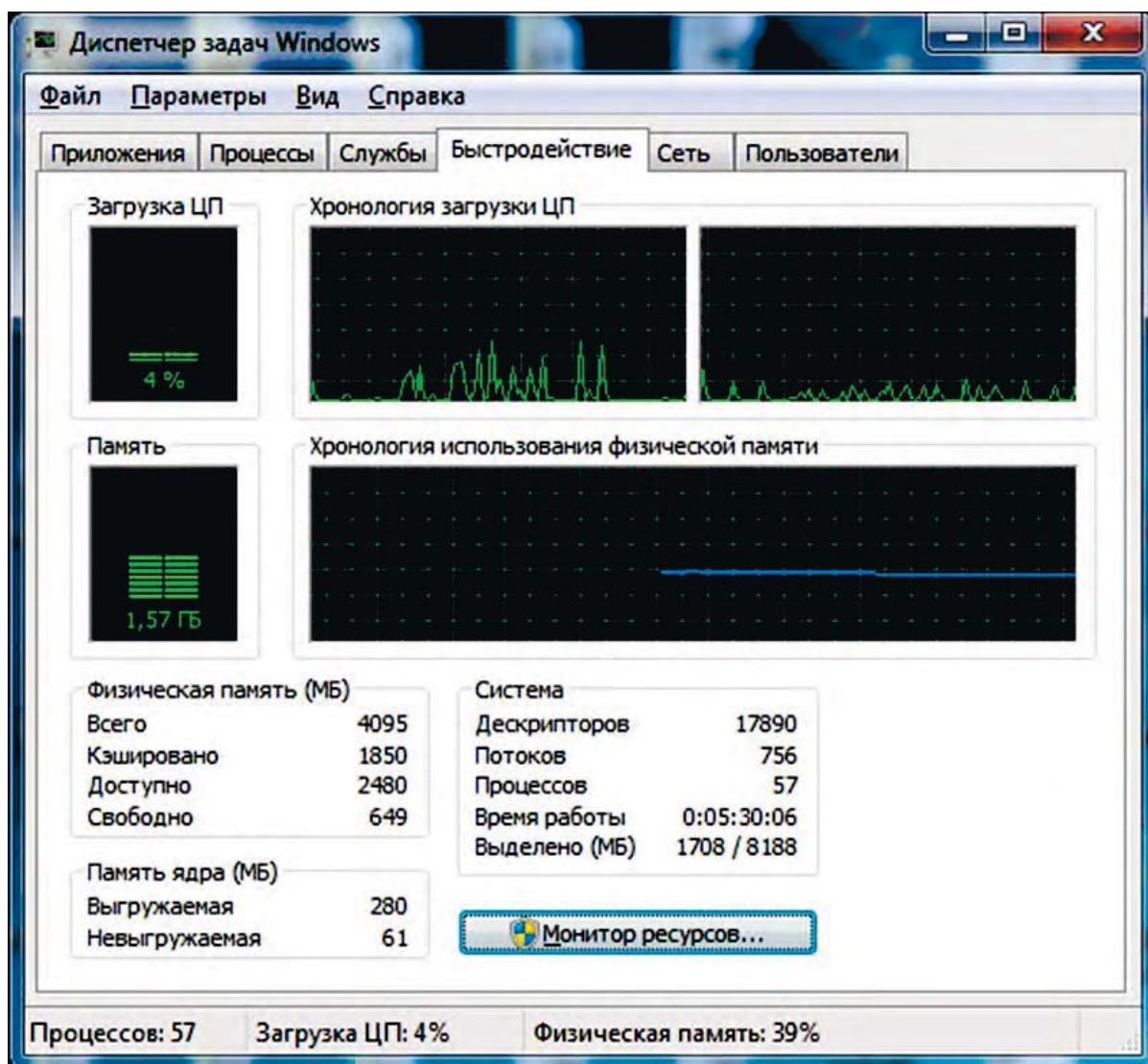


Рисунок 39 — Загрузка центрального процессора

#### 4.2. Проверка соответствия топологии проекта SCADA-системы и топологии сети АЦКТТН

После установки SCADA-системы, описанной в п. 2.16 настоящего отчёта, следует проверить соответствие топологии сети АЦКТТН и проекта SCADA-системы в соответствии с п. 4.20 Программы испытаний. Это является частью технологии передачи цифровой информации о высокоточных измерениях на низковольтную сторону по волоконно-оптическим линиям в цифровой форме с последующей передачей об измерениях по каналам связи в SCADA-систему в реальном времени (п. 3.1.7 ТЗ).

На этапе разработки была предложена одна из возможных топологий сети АЦКТТН (рисунок 40). Данная топология имеет трехуровневую структуру и включает уровни процесса (нижний), присоединения (средний) и станционный (верхний).

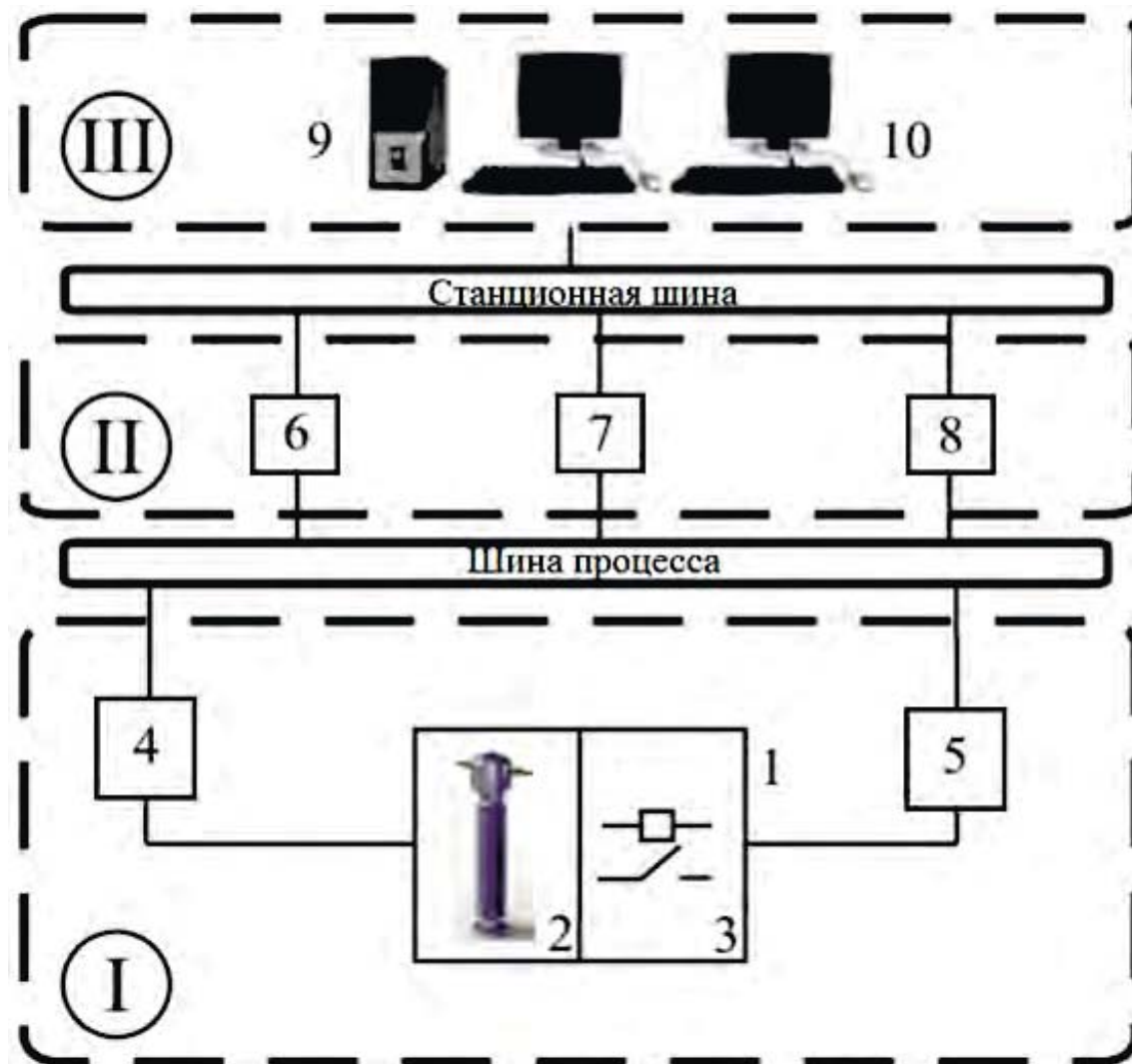


Рисунок 40 — Топология сети АЦКТТН

На рисунке 41 показаны: I – уровень процесса, II – уровень присоединения, III – станционный уровень, 1 – открытое распределительное устройство (ОРУ), 2 – АЦКТТН, 3 – коммутационное оборудование, 4 – устройство сопряжения (Merging Unit), 5 – удалённый терминал (RTU), 6 – контроллер присоединения, 7 – релейная защита и автоматика, 8 – другие интеллектуальные электронные устройства (IED), 9 – сервер SCADA, 10 – автоматизированное рабочее место оператора.

Каждый из этих уровней, включая все устройства, расположенные на нём, должен быть отображен в проекте SCADA-системы в дереве объектов (рисунок 41).

Так же по двойному щелчку мыши по элементу дерева объектов, он должен отобразиться на главном окне. В этом окне можно подробнее визуализировать все связи, а также наблюдать за параметрами каждого из элементов (рисунки 41 – 43).

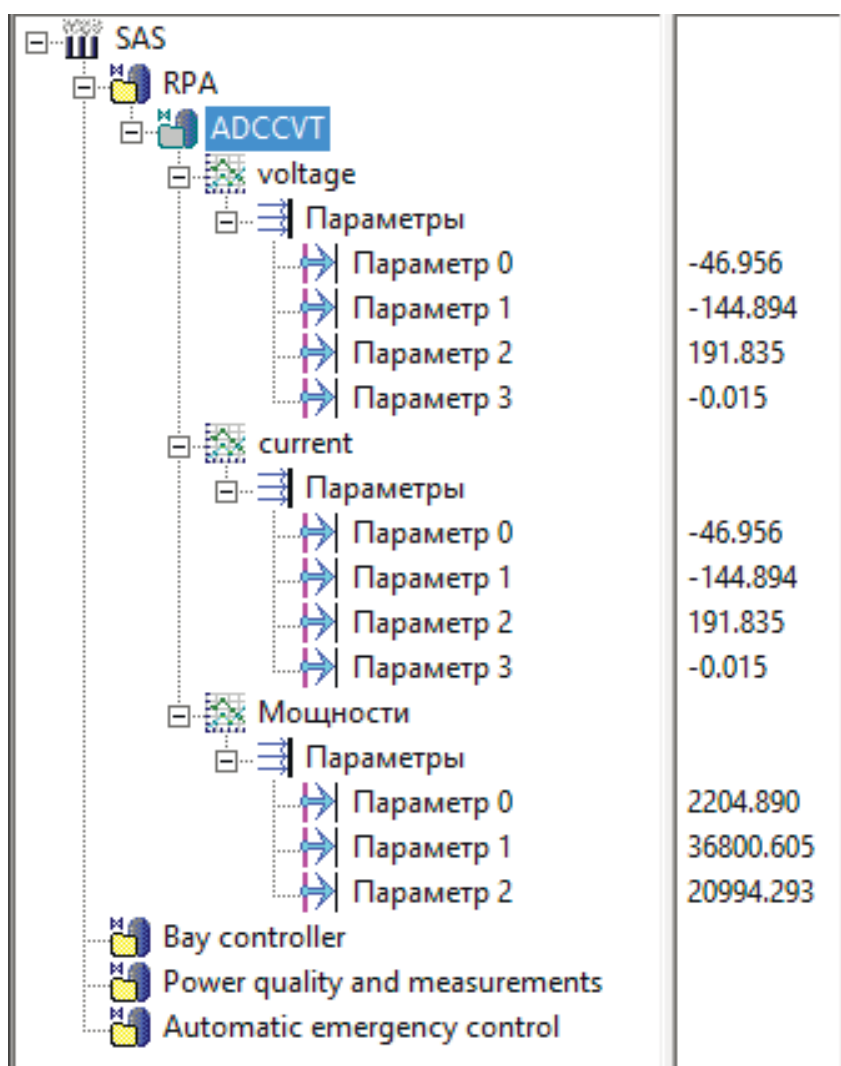


Рисунок 41 – Дерево объектов

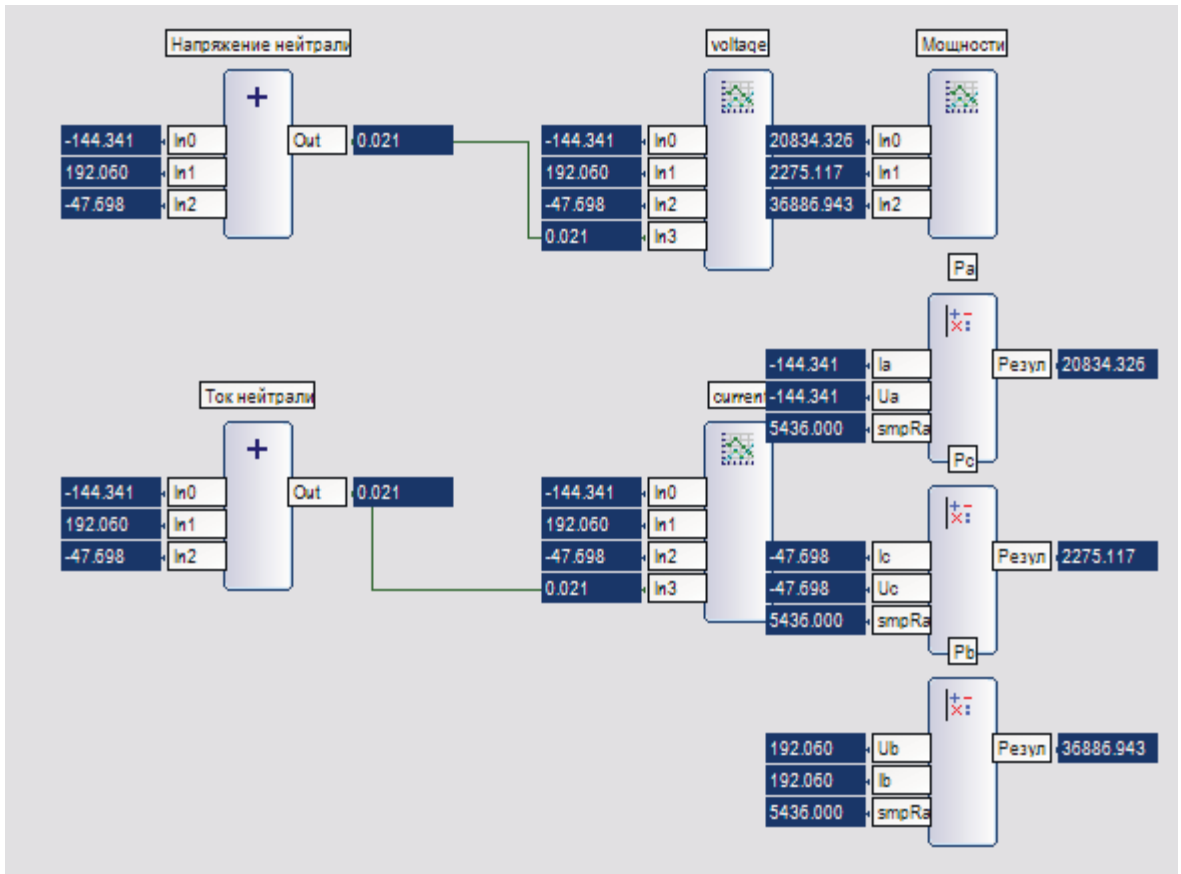


Рисунок 42 — Уровень процесса

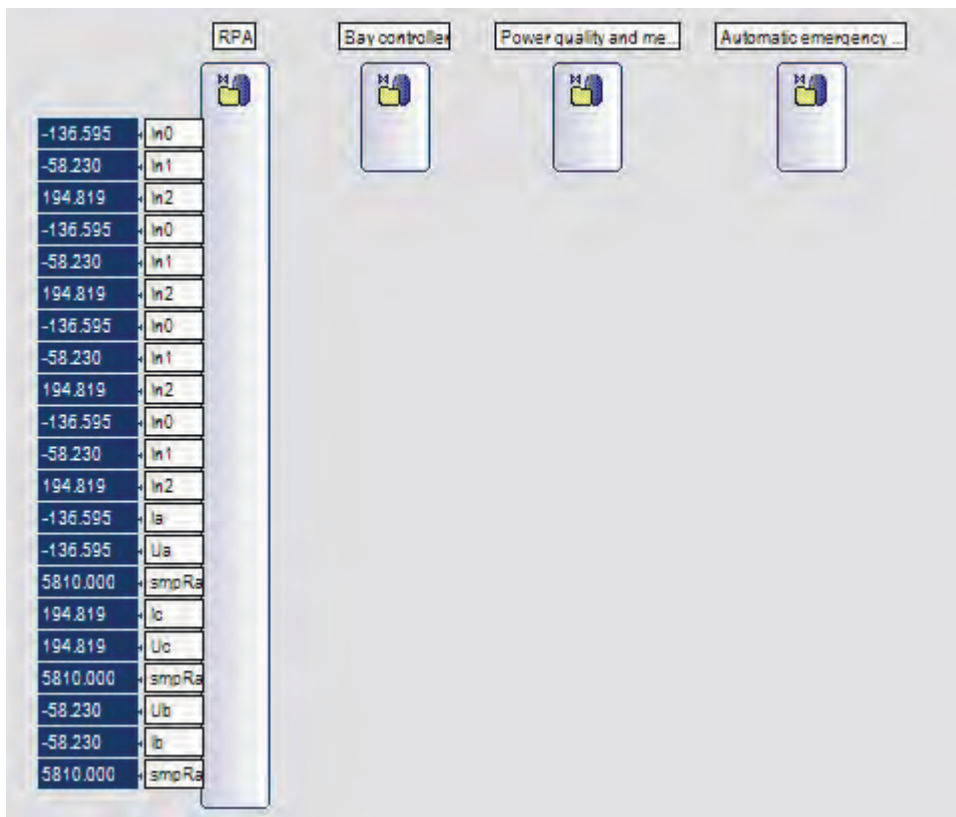


Рисунок 43 — Уровень присоединения



Проведенный в ходе эксперимента анализ топологий, представленных на рисунках 41 – 43, показал, что топология проекта SCADA-системы полностью соответствует топологии сети АЦКТТН.

#### 4.3. Проверка реакции SCADA-системы на изменение состояния АЦКТТН

Согласно разработанной технологии высокоточных измерений переменных тока и напряжения (п. 3.1.6 ТЗ) АЦКТТН производит измерения в различных адаптивных состояниях. Соответственно, SCADA-система обязана отображать изменения адаптивных состояний АЦКТТН в процессе его работы (п. 3.1.7 ТЗ).

При проверке реакции SCADA-системы на изменение состояния АЦКТТН процесс изменения состояний в соответствии с п. 4.21 Программы испытаний эмулировался в OPC-сервере. Для адаптивных состояний «Отсутствует напряжение» и «Активация» состояние АЦКТТН отображалось в SCADA-системе в виде потока данных с нулевыми значениями токов и напряжений (рисунок 44 – 46).

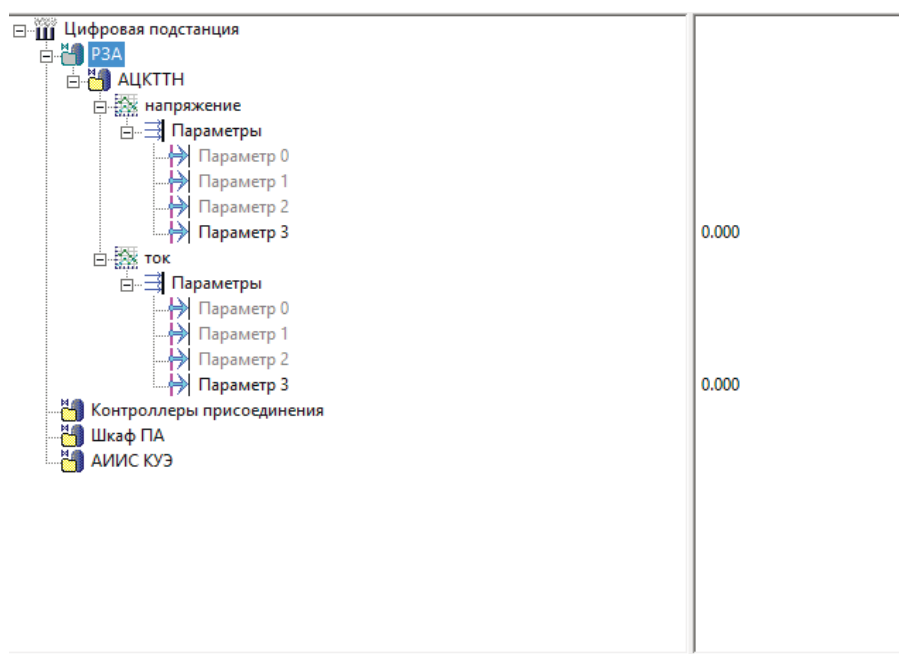


Рисунок 44 — Окно объектов для состояний «Отсутствует напряжение» и «Активация»

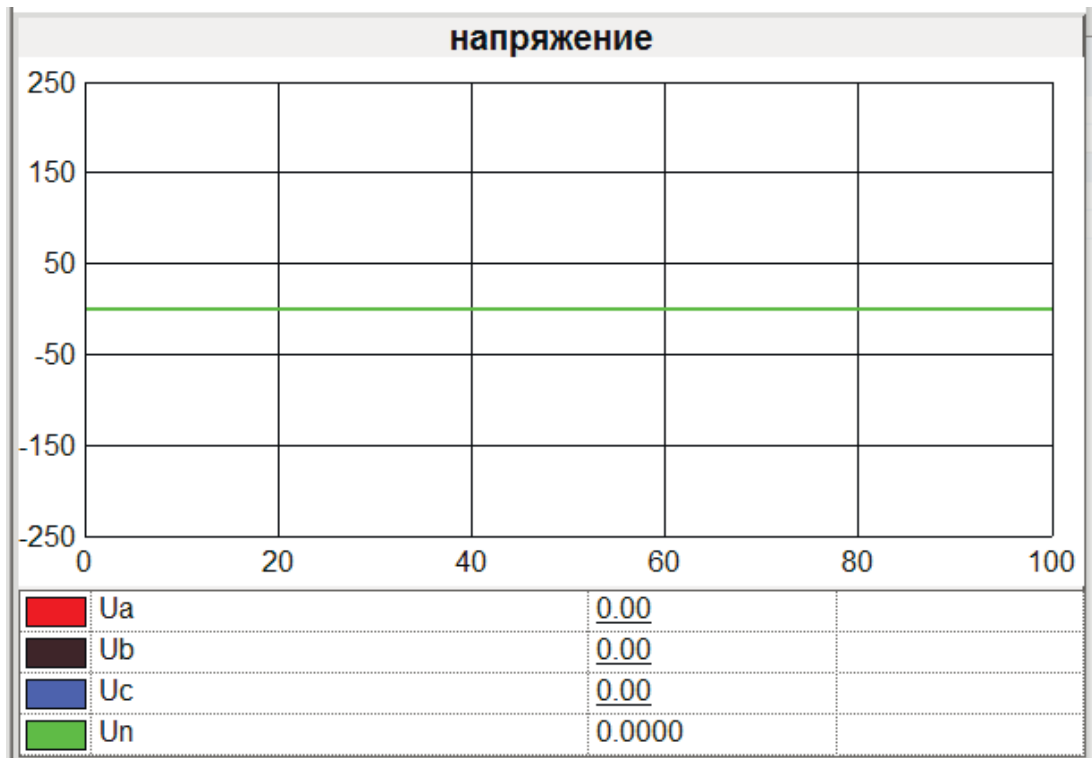


Рисунок 45 — График напряжения для состояний «Отсутствует напряжение» и «Активация»

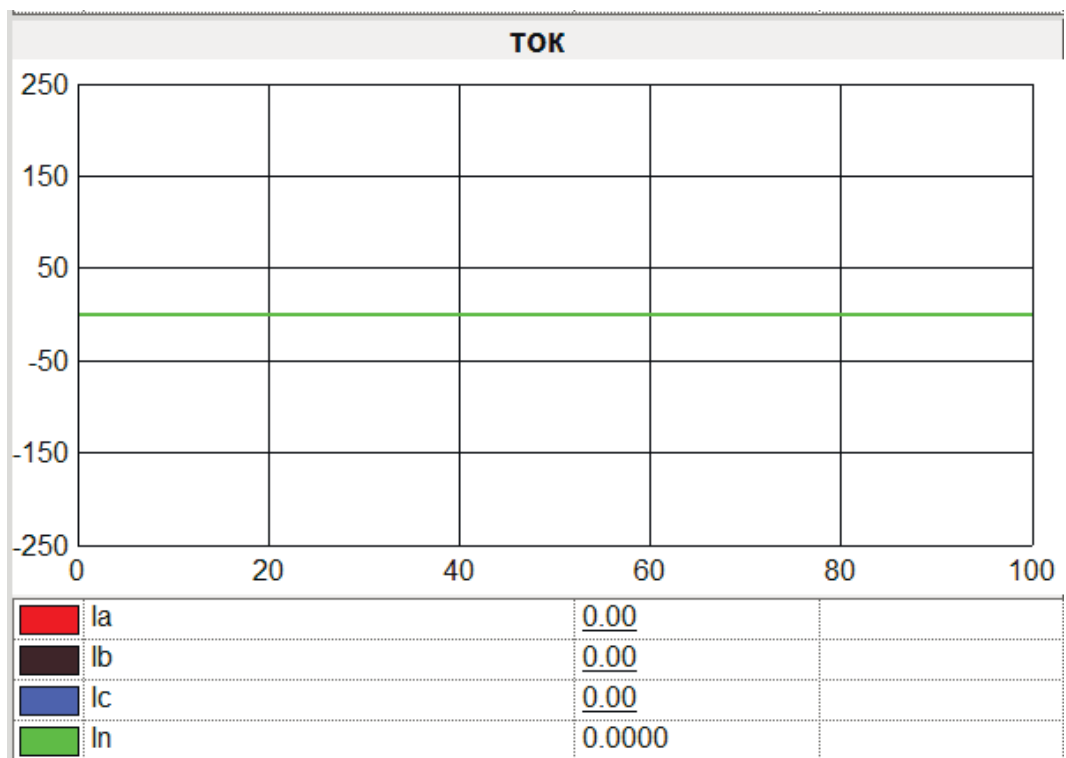


Рисунок 46 — График тока для состояний «Отсутствует напряжение» и «Активация»

Для остальных адаптивных состояний («Нормальные условия», «Пониженное напряжение») состояние АЦКТН отображалось в SCADA-системе схожим образом в виде кривых токов и напряжений, отличавшихся по амплитуде для каждого их состояний. Реакция SCADA-системы на состояние «Нормальные условия» представлена на рисунке 47.

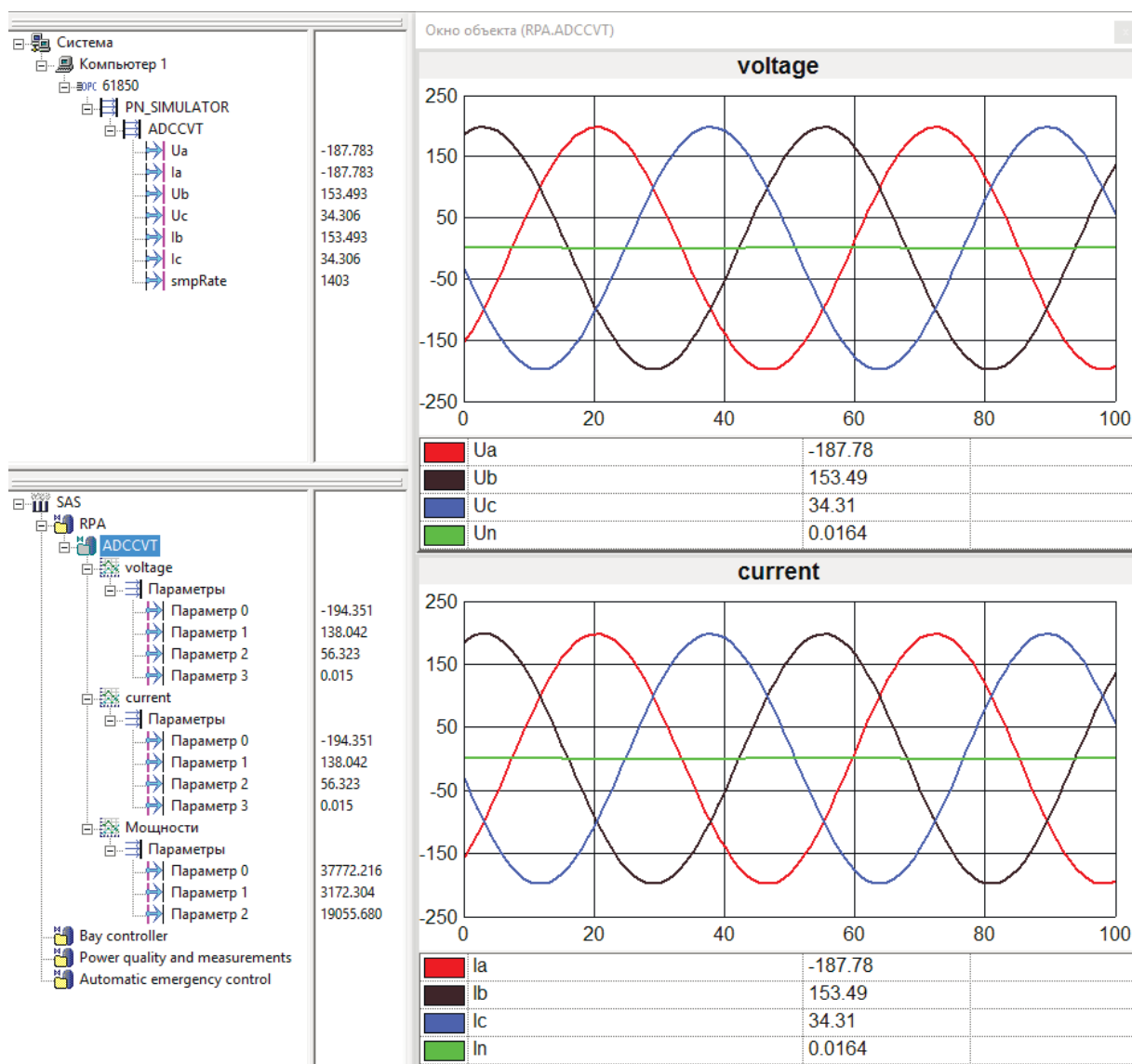


Рисунок 47 — Кривые напряжения и тока для состояния «Нормальные условия»

Проведенное испытание показало, что SCADA-система адекватно реагирует на изменение состояния АЦКТН.

#### 4.4. Определение работоспособности SCADA-системы при изменении конфигурации программно-аппаратных средств

Данное испытание проводилось в соответствии с п. 4.22 Программы испытаний для проверки безопасности АЦККТН, являющимся удалённым терминалом SCADA-системы (п. 4.2.1.ТЗ), при монтаже, наладке, обслуживании и ремонте (п. 4.6.1 ТЗ)

Согласно методологии проектирования ЦПС [6], SCADA-система не должна зависеть от конфигурации и/или изменении конфигурации программно-аппаратных средств.

В ходе испытания для проверки работоспособности SCADA-системы при изменении конфигурации программно-аппаратных средств была изменена конфигурация сети, путем изменения IP-адреса оконечного блока (рисунок 48).

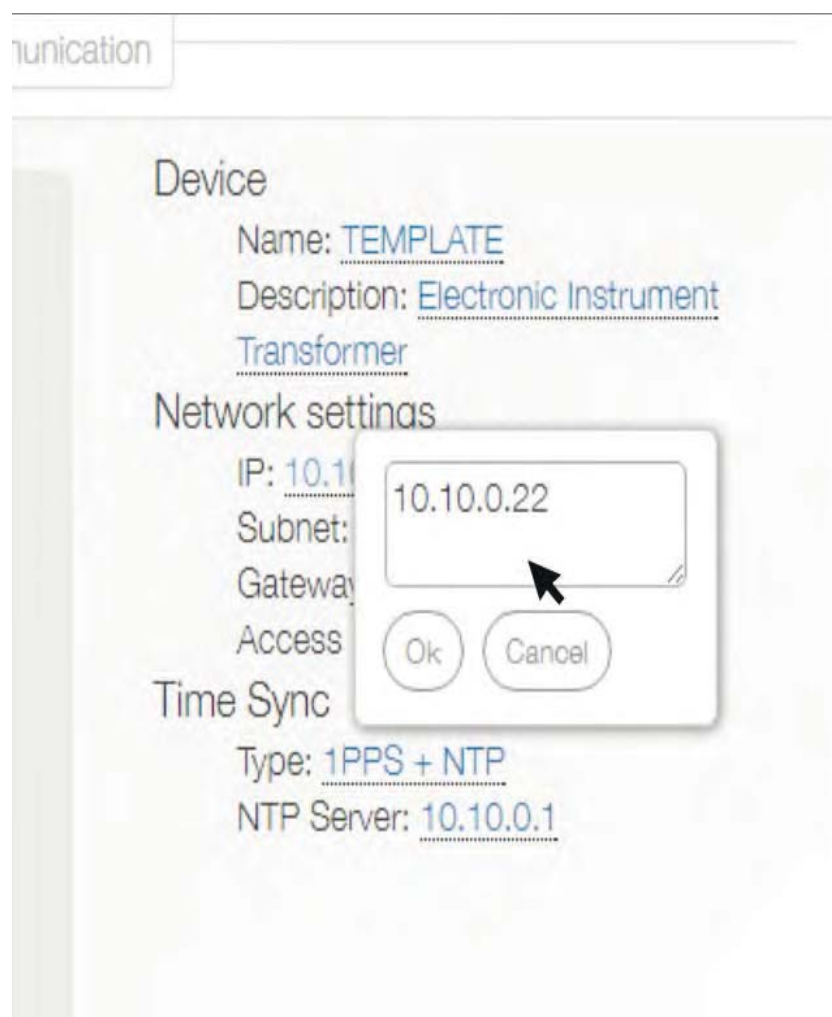


Рисунок 48 — Окно изменения IP-адреса оконечного блока

При изменении IP-адреса оконечного компьютера SCADA-система автоматически определила новые IP-адреса и получила новые значения в соответствующие переменные.

Таким образом, испытание показало, что SCADA-система остаётся работоспособной при изменении конфигурации АЦКТН.

#### **4.5. Проверка функциональных возможностей SCADA-системы на соответствие требованиям безопасности**

Для соответствия требованиям безопасности адаптивных устройств автоматики, управления и защиты, предусмотренных п. 4.6.1 ТЗ, SCADA-система должна обладать рядом функциональных возможностей в соответствии с п. 4.23 Программы испытаний. Среди них:

- возможность самовосстановления после сбоя;
- защита от несанкционированного доступа;
- наличие сообщений о критических ситуациях.

##### **4.5.1 Проверка технического обслуживания при сбое SCADA-системы**

В процессе своей работы SCADA-система обязана самовосстанавливаться после сбоя, или в крайнем случае восстанавливаться после её перезагрузки [6].

С целью проверки этой возможности проведены опыты ручного сбоя SCADA-системы.

Вариант первый – отключение сетевого кабеля (рисунок 49).

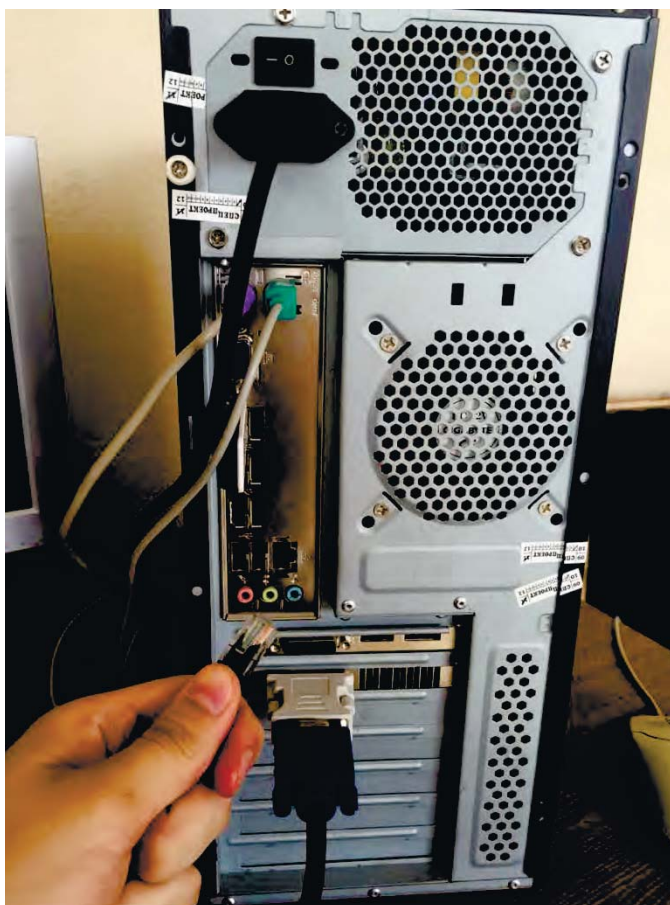


Рисунок 49 — Момент отключения сетевого кабеля

После отключения сетевого кабеля или прерывания в сети, оконечный блок АЦТТН начинает создавать буферизированные отчеты, а SCADA-система пытается возобновить подключение до момента его восстановления.

Буферизированные отчеты служат для восстановления цепочки измерений АКЦТТН во время сбоя SCADA-системы. Такие отчеты хранятся в форме «значение + время». Таким образом, вся информация о проведённых измерениях сохраняется.

Вариант второй – отключение питания (рисунок 50).

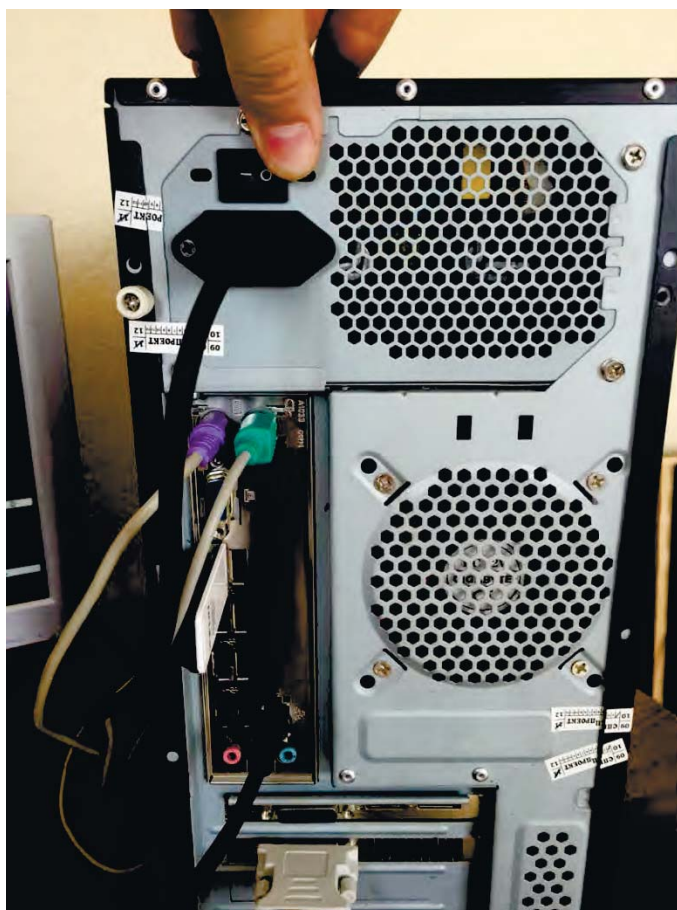


Рисунок 50 — Момент отключения питания компьютера

Эксперимент показал, что после отключения питания компьютера, на котором установлена SCADA-система, достаточно перезагрузить компьютер, запустить MasterSCADA и загрузить проект. В соответствии с алгоритмом создания буферизированных отчётов, описанному выше, данные не теряются, а SCADA-система продолжает функционировать.

Испытание показало, что в SCADA-системе предусмотрена функциональная возможность самовосстановления после сбоя.

#### **4.5.2. Проверка защиты от несанкционированного доступа**

Согласно методологии проектирования ЦПС [6], SCADA-система должна быть оснащена защитой от несанкционированного доступа.

В ходе проведения эксперимента было выяснено, что при запуске MasterSCADA запрашивается логин и пароль (рисунок 51). Если таковые

пользователь не предоставляет, то доступ к SCADA-системе блокируется и выводит сообщение об ошибке (рисунок 52).

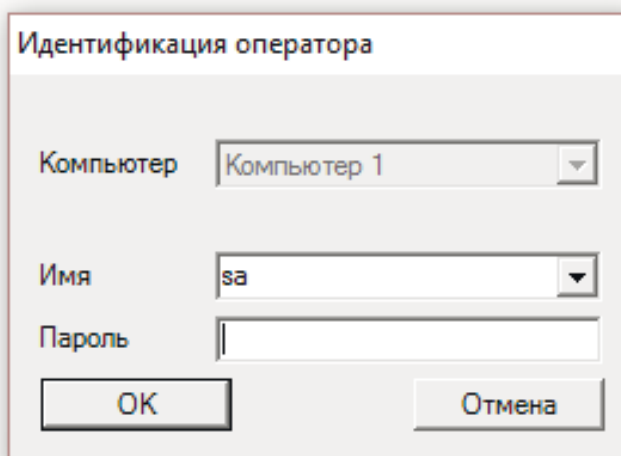


Рисунок 51 — Окно запроса логина и пароля

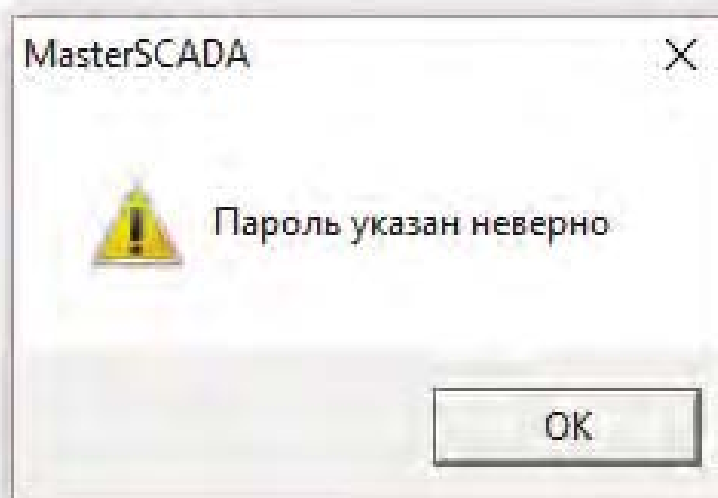


Рисунок 52 — Окно с сообщением об ошибке

Испытание показало, что в SCADA-системе предусмотрена функциональная возможность по защите от несанкционированного доступа.



### 4.5.3 Выдача сообщения при критических значениях во входной информации

Согласно методологии проектирования ЦПС [6], SCADA-система должна адекватно реагировать на критические значения во входной информации и выдавать соответствующие сообщения.

В ходе проведения исследовательского испытания в SCADA-систему было передано значение тока, превышающего максимально допустимое значение. При распознавании SCADA-системой критического значения тока ( $> 2000$  А), было выдано соответствующее сообщение (рисунок 53), на которое должен отреагировать оператор.

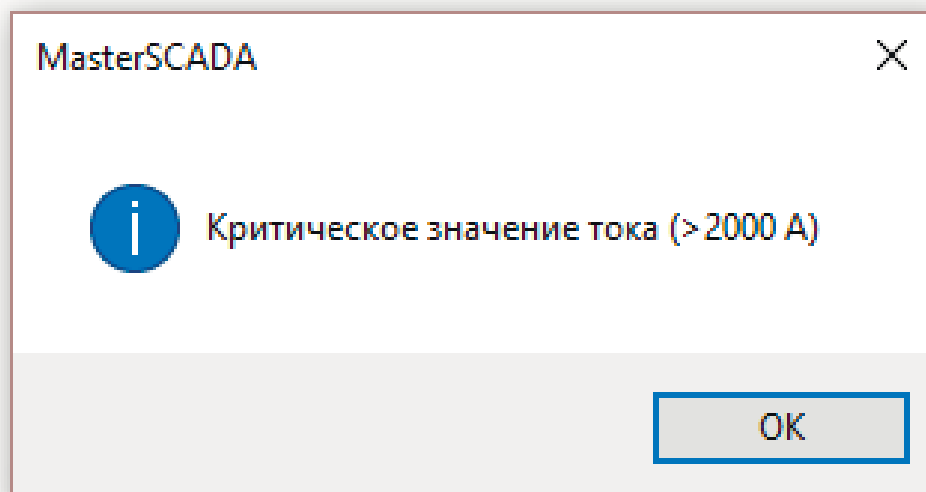


Рисунок 53 — Сообщение о критическом значении тока

Испытание показало, что SCADA-система обладает функциональной возможностью выдавать сообщения критических значениях во входной информации.

Выводы по разделу 4

1. Во всех опытах наблюдалась корректная работа оконечного блока АЦКТТН, результаты измерений токов и напряжений преобразованы в цифровой поток МЭК 61850-9-2 с частотой не менее 4000 Гц. Опытным путём оказана

адекватность структуры АЦКТН, включающей окончный блок в виде отдельного устройства.

2. Выполнение поставленных задач позволило успешно протестировать работу отечественной универсальной платформы для измерительных трансформаторов «Авача» совместно с новым видом научно-технического продукта – АЦКТН.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. ГОСТ Р МЭК 61850-3-2005. Сети и системы связи в подстанциях. Архитектура цифровой подстанции. – М.: Стандартинформ, 2006. – 15 с.
2. Калинин, С.Ю. Технические решения в области АСУТП для цифровых подстанций 110/35 кВ. Энергия под ключ / С.Ю. Калинин – 2010. – <http://forca.ru/stati/rzia/resheniya-v-oblasti-asutp-dlya-cifrovyyh-podstanciy.html>
3. Маслов, А.М. Вопросы стандартизации при реализации концепции Цифровой подстанции / А.М. Маслов, П.Л. Лобанов // Материалы 2-й Международной выставки и конференции по инновационным проектам в электросетевом комплексе IPNES 2011, 6 — 8 сентября 2011 г. — С. 12 – 14.
4. Моржин, Ю. И. Цифровая подстанция ЕНЭС / Ю.И. Моржин, С.Г. Попов, П.А. Горожанкин, В.Г. Наровлянский, М.А. Власов, А.А. Сердцев // ЭнергоЭксперт — 2011. — № 4 (27). — С. 27 – 32.
5. Чичёв, С.И. Система контроля и управления электротехническим оборудованием подстанций / С.И. Чичёв, В.Ф. Калинин, Е.И. Глинкин. – М.: Издательский дом «Спектр», 2011. – 140 с.
6. Гельфанд, А.М. Перспективы создания цифровых программно-аппаратных комплексов подстанций ЕНЭС / А.М. Гельфанд, П.А. Горожанкин, В.Г. Наровлянский, Л.И. Фридман // Электрические станции – 2012. – № 5.– С. 55-58.
7. Тазин, В.О. Инжиниринг систем автоматизации цифровых подстанций / В.О. Тазин, А.В. Головин, А.О. Аношин // Релейщик — 2012. — № 1.
8. Горелик, Т.Г. Автоматизация энергообъектов с использованием технологии «цифровая подстанция». Первый российский прототип / Т.Г. Горелик, О.В. Кириенко // Релейная защита и автоматизация – 2012. – № 1(05). – С. 86-89.
9. Маслов, А.М. Системный подход к автоматизации на основе МЭК-61850 / А.М. Маслов, С. Гершпах // Энергетика и промышленность России — 2011. — № 18 (182).

10. Волович, Г.И. Схемотехника аналоговых и аналого-цифровых электронных устройств – 3-е издание / Г.И. Волович. – М.: Издательский дом «Додэка-XXI», 2011. – 526 с.
11. Enokihara A. Optical fiber sensors using the method of polarization-rotated reflection / Izutsu M., Sueta T., J. Lightw. // Technol. – 1987. – № 5, pp. 1584-1590.
12. Чичёв, С.И. Оптические высоковольтные измерительные трансформаторы тока и напряжения / С.И. Чичёв, Е.И. Глинкин // Электрика. — 2011. — № 4. — С. 28-31.
13. Blake J. N. Fiber-Optic Current Transducer Optimized for Power Metering Applications / Rose A. H. // Proceedings of the IEEE T&D meeting, Dallas, TX, Sept. 2003, pp. 1-4.
14. Zhang H. High-current-sensitivity all-fiber current sensor based on fiber loop architecture / Qiu Y., Li H., Huang A., Chen H., Li G. // OPTICS EXPRESS. – Vol. 20, No. 17. – 2012.
15. Гуртовцев, А.Л. Оптические трансформаторы и преобразователи тока / А.Л. Гуртовцев // Электрические сети и системы. – 2009. – № 3.
16. Гуревич, В. Оптические трансформаторы тока: нужно быть реалистами / В. Гуревич // Электрические сети и системы. – 2010. – № 4.
17. Cease T.W. A magneto-optic current transducer / Johnston P. // IEEE Trans. on Power Delivery, 1990. – vol. 5, pp. 548-555.
18. Карасев, В.В. Электромагнитные характеристики нового нанокристаллического сплава 5БДСР и возможности его применения в электромагнитных устройствах / Карасев В.В., Макаров В.А., Филиппов А.Е., Маркин В.В. // Электротехника. – 1994. – № 4. С. 51–55.
19. Афанасьев, В.В. Трансформаторы тока / В.В. Афанасьев, Н.М. Адоньев, В.М. Кибель. – 2 изд., перераб. и доп. – Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1989. – 416 с.
20. Адоньев, Н.М. Оптико-электронный трансформатор тока на 750 кВ с прямой модуляцией светового потока / Н.М. Адоньев, В.В. Афанасьев, Л.В.

Жалалис // Электротехническая промышленность. Аппараты высокого напряжения, трансформаторы, силовые конденсаторы. – 1972. – № 6 (15). – С. 19 – 20.

21. Волович, Г.И. Цифровой измерительный трансформатор тока / Г.И. Волович, А.Г. Волович // Материалы 7-й НТК «Энергия белых ночей». Сб. докладов, Санкт-Петербург: ВНИИМ, 2014. – С. 127 – 137.

22. Power over Fiber // Официальный сайт фирмы LaserMotive. URL: <http://lasermotive.com/products/power-over-fiber/> (дата обращения 08.10.2017).

23. Баженов, О.А. Высоковольтные испытания цифрового трансформатора тока 220 кВ / О.А. Баженов, В.Н. Гречухин, Д.А. Лебедев, С.Е. Трубачев // Материалы Международной научно-технической конференции «Состояние и перспективы развития электротехнологии» (XIII Бенардосовские чтения). – Иваново: ИГЭУ, 2006. – С. 112 – 114.

24. Гречухин, В.Н. Электронные трансформаторы тока и напряжения. Состояние, перспективы развития и внедрения на ОРУ 110–750 кВ станций и подстанций энергосистем / В.Н. Гречухин // Вестник ИГЭУ. – 2006. – Вып. 4. – С. 1 – 9.

25. ГОСТ Р МЭК 60044-8-2010. Трансформаторы измерительные. Часть 8. Электронные трансформаторы тока. – М.: Стандартинформ, 2012. – 98 с.

26. Афанасьев, В.В. Оптико-электронные трансформаторы тока / В.В. Афанасьев, В.П. Зубков, А.Д. Крастина // Электричество. – 1970. – № 7. – С. 18 – 24.

27. Standard IEC 61869-1:2007 (IEC 60044-1). Instrument transformers - Part 1: General requirements.

28. Standard IEEE C57.13 (ANSI). IEEE Standard Requirements for Instrument Transformers.

29. Топольская, И.Г. Повышение точности и быстродействия при мониторинге нагрузки путем оптимизации вычислительных процедур в интеллектуальных контроллерах / И.Г. Топольская, Д.В. Топольский, В.И. Смолин //

Международный научный журнал «Альтернативная энергетика и экология». — 2010. — № 1 (81). — С. 64 – 67.

30. Цифровой измеритель вращающего момента асинхронных двигателей: пат. 93531 Рос. Федерация: МПК G01L 3/04 / Топольская И.Г., Топольский Д.В., Смолин В.И.; заявитель и патентообладатель ГОУ ВПО «ЮУрГУ». — № 2009148284/22; заявл. 24.12.2009; опубл. 27.04.2010, Бюл. № 12. — 3 с.: ил.

31. Щербаков, В.П. Исследование технических объектов с использованием метода идентификации моделированием / В.П. Щербаков, Г.И. Волович. // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия: Компьютерные технологии, управление, радиоэлектроника. — 2012. — № 35. — С. 42 – 44.

32. Кирпичникова, И.М. Актуальность использования свободного программного обеспечения при моделировании электротехнических систем, содержащих возобновляемые источники энергии / И.М. Кирпичникова, Д.В. Топольский, И.Г. Топольская // Актуальные вопросы науки: материалы VIII Международной научно-практической конференции (25.01.2013) — М.: Издательство «Спутник +», 2013. — С. 65 – 70.

33. Кирпичникова, И.М. Об одном направлении развития теории моделирования / И.М. Кирпичникова, Д.В. Топольский, И.Г. Топольская // Сборник научных трудов SWorld. Материалы международной научно-практической конференции «Современные направления теоретических и прикладных исследований '2013». – Выпуск 1. Том 2. – Одесса: КУПРИЕНКО, 2013. – ЦИТ 113-0944 – С. 75 – 77.

34. Волович, Г.И. Современные цифро-аналоговые преобразователи / Г.И. Волович // Электронные компоненты. – 2006. – № 5.

35. Graovac M Fast Ferroresonance Suppression of Coupling Capacitor Voltage Transformers / Iravani R., Xiaolin Wang, McTaggart R. D. // IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 18, No. 1, January 2003. – p. 158 – 163.

36. Weikel S. Application of an electro optic voltage transducer at 345 kV / Stranovsky G. // EPRI Optical Sensors for Utility T&D Applications Workshop, Portland, Oregon, July 20-21, 1995.
37. Santos J.C. Pockels high-voltage measurement system / Taplamacioglu M.C., Hidaka K. // IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 15, No. 1, January 2000, pp. 8-13.
38. Jaeger N.A.F. Integrated optics pockels cell high-voltage sensor / Rahmatian F. // IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 10, no. 1, January 1995, pp. 127-134.
39. Christensen L.H. Design, construction, and test of a passive optical prototype high voltage instrument transformer // IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 10, no. 3, July 1995, pp. 1332-1337.
40. Архангельский, В.Б. Магнитооптический измерительный преобразователь тока и электрооптический измерительный преобразователь напряжения / В.Б. Архангельский, И.А. Гиниятуллин // Материалы 7-й НТК «Энергия белых ночей». Сб. докладов, Санкт-Петербург: ВНИИМ, 2014. – С. 91–98.
41. Лемаев, Р.А. Широкополосные высоковольтные делители напряжений для средств измерений показателей качества электрической энергии / Дисс. канд. техн. наук. – Пенза: ПГУ, 2008. – 120 с.
42. ГОСТ Р МЭК 60044-7-2010. Трансформаторы измерительные. Часть 7. Электронные трансформаторы напряжения. – М.: Стандартинформ, 2012. – 54 с.
43. Делители напряжения емкостные электронные // Официальный сайт фирмы «Профотек». URL: <http://profotech.ru/products/207/> (дата обращения 07.10.2014).
44. Faifer, M. Electronic Combined Transformer for Power-Quality Measurements in High-Voltage Systems / M. Faifer, S. Toscani, R. Ottoboni // IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement — 2011. — V. 60, I. 6. — p. 2007 – 2013.
45. Combined current/voltage transformer TG COMBI // Официальный сайт фирмы ABB (Швеция). URL: <http://new.abb.com/high-voltage/instrument-transformers/combined/tg-combi> ((дата обращения 07.10.2017).

46. About Alstom / [www.alstom.com](http://www.alstom.com). (дата обращения 14.05.2019).
47. Chen Qing Li An innovative combined electronic instrument transformer applied in high voltage lines / Hong-bin, Huang Ben-xiong // Measurement — V. 43, I. 7, August 2010, Pages 960–965.
48. Electronic measurement transformer for combined current and voltage measurements: Pat. EP1624312 (A1) (Italia). Class.: G01R15/16. Заявка EP20040425620 от 6.08.2004. Опубл. — 2006-02-08.
49. Li Weifeng Application limitation of electronic current and Voltage Transformers in digital substations / Zhang Shuangle, Ma Weiping, Ao Ming // Power Engineering and Automation Conference (PEAM) / IEEE – 2011. – V.2. – p. 496-499. DOI: 10.1109/PEAM.2011.6134983.
50. Корсунов П. Ю., Моржин Ю. И., Попов С. Г. Разработка Концепции «Цифровая подстанция». Договор № И-11-41/10 / ОАО «НТЦЭ». – Москва, 2011. – 248 с.
51. Чичёв С. И., Калинин В. Ф., Глинкин Е. И. Методология проектирования цифровой подстанции в формате новых технологий. – Москва: Издательский дом «Спектр», 2014. – 228 с.
52. «Инженерная компания «ТЕКВЕЛ» — МЭК 61850, релейная защита, АСУ ТП - Инженерная компания «Теквел»» / [www.tekvel.ru](http://www.tekvel.ru). (дата обращения 14.05.2019).