

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

Институт химии и энергетики
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование)

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки)

Энергосбережение и энергоэффективность
(направленность (профиль))

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ)

на тему Формирование балансов электрической энергии с использованием
специализированных программных комплексов

Студент

Д.Ю. Романович
(И.О. Фамилия)

_____ (личная подпись)

Научный
руководитель

д.т.н., профессор П.А. Николаев

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

Тольятти 2021

Оглавление

Введение.....	3
Глава 1 Актуальность исследования.....	7
1.1 Потери электроэнергии.....	7
1.2 Общие сведения о системах учета на подстанциях Жигулевского производственного отделения. Учет электроэнергии в сетях высокого напряжения.	17
1.3 Общие сведения о системах учета электроэнергии в сетях СН–2 Жигулевского ПО. Учет электроэнергии в сетях среднего напряжения	24
1.4 Общие сведения о системах учета электроэнергии в сетях 0,4 Жигулевского ПО. Учет электроэнергии в сетях низкого напряжения.	29
Глава 2 Мероприятия по оптимизации процесса формирования баланса и выявлению потерь электроэнергии.....	42
2.1 Создание балансных подгрупп.....	42
2.2. Пофазные балансы.....	51
2.3 Формирование балансов на основании параметров сети.....	55
2.4 Использование параметра температуры для определения приборов учета с измененными элементами конструкции.....	62
Глава 3 Внедрение не типовых мероприятий по выявлению фактов хищения электроэнергии и оптимизации процесса сбора данных.....	70
3.1 Использование переносных рентгеновских аппаратов.....	71
3.2 Разрыв и(или) перехват сигнала искажающего устройства.....	73
3.3 Применение устройств считывания импульсов.....	74
3.4 Применение приборов предварительной оплаты.....	78
Заключение.....	83
Список используемых источников.....	85

Введение

Электросетевая компания, как и любая коммерческая организация, ставит своей основной задачей получение прибыли. Прибыль сетевой организации зависит от объема оказания услуг по транспорту электроэнергии между субъектами рынка электроэнергии. Сетевая организация и гарантирующий поставщик заключают соответствующий договор на передачу электроэнергии. Согласно этому договору сетевая организация получает плату от гарантирующего поставщика за объем фактически переданной электроэнергии конечным потребителем, с которым гарантирующий поставщик также заключает договор энергоснабжения. В данном случае сетевая организация выступает посредником между гарантирующим поставщиком и потребителем, так как не имеет прямого договора с потребителем электроэнергии [11]. Исключениями являются смежные сетевые организации, с которыми сетевая организация имеет прямой договор на передачу электроэнергии.

Сетевая компания получает электроэнергию от генерирующих компаний, таких как ПАО «РусГидро», ПАО «Т-Плюс» и другие. Учет электроэнергии осуществляется на выводах генерирующих установок и на вводах понижающих подстанций. Разность учтенных объемов, как правило, равна величине технических потерь. Так как транзит сгенерированной энергии до понизительных подстанций осуществляется по линиям высокого напряжения, то возникающие технические потери не велики, и нормируются в зависимости от характеристик оборудования и прочих факторов.

Распределение электроэнергии до энергопринимающих устройств конечных потребителей осуществляется посредством оборудования, принадлежащего сетевой организации. Объем электроэнергии, принятый сетевой организацией от генерирующих компаний, оплачивается гарантирующим поставщиком в целях его реализации между субъектами рынка. Данный объем прогнозируется на основании данных об

энергопотреблении прошлых периодов, и величины суммарной мощности, разрешенной к использованию потребителями. В связи с этим перед сетевой компанией стоит две задачи: распределить сгенерированную электроэнергию в полном объеме, и осуществить контроль над превышением величины максимальной мощности [1]. В случае возникновения разницы между количеством электроэнергии выкупленной гарантирующим поставщиком с объемом электроэнергии, фактически переданной потребителям, на сетевую организацию налагается штраф, эквивалентный этой разнице.

Для исключения подобных санкций сетевая организация стремится сократить возникающую разницу, которая обусловлена наличием потерь электроэнергии. Количество электроэнергии, которое сетевая организация документально подтвердит ведомостями, передаваемыми в адрес гарантирующего поставщика, определяет объем оказанных услуг по передаче электроэнергии. Для подтверждения факта передачи электроэнергии потребителю сетевая организация осуществляет ее учет. Учет электроэнергии производится на основании показаний расчетных (контрольных) приборов учета, либо путем выполнения расчетов энергопотребления, выполненных в соответствии с нормативно–правовыми документами.

Увеличение количества конечных потребителей и энергопотребления в целом сильно усложняет процесс учета электроэнергии. Собрав данные об энергопотреблении десятков тысяч потребителей персонал должен произвести их анализ и определить места, где электроэнергия учитывается некорректно или не учитывается вовсе. Время, которое персонал может потратить на анализ полученной информации сильно ограничено. Быстрая смена расчетных периодов, работа с договорами, оформление новых абонентов, и необходимость выполнения других задач усложняет процесс учета электроэнергии. Внедряемые автоматизированные системы не могут удовлетворить всем требованиям.

Наступивший кризис повлек за собой падение промышленного производства и как следствие сократил потребление электроэнергии этой группы потребителей, что повлекло за собой увеличение доли потребления электроэнергии бытовыми потребителями. Требования федеральных законов, направленные на оптимизацию энергопотребления и изыскание методов более рационального ее использования, также сокращают долю промышленного энергопотребления. Неисполнение плановых норм сокращения энергозатрат влекут за собой штрафы на технологические компании, в то время как в отношении бытовых потребителей эти требования носят рекомендательный характер.

Пандемия также спровоцировала резкий рост бытового электропотребления, так как множество людей перешли на дистанционную работу на дому. Такое явление как майнинг криптовалют существенно увеличило долю потерь в сетях низкого напряжения, так как это непрерывный и энергоемкий процесс. Майнинг в ряде случаев осуществляется путем хищения электроэнергии. В настоящее время майнинг является одной из главных проблем сетевой организации, так как вызванное им увеличение доли коммерческих потерь сопровождается существенным превышением уровня разрешенной мощности. Используемое для майнинга оборудование потребляет электроэнергию, кратно превышающую среднестатистический бытовой расход. Систематичное превышение уровня максимальной мощности, влечет за собой повышенную нагрузку на элементы сети, приводящую к их ускоренному износу. Падение напряжения в сети, вызываемое майнингом, влечет за собой повреждение оборудования других потребителей, и как следствие жалобы со стороны пострадавших лиц. Помимо потерь электроэнергии это влечет за собой дополнительные судебные издержки, внеплановый ремонт и замену оборудования, дополнительные выезды оперативных бригад для возобновления энергоснабжения улиц, отключенных вводным автоматом на фидере, вследствие превышения максимальной мощности.

Вышеуказанные проблемы, приводят к необходимости создания методов более эффективного учета электроэнергии, позволяющему не только определить их уровень, но и конкретный участок возникновения. Эффективный учет электроэнергии является одним из основных средств увеличения прибыли сетевой компанией, в том числе и за счет сокращения издержек на «холостые» рейдовые мероприятия по выявлению коммерческих потерь [2]. Трудность точечного определения места возникновения коммерческих потерь и как следствие не возможность своевременного возобновления достоверного учета, является основной причиной их высокого уровня, в частности в сетях низкого напряжения.

Для оптимизации процесса учета электроэнергии в сетевых организациях формируются балансы электрической энергии. В простом понимании баланс электроэнергии — это соотношение принятой (выработанной) и отпущенной (потребленной) электроэнергии на отдельно взятом узле или подстанции. При изменении подхода к формированию баланса, он может быть использован как средство структуризации информации о потреблении и отпуске электроэнергии, что позволит определить соотношение коммерческих и технических потерь.

Переоборудование и модернизация находящихся в ведении сетевой организации оборудования осуществляется за счет собственных средств. Увеличение уровня потерь электроэнергии провоцирует падение выручки сетевой организации. Низкая прибыль сокращает темпы развития сетей. Прирост количества потребителей опережает процесс обновления оборудования, что в свою очередь снижает качество передаваемой электроэнергии и ускоряет срок службы элементов сети. Оптимизация процесса формирования балансов и учета электроэнергии в целом, позволит оперативно выявлять и устранять факты, влекущие снижение полезного отпуска электроэнергии [3].

Глава 1 Актуальность исследования

1.1 Потери электроэнергии

Потери электроэнергии разделяют на технологические (технические) и коммерческие потери электроэнергии [6].

Технологические потери – это потери, возникновение которых обусловлено физическими процессами, происходящими в результате передачи электроэнергии. К ним также относятся расходы электроэнергии на собственные и хозяйственные нужды подстанций [21]. Данные потери рассчитываются в каждом расчетном периоде, и компенсируют разницу между объемом сгенерированной и переданной электроэнергии. Эти потери не являются прямыми убытками организации, так как их стоимость учтена в тарифе на передачу электроэнергии.

Коммерческие потери представляют собой разницу между сгенерированным и учтенным объемом электроэнергии за вычетом доли технических потерь. Данные потери — это прямой убыток сетевой организации. Затраты понесенные сетевой организацией на оплату неустойки гарантирующему поставщику не компенсируется тарифным регулированием. Также коммерческие потери — это недополученная прибыль сетевой компании, так как данный объем электроэнергии фактически был передан, но не был учтен [27].

В связи с этим, среди всех субъектов рынка электроэнергии сетевая организация в большой степени заинтересована в проведении максимально точного учета электроэнергии. Причинами возникновения коммерческих потерь является следующее:

– погрешность измерений. Каждый измерительный элемент (счетчик электроэнергии, измерительный трансформатор) при номинальных режимах работы имеет заявленный предел погрешности. Отклонение от номинальных условий (превышений допустимых значений параметров сети, изменение

температуры и влажности сверх номинальных значений и так далее) делает заявленную погрешность ненормированной. Отклонения погрешности не могут быть учтены при расчете технических потерь. При этом, превышение номинальных значений какого–либо параметра одного из элементов измерительного комплекса (например, перегрузка вторичных цепей измерительного трансформатора тока номиналом 5 А, при том, что номинальный рабочий ток подключенного через этот трансформатор прибора учета равен 5–10А) делает ненормированной погрешность всего измерительного комплекса;

- потребление электроэнергии с нарушением установленных договором требований;

- погрешность при проведении расчета технологических (технических потерь). При этом следует понимать, что данная погрешность может быть рассчитана и в большую сторону, сокращая фактическую долю коммерческих потерь.

Для того чтобы сократить коммерческие потери в первую очередь необходимо выявить место их возникновения. Для выявления потерь в сетевых организациях созданы службы учета электроэнергии, в чьи обязанности входит мониторинг и анализ энергопотребления [21].

Специфика электроэнергии как товара требует от персонала сетевой организации особого контроля над жизненным циклом ее передачи. В отличие от любого другого вида товаров и услуг передача электроэнергии осуществляется непрерывно.

Учет электрической энергии осуществляется приборным и расчётным методами. Приборный метод подразумевает использование специальных устройств – счетчиков электроэнергии. Счетчики электроэнергии бывают интервальными и интегральными. Интегральный счетчик обеспечивает фиксацию учтенной электроэнергии нарастающим итогом. Интервальные счетчики имеют возможность осуществлять учет электроэнергии с заданной дискретностью, за определенные интервалы времени. Интервальные приборы

учета по умолчанию выполняют функции интегрального счетчика. Расчетный метод – это метод, при котором объем потребленной/отпущенной энергии определяется по результатам замеров либо по нормативным характеристикам. Расчетный метод применяется в случаях, когда показания расчетного (контрольного) прибора учета не могут быть использованы для определения объема потреблённой электроэнергии. При выявлении факта несанкционированного подключения к сетям также применяется расчетный метод.

Процесс передачи и распределения электроэнергии является неразрывным.

Генерируемую электроэнергию необходимо преобразовывать до значений, безопасных для ее эксплуатации и возможности подключения оборудования. Между тем, потребители используют различные уровни напряжения для питания своих энергопринимающих устройств. Насосные станции, сталелитейные печи, электродвигатели и многие другие устройства подключаются непосредственно от шин 6(10) кВ. Для питания бытовых приборов используется напряжение 0,22 – 0,4 кВ. При этом процесс распределения и преобразования электроэнергии осуществляется постоянно. Как известно, чем выше напряжение – тем ниже технические потери электроэнергии, возникающие при ее транспортировке. Соответственно стоимость одного переданного киловатта мощности в сетях разного уровня напряжения отличается. Так как в сетях низкого напряжения при той же мощности протекает больший ток, то и износ таких сетей происходит быстрее, чем сетей высокого напряжения. Быстрый износ требует более частого ремонта и замены элементов сети. Поэтому стоимость электроэнергии в сетях 35–110 кВ существенно ниже, чем ее стоимость в сетях 0,4 кВ. При этом данная разница актуальна не только для конечного потребителя, подключенного к оборудованию сетевой организации. Различие в тарифах на передачу имеет место и в договорных отношениях между гарантирующим поставщиком и сетевой организацией. Данное

обстоятельство побуждает вести отдельный учет объемов электроэнергии, передаваемых по разным уровням напряжения. Следовательно, сетевая организация разделяет потери, возникающие в ее сетях на четыре группы, по уровням напряжения: НН (низкое напряжение до 0,4 кВ включительно), СН–1 (среднее напряжение 35 кВ), СН–2 (среднее напряжение 6(10) кВ), ВН (высокое напряжение от 110 кВ) [12].

Потери, возникающие в сетях ВН и СН–1. Уровень потерь в данных уровнях напряжения, как технических, так и коммерческих – низкий. Технические потери в линиях 35–110 кВ в среднем не превышают 2 %. Коммерческие потери в сетях СН–1 и ВН составляют не более 0,2 % и обусловлены погрешностью измерений применяемых средств учета. В случае возникновения коммерческих потерь свыше допустимой нормы их выявление происходит быстро, так как количество участников (субъектов) рынка электроэнергии в сетях напряжением СН–1 и ВН сравнительно не велико. Причины возникновения коммерческих потерь, как правило, вызваны факторами непреодолимой силы. К ним относятся выход оборудования из строя и неотложные ремонтные работы, повлекшие за собой отключение цепей учета [21]. К сетям высокого напряжения подключены заводы и предприятия, подстанции других сетевых компаний, объекты особой важности, энергоёмкие учреждения и корпорации. Хищение электроэнергии такими потребителями крайне редкое явление. В случае с коммерческими негосударственными структурами выявленное хищение может принести непоправимый вред имиджу предприятия в случае выявления подобного факта. Как правило, крупные организации дорожат своим статусом. Финансирование коммунальных услуг в государственных учреждениях осуществляется централизованно из бюджета в плановом порядке, что исключает заинтересованность потребителя в умышленном сокращении фактически потребленного объема [28].

К средствам учета, применяемым на объектах СН–1 и ВН, предъявляются более высокие требования в плане метрологических

характеристик, функционального обеспечения и мест их установки. Наличие технического учета позволяет вести достоверный контроль потребляемой электроэнергии. Это позволяет более точно вести контроль над энергопотреблением, определять время и причину нарушения учета в случае его возникновения.

На многих предприятиях размещаются установки компенсации реактивной мощности, что также снижает и уровень технических потерь в сети. Зачастую, измерительные комплексы, определяющие объем потребленной электроэнергии вышеуказанных объектов, располагаются на объектах сетевых компаний, и персонал потребителя не имеет к ним свободного доступа.

Все действия участников рынка электроэнергии в сетях высокого напряжения регламентированы и находятся под контролем государственных структур, ответственных за соблюдение установленных правил. Между сетевыми организациями и описанными выше потребителями создаются локальные инструкции о взаимоотношениях. Данные инструкции определяют порядок действий каждой из сторон, и позволяют оперативно устранить возникающие проблемы, в том числе связанные с учетом электроэнергии [1].

Потери в сетях СН–2. В данном уровне напряжения технические потери выше, чем в сетях высокого напряжения, их доля составляет в среднем от 6 до 10 % (в зависимости от протяженности фидера, преобладающего характера нагрузки, наличия отпаек и прочего). Доля коммерческих потерь существенно преобладает в сравнении с потерями в сетях высокого напряжения, и может составлять свыше 30 %. Такие потери выявляются реже. Количество потребителей данного уровня напряжения существенно больше, чем в сетях высокого напряжения. Основные потребители данного уровня напряжения — это небольшие промышленные предприятия, садоводческие товарищества, торговые центры, и иные лица, имеющие на своем балансе понизительную трансформаторную подстанцию.

Потребитель может являться собственником фидера. В этом случае фидер называется прямым. Учет такого потребителя осуществляется прибором учета, установленным в ячейке данного фидера на питающей подстанции. Все возникающие технические и коммерческие потери при этом учитываются прибором учета и вменяются потребителю. При возникновении несанкционированных подключений потребитель самостоятельно их выявляет и устраняет. В тех случаях, когда фидер является бесхозным или находится на балансе сетевой организации, то ей необходимо осуществлять расчет технических потерь. В виду отсутствия возможности определения объема отпуска электроэнергии в сетях низкого напряжения, все потери уровня НН (как технические, так и коммерческие) учитываются в балансах СН–2.

Причинами возникновения потерь в сетях СН–2 может быть ряд факторов. К ним могут относиться независящее от потребителя обстоятельство, повлекшее за собой нарушение учета. Это выход из строя измерительного трансформатора напряжения (вызываемого наличием резонанса в сети) [8], возникновение дополнительной погрешности измерительного комплекса из-за изменения чередования фаз со стороны высокого напряжения, межвитковое замыкание вторичной обмотки трансформатора тока, обнуление данных на приборе учета в случае износа элемента питания. Но зачастую возникновение коммерческих потерь вызвано нерегламентированными и противозаконными действиями потребителя. Чаще всего это проявляется в осознанном искажении данных расчетного прибора учета и других компонентов измерительного комплекса потребителем.

В связи с тем, что к сетям напряжения СН–2 подключены преимущественно юридические и приравненные к ним лица, то осмотр таких приборов учета осуществляется ежемесячно, в рамках проведения активирования юридических лиц, что повышает шанс выявления факта хищения электроэнергии.

Порядок взаимодействия сетевой организации (гарантирующего поставщика) с потребителями юридическими лицами регламентированы Постановлением Правительства Российской Федерации №442 от 04.05.2012 года и Постановлением правительства РФ от 27 декабря 2004 года №861. Требования данного постановления по отношению к потребителям юридическим лицам (и приравненные к ним) более строгие, чем требования, предъявляемые к потребителям физическим лицам [23]. Случаи недопуска представителей сетевой организации для проверки (осмотра) измерительного комплекса юридического лица редки, так как недопуск может повлечь за собой штрафные санкции. При расчете объема неучтенной электроэнергии, в случае выявления фактов хищения, используется произведение максимальной мощности на количество часов за период с последней контрольной проверки. Режимы работы оборудования повторителя при этом не учитываются, объем по мощности рассчитывается за полные 24 часа в сутки. Не смотря на более жёсткие требования и штрафные санкции, хищения электроэнергии среди потребителей уровня СН–2 частое явление. Обусловлено это тем, что юридическое лицо приобретает электроэнергию для осуществления коммерческой деятельности, вследствие чего тариф на потребленную электроэнергию выше, чем в случае использования для бытовых нужд (религиозные учреждения, садоводческие некоммерческие организации, школы и многие другие учреждения имеют более низкие тарифы). Высокая стоимость электроэнергии является причиной, побуждающей потребителя осуществлять хищение электроэнергии.

Потери, возникающие в сетях НН. Потери в данных сетях, как технические, так и коммерческие являются самыми большими. Технические потери составляют от 12 до 15 %, коммерческие потери могут достигать свыше 50 %. Потери в сетях низкого напряжения являются самыми трудно выявляемыми. Основная группа потребителей — это бытовые потребители, население. Данная группа потребителей наиболее неблагоприятная с точки зрения несовершенства средств учета и возможности хищения

электроэнергии. Потери в сетях низкого напряжения сильно рассредоточены. До настоящего времени доля бытовых потребителей в общем электропотреблении была относительно невелика. Однако, как было сказано ранее, кризис и пандемия существенно увеличили долю потребления данной категории потребителей. Количество договоров энергоснабжения и точек поставки в сетях НН существенно превышает количество других групп потребителей электроэнергии. Расчеты с бытовыми потребителями занимают большой удельный вес в работе сетевой компании.

Выявление потерь в сетях низкого напряжения является наиболее трудоемкой задачей, поставленной перед персоналом занятым учетом электроэнергии. Это обусловлено рядом факторов. Во-первых, во времена эксплуатации приборов учета электрической энергии индукционного типа, контроллер сетевой организации мог легко выявить нарушителя, так как все виды хищений были обнаружимы визуально, без использования специальных средств [10]. К таким видам хищения относились: набросы на воздушные линии, установка магнитов на счетчики, установка шунтирующих перемычек на клеммах приборов учета и измерительных трансформаторах тока. Со временем индукционные приборы учета были вытеснены более совершенными приборами, а именно электронными. Магниты и набросы стали редким явлением. Теперь хищение электроэнергии осуществляется путем внедрения в структуру счетчика дополнительных устройств, искажающих данные об объеме учтенной электроэнергии. Вмешательство такого типа не может быть выявлено при визуальном осмотре счетчика, и зачастую не выявляется даже при подключении переносных эталонных устройств. Это обусловлено тем, что злоумышленник может возвращать «заряженный» счетчик в нормальный режим в момент проведения проверки.

Искажающие устройства устанавливаются в корпус прибора учета, который опломбирован пломбой государственного поверителя. Сотрудники сетевой компании не имеют юридического права на демонтаж такой пломбы. Сетевая компания имеет полномочия на монтаж/демонтаж только

собственных пломб, которые устанавливаются на клемной колодке прибора учета, промежуточных испытательных коробках, клеммах измерительных трансформаторов, вводном автомате, дверцах и шкафах. Внедрение посторонних устройств в корпус прибора учета происходит путем подделки пломб государственной поверки. Выявить поддельную пломбу в полевых условиях не возможно. Выявление хищения, осуществляемого таким способом возможно только в ходе экспертизы счетчика, возможной с согласия потребителя, или по решению органов власти. Во-вторых, помимо внедрения в структуру прибора учета специальных посторонних устройств, не предусмотренных конструкцией счетчика, широкое применение среди лиц, осуществляющих хищение электроэнергии, получили так называемые программные «перепрошивки» счетчиков и замена их элементов. В данном случае дело касается интеллектуальных приборов учета. «Перепрошивка» подразумевает изменение определенного кода программного обеспечения прибора учета, вследствие чего прибор учитывает заниженный объем потребленной электроэнергии [18]. Замена элементов счетчика подразумевает изменение свойств существующего компонента. Каждый элемент прибора учета имеет заявленные характеристики. Совокупность этих характеристик определяет его класс точности. Изменение свойств элемента счетчика делает заявленный класс точности недействительным. В-третьих, особенности действующего законодательства также создают ряд причин, препятствующих оперативному выявлению и устранению недоучета электроэнергии, вызываемого ее хищением. Представители сетевой организации при определении перечня так называемых «неблагонадежных потребителей» не имеют возможности произвести проверку прибора учета незамедлительно, в том числе имея информацию о том, что конкретный потребитель осуществляет хищение электроэнергии. Неблагонадежными потребителями в сетевой организации принято считать лиц, в отношении которых имеются косвенные или конкретные факты, свидетельствующие о том, что они осуществляют потребление электроэнергии не в соответствии с

условиями договора электроснабжения и действующего законодательства. Для выявления таких потребителей, а также в целях подтверждения достоверности учета, осуществляемого приборным способом, сетевая организация осуществляет проверку приборов учета потребителей.

Проверки сетевой организацией осуществляются в плановом и внеплановом порядке. Плановая проверка осуществляется на основании графика, согласованного с гарантирующим поставщиком электроэнергии. Внеплановая проверка проводится только на основании заявления гарантирующего поставщика либо потребителя. Любой проверке прибора учета должно предшествовать письменное уведомление потребителя о намерениях сетевой организации произвести проверку. Подобные уведомления сетевой организации в адрес потребителя должны быть отправлены не менее чем за 5 рабочих дней. В случае если потребитель, в отношении которого планируется проведение инструментальной проверки, действительно осуществляет неправомерные действия, влекущие сокращение фактически потребленного объема электроэнергии, то данного промежутка времени может хватить на приведение измерительного комплекса в надлежащее состояние. Более того получив данное уведомление за потребителем остается право перенести данную проверку еще на 5 рабочих дней.

Основная масса юридических лиц ведет свою деятельность в будние дни, в часы работы сотрудников сетевой компании. Соответственно момент хищения электроэнергии может быть выявлен по факту, при проведении проверки. Исключения составляют предприятия с непрерывным циклом производства, и дачные товарищества, потребляющие основной объем в выходные и праздничные дни. Потребление же электроэнергии бытовыми потребителями приходится в основном на вечернее время и выходные дни, в которое сотрудники сетевой компании не проводят работу по выявлению коммерческих потерь.

На основании вышеизложенного следует вывод о том, что потери, возникающие в сетях низкого напряжения, наносят основной удар по прибыли сетевой организации. Тариф на передачу электроэнергии в сетях НН самый высокий, соответственно тем выше сумма неустойки, которую выставляет гарантирующий поставщик при наличии разницы в отпущенной и потребленной электроэнергии. Также эквивалентно возрастает недополученная прибыль сетевой организации [11].

Описанные проблемы, возникающие в процессе учета электроэнергии, будут рассмотрены на примере Жигулевского производственного отделения филиала ПАО «Россети Волга» – «Самарские Распределительные сети».

1.2 Общие сведения о системах учета на подстанциях Жигулевского производственного отделения. Учет электроэнергии в сетях высокого напряжения.

На балансе Жигулевского производственного отделения филиала ПАО «Россети Волга» находится 54 подстанции 35–110 кВ и один распределительный пункт (РП) 6 кВ. Общее количество присоединений составляет 979 штук. Автоматизированной системой учета электроэнергии (далее по тексту АСУЭ) оснащено 32 подстанции и 1 РП, (758 присоединений). По 22 подстанциям (221 присоединение) съём показаний и прочих параметров осуществляется визуально дежурным персоналом раз в сутки. Дополнительно два раза в году осуществляется ежечасный съём показаний на подстанциях, не имеющих АСУЭ, в рамках проведения контрольных замерных дней. Также Жигулевское ПО осуществляет контроль за достоверностью учета электроэнергии на 396 присоединениях, расположенных на абонентских подстанциях.

АСУЭ Жигулевского ПО включает в себя приборы учета, вторичные цепи, измерительные трансформаторы тока и напряжения, устройства сбора и передачи данных, основное и резервное коммуникационное оборудование,

устройства бесперебойного питания, датчики температуры, вторичные цепи, коммутационное оборудование и многое другое.

На подстанциях с интегрированной АСУЭ баланс сводится автоматически каждые 30 минут, без участия персонала. АСУЭ своевременно сигнализируют о пропадании напряжения, возникновении критических ошибок в работе приборов учета, а также позволяет рассчитать объем неучтенной электроэнергии в случае возникновения вышеуказанных событий.

Многие подстанции входят в узлы и учувствуют в межсистемных перетоках. Часть присоединений относится к оптовому рынку электроэнергии, вследствие чего наличие АСУЭ является не только предпочтительным, но и обязательным условием [16].

На подстанциях не оснащенных АСУЭ неисправность в цепях учета выявляется только в конце расчетного периода, в ходе сведения ежемесячного баланса по подстанции и(или) при визуальном контрольном съеме показаний и прочих параметров.

Для учета электроэнергии на подстанциях 35–110 кВ применяются только приборы учета косвенного включения. Исключение составляют присоединения трансформаторов собственных нужд, на которых допускается устанавливать приборы учета полукосвенного и прямого включения (при наличии технической возможности).

На подстанциях Жигулевского ПО применяются следующие виды приборов учета:

– Приборы учета производства АО «Энергомера», к ним относятся счетчики ЦЭ6850, СЕ304;

– Приборы учета и коммутационное оборудование производства АО «Нижегородского научно–производственного объединения имени М.В. Фрунзе», к ним относятся счетчики СЭТ–4ТМ, ПСЧ–4ТМ, ПСЧ–4АРТ коммуникаторы С1.02 и С1.03;

– Прибора учета и концентраторы производства АО «Инкотекс», к ним относится счетчик Меркурий 234 и концентратор Меркурий 225.

Перечень приведенных приборов учета вышеуказанных производителей не является исчерпывающим, приведены конкретные типы, применяемые на объектах Жигулевского ПО. Также каждый из указанных приборов учета имеет различные модификации, дополняющих функционал.

Независимо от модификации и производителя, все вышеуказанные приборы учета имеют общие базовые параметры. К ним относятся: номинальное напряжение 57,7(100) В, номинальный ток 5, 7,5(10) А, наличие одного или двух интерфейсов RS-485. Приборы оснащены оптическим (либо инфракрасным) портом для информационного обмена. Наличие данного интерфейса обязательно, и не зависит от наличия АСУЭ на подстанции. Это обусловлено тем, что подключение к прибору через интерфейс RS-485 возможно только путем срыва пломбы. Считывание данных через оптический (инфракрасный) порт не сопровождается срывом пломб. Необходимость периодического считывания параметров счетчика без срыва пломб обязательна, для оперативного выявления ошибок в его работе, при проведении периодического осмотра средств учета на подстанциях, не имеющих АСУЭ. Такое считывание проводится без приглашения потребителя.

Приборы учета обеспечивают хранение профилей мощности и показаний на глубину не менее 30 суток. Счетчики обеспечивают фиксацию событий в соответствующих журналах, с глубиной не менее 10 записей. К таким журналам относятся: отключения/включения счетчика, открытия/закрытия клеммной крышки, превышение допустимых значений напряжения, журнал перепрограммирования, коррекции времени и другие.

Вышеуказанные требования к приборам учета являются обязательными для возможности их использования на подстанциях Жигулевского ПО. Требования, предъявляемые к эксплуатируемым приборам учета, отражены в

политике ПАО «Россети Волга» и в локальных стандартах. Производители приборов и систем учета стремятся соответствовать данным стандартам.

В случае наличия АСУЭ на подстанции сбор данных осуществляется посредством специализированных программных комплексов верхнего уровня, таких как «Энергосфера» и(или) «Пирамида сети». Данные программные комплексы имеют протоколы обмена всех применяемых на территории РФ приборов учета, включенных в государственный реестр средств измерений. В случае если на ПС АСУЭ отсутствует, считывание данных осуществляется программным обеспечением конкретного производителя. Прямой информационный обмен с приборами учета производства НЗИФ возможен только путем использования конфигуратора СЭТ, с приборами учета «Энергомера» через AdminTools, с приборами учета «Инкотекс» через конфигуратор Меркурий. Это обусловлено различной программной архитектурой приборов учета.

На подстанциях Жигулевского ПО применяются УСПД ЭКОМ–3000 и «Арис» МТ–500 производства «Прософт системы» город Екатеринбург. УСПД служат для обработки, накопления, ввода/вывода данных, служит ретранслятором команд телеуправления и является посредником между датчиком (которым выступает прибор учета) и системой верхнего уровня. Важной задачей УСПД также является поддержание единого времени на всех подключенных устройствах. При наступлении определенных условий УСПД может выступить инициатором сигнала, уведомив оператора о наступлении аварийных событий [13]. Совокупность приборов учета, УСПД и соответствующего программного обеспечения представляет собой АСУЭ. Наличие АСУЭ позволяет минимизировать факты недоучета электроэнергии, свести к минимуму периоды их возникновения и максимально точно рассчитать неучтенный объем.

Не смотря на вышеизложенное, наличие АСУЭ на подстанции не является панацеей от возникновения недоучета электроэнергии. На практике имеется ряд событий, наступление которых не воспринимается системой как

некорректная работа (самой системы или отдельных ее компонентов, таких как приборы учета). К таким событиям относятся:

– Снижение напряжения в цепях учета. Полное пропадание напряжения (в том числе и резервного питания счетчика) воспринимается системой как сбой в работе, о таком событии персонал будет уведомлён посредством УСПД. Снижение напряжения до 5 % не воспринимается системой как неисправность, независимо от того какие причины повлияли на такое снижение. Снижение фактического напряжения на расчетном приборе учета установленного на подстанции 110 кВ на 2 вольта влечет за собой существенный недоучет электроэнергии. Например, на одной из подстанций Жигулевского ПО низкое напряжение во вторичной цепи измерительного трансформатора напряжения второй секции шин 6 кВ, было вызвано изменением сопротивления предохранителя фазы «В». Изменение сопротивления было вызвано частичным перегоранием предохранителя, и повлекло за собой недоучет электроэнергии в размере 614491 кВт. Такой большой объем был обусловлен тем, что данный дефект не был определен АСУЭ как неисправность, и учет продолжал работать в таком режиме около 3 месяцев. Неисправность на данной ПС была выявлена после проведения внеплановых инструментальных проверок измерительных комплексов, а основанием для данной проверки послужил анализ баланса по узлу, в который входит данная подстанция;

– Некритическая ошибка программного обеспечения счетчика. К таким ошибкам может относиться низкий заряд батареи, который впоследствии может привести к форматированию значимой информации, хранящейся в энергозависимой памяти счетчика (профили мощности, журналы событий);

– Выход за пределы заданных метрологических характеристик. Каждый прибор учета имеет заявленный класс точности, определяющий фиксированный предел погрешности. Подтверждение соответствия данной характеристики паспортным значениям возможно только при подключении эталонного прибора учета. АСУЭ не осуществляет диагностику данного

параметра. Применяемые на сегодняшний день приборы учета также не имеет подобную функцию самодиагностики.

Данный список событий не является исчерпывающим. Описанные проблемы выявляются при проведении плановых инструментальных проверок приборов учета, плановая частота проведения которых не реже одного раза в год.

Все применяемые прибора учета, УСПД, измерительные трансформаторы и прочее оборудование, входящее в состав измерительного комплекса в обязательном порядке должно проходить периодическую государственную поверку. В соответствии с инструкциями заводов изготовителей, а также внутренних нормативных документов в Жигулевском ПО осуществляется эксплуатация АСУЭ, которая включает в себя:

- ежеквартальное сервисное обслуживание компонентов системы;
- замена программного обеспечения, субблоков и модулей (по мере необходимости);
- проверка состояния и исправности предохранителей;
- проверка исправности светоизлучающих диодов;
- проверка состояния лицевых панелей, субблоков/модулей;
- проверка исправности тумблеров, кнопок управления, четкости их фиксации, устранение неисправности;
- проверка надежности соединения цепей заземления в шкафу и соединения шкафа с заземлением КП;
- проверка надежности соединения антенного кабеля с радиостанцией и антенной (в техническом здании);
- проверка надежности соединения антенного кабеля с антенной (по мачте);
- конфигурирование блоков микропроцессорной релейной защиты;
- проверка и настройка подтягивающих резисторов в цепи интерфейсного кабеля;

- проверка измеряемых параметров преобразователей на входе и на выходе;
- ежегодное сервисное обслуживание КП (включает техническое обслуживание (ТО) одного КП с выездом на объект):
 - сверка показаний счетчиков в базе данных с индикаторами счетчиков электрической энергии;
 - проверка наличия ошибок в канале связи с помощью специализированных программ; анализ протокола специализированных программ;
 - проверка креплений контроллера к стене, проверка крепления субблоков/модулей в каркасе компоновочном;
 - проверка надежности подключения соединителей/жгутов к субблокам/модулям;
 - осмотр монтажа, проверка надежности подключения контрольного кабеля в коммутационном отсеке;
 - устранение неисправностей в креплении контрольного кабеля на клеммных колодках;
 - проверка работоспособности источника гарантированного питания (отключение основного питания контроллера длительностью 10 мин.);
 - проверка состояния и надежности крепления антенной мачты и антенны, заземления, проверка крепления антенного кабеля на всем пути от радиостанции до антенны;
 - проверка кабеля на отсутствие изломов, резких изгибов и повреждений; проверка изоляции антенного кабеля;
 - юстировка антенны в направлении на ПУ; проверка соотношения уровня сигнал/шум с помощью анализатора помех;
 - перепрограммирование микросхем памяти, входящих в состав субблоков/модулей и в радиостанцию
 - проверка замков контроллера;
 - проверка измерительных каналов;

- проверка работы концевых датчиков "несанкционированный доступ";
- конфигурирование приборов учета;
- проверка схемы подключения приборов учета;
- обслуживание датчика ветра.
- Сервисное обслуживание по мере выхода оборудования из строя:
- замена элементов для датчика ветра;
- замена и настройка устройства Климат–контроль, проверка работы температурных датчиков [24].

Без своевременного выполнения вышеуказанных норм обслуживания АСУЭ может быть признана не пригодной для эксплуатации. В связи с тем, что учет на подстанциях 35–110 кВ осуществляется преимущественно для определения объемов электроэнергии в крупных узлах сети и потребителей особой важности, то некорректная работа ее элементов сведена к минимуму. С подстанций 35–110 кВ также осуществляется учет электроэнергии субъектов оптового рынка электроэнергии. Оптовый рынок электроэнергии находится под постоянным контролем системного оператора, так как при таком типе расчета стоимость потребленной электроэнергии определяется для каждого часа работы предприятия. В виду наличия многостороннего контроля над достоверностью учета электроэнергии, как со стороны сетевой организации, системного оператора и непосредственного отдела энергетики предприятия, возможность появления недоучета электроэнергии сведена к минимуму. Исключение составляют описанные ранее аварийные события, возникающие вследствие неподконтрольных обстоятельств [25].

1.3 Общие сведения о системах учета электроэнергии в сетях СН–2 Жигулевского ПО. Учет электроэнергии в сетях среднего напряжения

К сетям Жигулевского ПО СН–2 подключен 3861 потребитель. В отличие от приборов учета, применяемых на подстанциях 35–110 кВ, в сетях

6–10 кВ могут применяться приборы учета как косвенного (полукосвенного) включения, так и приборы учета прямого включения при установке их на стороне нижнего напряжения. Более 70 % приборов учета в сетях 6–10 кВ находятся на балансе потребителя. По мере реализации программы «перспективного развития системы учета розничного рынка электроэнергии» Жигулевское ПО осуществляет установку оборудования учета электроэнергии, с возможностью его интеграции в существующую АСУЭ. Типы устанавливаемых приборов учета аналогичны тем, что устанавливаются на подстанциях Жигулевского ПО. Дополнительно применяются приборы учета производства ЗАО «РИМ».

Включение новых точек в сетях СН–2 в АСУЭ является трудоемкой задачей, сопровождающейся высокими затратами. На ПС 35–110 кВ приборы учета сгруппированы и объединены информационным кабелем с УСПД. В сетях НН приборы учета сгруппированы в рамках одной КТП, связь обеспечивается посредством силовой сети. В сетях СН–2 отсутствует возможность организации связи по RS–485 или по силовой сети (PLC) нескольких точек учета (за исключением случаев, когда несколько приборов учета расположено в одном шкафу учета). Поэтому каждый прибор учета дополнительно оснащается GSM модемом. Для функционирования канала связи по каналу CSD необходима установка сим–карты. В отличие от систем сбора данных, устанавливаемых на подстанциях и сетях НН, приборы учета в сетях СН–2 не имеют возможности организации резервного канала связи. Отсутствие технической возможности обеспечить обогрев средств передачи данных делает связь с приборами учета нестабильной в зимние периоды. С точки зрения надежности средства сбора и передачи данных в сетях СН–2 являются самыми несовершенными.

В соответствии с действующим законодательством измерительный комплекс должен быть установлен в месте максимально приближенном к границе балансовой принадлежности сторон. В тех случаях, когда потребитель присоединен к основной магистрали отпайкой, находящейся на

его балансе, измерительный комплекс должен быть установлен непосредственно в месте такого присоединения. Осуществить установку измерительного комплекса возможно только с применением измерительных трансформаторов тока и напряжения. Такие измерительные комплексы называются пунктами коммерческого учета (далее ПКУ). При этом сам прибор учета находится в специальном шкафу, на допустимом расстоянии от находящихся под напряжением токоведущих частей. Использование ПКУ позволяет осуществлять более точный учет электроэнергии, так как нет необходимости производить дополнительные расчеты технических потерь от точки присоединения потребителя. Внешний вид ПКУ и способ его установке приведен на рисунке 1:

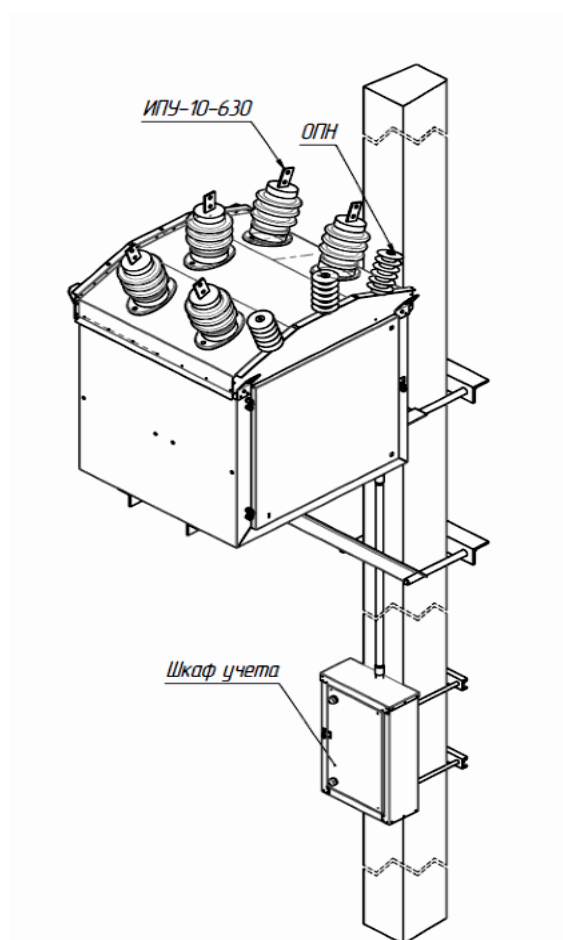


Рисунок 1 – Типовой пункт коммерческого учета (ПКУ) 6–10 кВ

Основной проблемой, с которой встречается персонал учета электроэнергии Жигулевского ПО при работе с ПКУ это невозможность оперативной проверки всех элементов данной конструкции, в виду их расположения в близи токоведущих частей. Проверка соответствия класса точности измерительного трансформатора или сверка его фактического коэффициента трансформации с паспортной характеристикой возможна только при демонтаже и прогрузке специальным оборудованием [15]. Изменение метрологических характеристик измерительных трансформаторов является самым частым способом хищения электроэнергии в сетях СН–2 при использовании ПКУ в качестве расчетного элемента. Вторым наиболее распространенным способом хищения электроэнергии является вывод из строя предохранителей в трансформаторах напряжения. Особенностью данного вмешательства является то, что подобное явление также может произойти и без участия потребителя. Это касается заземляемых трансформаторов напряжения, при возникновении феррорезонанса в сети при коротком замыкании на линии. Определить причину перегорания предохранителя зачастую невозможно. Третьим способом хищения является установка скрытых шунтирующих перемычек в токовых цепях, расположенных в шлейфе, идущем от высоковольтного блока до шкафа, где установлен счетчик. В связи с тем, что ток во вторичной цепи от измерительного трансформатора до прибора учета не превышает 5 А, и перед злоумышленником не стоит задачи полностью оставить учет электроэнергии, то данная перемычка делается не большой. Длина шлейфа в среднем составляет около 3 метров, выявить данный шунт без подъема на опоре не всегда представляется возможным. При установке таких перемычек в сетях НН сотрудники сетевой компании могут произвести контрольный замер токовой нагрузки на выводах трансформаторов тока, используя токовые клещи. Произвести контрольный замер на выводах трансформаторов тока 6(10) кВ на месте эксплуатации не возможно [10].

Для исключения приведенных выше фактов вмешательства в работу измерительного комплекса, в Жигулевском ПО активно применяются интеллектуальные приборы учета РИМ–384. Монтаж данного устройства осуществляется кратно быстрее, чем монтаж традиционного ПКУ, а его стоимость существенно ниже [17]. Так как нагрузка в сетях СН–2 равномерно распределена по фазам, то блоки прибора РИМ–384 устанавливаются на две крайние фазы. Блоки синхронизируются по радиоканалу. Один из блоков является ведущим. Для считывания показаний используется дистанционный дисплей.

Прибор является компактным, и позволяет осуществить его установку в тех местах, где отсутствует возможность осуществить монтаж высоковольтного блока. Внешний вид и способ монтажа приведен на рисунке 2.

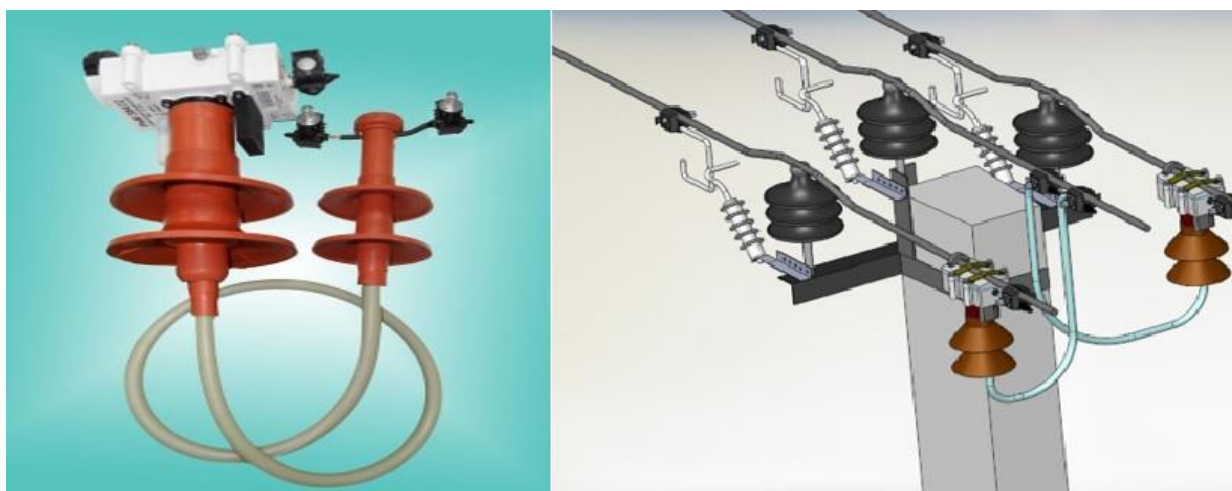


Рисунок 2 – Прибор учета РИМ–384. Слева внешний вид; справа способ установки

Данный прибор учета не имеет измерительных трансформаторов тока и напряжения. Отсутствие шкафа с прибором учета исключает возможность вмешательства в его работу. Установка прибора непосредственно на ВЛ–

6(10) кВ делает не возможным постороннее вмешательство в его структуру под действующим напряжением.

1.4 Общие сведения о системах учета электроэнергии в сетях 0,4 Жигулевского ПО. Учет электроэнергии в сетях низкого напряжения.

Введенье Жигулевского производственного отделения филиала ПАО «Россети Волга» находится 42841 действующий лицевой счет, соответствующей количеству точек присоединения частных домовладений. В течение 6 месяцев сетевая организация обязана произвести снятие показаний с приборов учета всех этих потребителей, независимо от включения точки учета в АСУЭ. В случае отсутствия показаний в расчетном периоде гарантирующий поставщик осуществляет начисление по нормативу. Нормативное начисление впоследствии может быть вычтено из объема полезного отпуска, при отсутствии подтверждения данных начислений показаниями прибора учета в течении 3 месяцев.

Структура Жигулевского ПО включается в себя 4 района электрических сетей: Тольяттинский, Сызранский, Шигонский и Жигулевский. За каждым из районов закреплен свой территориальный участок, включающий в себя подстанции и линии электропередач. Вышеуказанные потребители рассредоточены в Ставропольском, Сызранском и Шигонском районах Самарской области. Распределение потребителей по районам электрических сетей приведено в таблице 1:

Таблица 1 – Количество лицевых счетов граждан потребителей Жигулевского ПО по состоянию на 01.01.2019

Район	Количество физических лиц	Количество МКЖД
Жигулевский	7418	13
Тольяттинский	18829	180
Шигонский	9055	18
Сызранский	7539	26
Итого	42841	237

Результат работы персонала РЭС зависит от выполнения ежемесячного норматива потерь. Потери в сети НН являются трудно прогнозируемыми. Чем больше доля отпуска электроэнергии в сети СН–2 и НН, тем труднее выполнить данный норматив. Не смотря на большое количество лицевых счетов в Тольяттинском РЭС, потери в сетях СН–2 и НН могут быть нивелированы полезным отпуском по ВН, так как в зоне деятельности Тольяттинского РЭС много крупных и энергоемких предприятий. В Шигонском РЭС напротив, население является основным потребителем, вследствие чего удельный вес потерь среди населения перекрывает полезный отпуск по ВН. При этом общее число потребителей не является постоянной величиной. Количество вновь заключаемых лицевых счетов постоянно растет. Численность персонала сетевой организации и в частности каждого РЭС, осуществляющего эксплуатацию систем учета и сведение балансов электроэнергии практически неизменна. В Таблице 2 указано количество договоров технологического присоединения, заключенных за период с 01.01.2016 по 01.09.2019 г.

Таблица 2 – количество договоров технологического присоединения заключённых в Жигулевском ПО (мощностью до 15 кВт)

Район	2016 год		2017 год		2018 год		2019 год (до 01.09.19)	
	шт.	кВт	шт.	кВт	шт.	кВт	шт.	кВт
Шигонский	66	595,2	84	725	61	651	32	358,02
Жигулевский	105	1131,5	97	1034,824	71	798,5	54	592
Сызранский	104	1137	90	1029	116	1245,3	76	982,5
Тольяттинский	647	7872,5	645	7469,4	605	8303,25	391	5476,4
Итого	922	10736,2	916	10258,22	853	10998,0 5	553	7408,92

По состоянию на 01.01.2019 из вышеуказанного количества потребителей только 13927 точки учета оборудованы интеллектуальными приборами учета, интегрированными в существующую АСУЭ, что составляет 32 %.

Порядок формирования полезного отпуска по низкому уровню напряжения в Жигулевском ПО осуществляется следующим образом. В течении расчетного периода (принимается равным одному месяцу) персонал участков балансов и учета электроэнергии осуществляет сбор показаний расчетных приборов учета потребителей физических лиц. Сбор показаний осуществляется пятью способами:

– визуальный съём показаний сотрудниками сетевой организации, обходы физических лиц. Данный метод является устаревшим, но тем не менее имеет несколько плюсов. Проводя обход, сотрудник сетевой организации имеет непосредственный доступ к расчетному прибору учета и схеме его подключения, что дает возможность выявить случаи «грубого» хищения электроэнергии, которое заключается в установке перемычек, магнитов, повреждения корпуса, пломб и знаков визуального контроля.

Обходы, как правило, проводятся по утвержденному графику, в который в первую очередь включаются точки учета, установленные не на границе балансовой принадлежности сторон, а на участке потребителя. Также в данный график включаются точки, не включенные в АСУЭ, по которым за период свыше 3–6 месяцев показания не были сняты сетевой организацией и не были предоставлены потребителем в соответствии с условием договора. Минус данного метода заключается во временных затратах на проведение этой процедуры. Количество обходов в течение расчетного периода сильно ограничено как количеством персонала, так и отсутствием возможности физически получить доступ к энергопринимающим устройствам потребителя. Многие потребители препятствуют снятию показаний с их прибора учета;

– сбор данных посредством маршрутизаторов каналов связи (МКС). МКС позволяет собрать данные со всех приборов учета, подключенных к нему посредством силовой сети (либо по резервному радиоканалу) и передать их на АРМ диспетчера АСЭ по каналу GSM/GPRS. Все показания, которые консолидирует МКС, будут зафиксированы на заданные дату и время. Это делает процесс формирования баланса более точным, исключая погрешность неравномерного снятия показаний. К минусам использования МКС и АСУЭ в целом можно отнести только то, что считывая данные дистанционно персонал не может выявить такие факты как набросы на ВЛ или перемишки минуящие прибор учета без визуального контакта;

– сбор данных посредством мобильных терминалов. Мобильный терминал представляет собой персональный переносной компьютер, с необходимым набором преобразователей, обеспечивающих связь с конкретным типом (типами) приборов учета. Процесс сбора данных, по сути, аналогичен сбору данных через МКС. Исключением является то, что сбор данных мобильным терминалом осуществляется только по радиоканалу, и для сбора данных оператору необходимо находиться на определенном расстоянии от опрашиваемых приборов учета. Находясь в непосредственной

близости к приборам учета, персонал также осуществляет сбор показаний на заданные дату и время, но дополнительно может осуществлять визуальный осмотр линии, на предмет наличия несанкционированных подключений. Периодическое наличие персонала сетевой организации препятствует самовольному подключению как минимум в рабочее время, так как оказывает соответствующее психологическое воздействие [16];

– прием показаний от потребителей по телефону/электронной почте. Данный метод является самым ненадёжным, так как потребитель может осознанно занижать объем учтенный счетчиком. Завышение объемов также неблагоприятно сказывается на последующем формировании баланса, так как единовременность и достоверность снятия показаний ключевой момент к его корректному формированию;

– расчетный метод. Расчётный метод применяется в случаях, когда прибор учета, используемый для определения объемов потребленной электроэнергии неисправен. Метод также применим в случаях многократного недопуска сотрудников сетевой организации для снятия показаний или проведения проверки. Данный метод может быть, как выгоден, так и убыточен. Расчетный метод подразумевает использование нормативных замечаний потребления, и является фиксированным на весь период отсутствия показаний расчетного прибора учета. В тех случаях, когда максимальная выкупленная мощность потребителя не определена или отсутствует техническая возможность осуществить ее контроль, потребитель может осознанно потреблять существенно больше, чем определено расчетным способом, что крайне невыгодно для сетевой компании. Имеют место и случаи, когда объем потребленной электроэнергии определённый расчетным способом существенно выше фактического потребления, в этом случае сетевая организация остаётся в прибыли. В связи с тем, что и первый и второй случаи искажают достоверность сформированного баланса, сетевая организация стремится сократить количество потребителей, объем которых определяется расчётным способом.

Каждый район электрических сетей ежемесячно осуществляет обходы потребителей физических лиц, с целью сбора показаний расчетных приборов учета, не входящих в АСУЭ. В связи с тем, что помимо обходов приборов учета персонал осуществляющий учет электроэнергии задействован в выполнении другой работы (заявки потребителей на замену приборов учета и прочую работу), количество обходов, совершаемых ежемесячно, составляет не более 2500 показаний. Соответственно в рамках расчетного периода по 36415 точкам учета показания передает сам потребитель, либо объем начисляется по нормативной величине, которая зачастую кратно ниже фактического потребления.

Разнообразие приборов учета среди населения очень велико. Наиболее часто встречающиеся типы приборов учета, находящиеся на балансе потребителей: электронные приборы НЕВА–103(303), Меркурий–201(200, 231, 230), ЦЭ6803В (ВШ, ВМ), СЕ–101(300,301). Данные приборы учета отличаются поверочным интервалом, номинальным током и сроком службы. Класс точности всех приборов учета составляет 1,0. Также встречаются и индукционные приборы СО–2, СО–505, СО–2М и другие.

Жигулевским ПО для учета электроэнергии в сетях низкого напряжения применяется приборы учета производства ЗАО «РиМ» город Новосибирск. К ним относятся однофазные приборы РиМ–189(n) и трехфазные приборы РиМ–489(n) столбового исполнения. N означает различные модификации приборов учета. Например, четные модификации номинальный ток 80 А и не имеют встроенного устройства коммутации нагрузки. Нечетные модификации рассчитаны на номинальный ток 100 А. Различные модификации также означают отличия в способе монтажа. Жигулевским ПО применяются преимущественно приборы учета столбового исполнения, так как основная масса потребителей — это частные домовладения. Применение приборов учета РиМ–185 было прекращено в виду их неэффективности. Приборы учета традиционного исполнения не пригодны для установки на открытом воздухе, так как ЖК дисплей быстро

приходит в негодность. Приборы учета РИМ–189 и 489 не имеют дисплея. Внешний вид данных приборов учета приведен на рисунке 3.



Рисунок 3 – Слева направо: 1–фазный прибор РИМ–189; 3–фазный прибор РИМ–489; дистанционный дисплей РИМ–040.

Отличительной особенностью данных приборов учета является их размещение и способ монтажа, изображенный на рисунке 4. Однофазные РИМ–189 монтируются непосредственно в пролете от опоры в сторону энергопринимающих устройств потребителя. Крепеж осуществляется прокалывающими зажимами непосредственно на изолированный провод (СИП). Трехфазные РИМ–489 монтируются непосредственно к телу опоры. В связи с отсутствием у данных приборов учета табло с индикацией показаний и иных значений, а также в виду их труднодоступного расположения, потребителю выдается дистанционный дисплей РИМ–040 изображенный на рисунке 3, настраиваемый на конкретный прибор путем программирования. Связь дисплея и прибора учета осуществляется по радиоканалу. Корпус приборов учета имеет пломбировочные отверстия, аналогично приборам традиционного исполнения. Приборы учета имеют два канала связи для связи с МКС. Основной канал связи — это силовая сеть (PLC). Резервным

каналом связи является радиосвязь. При опросе приборов учета через мобильный терминал, радиосвязь выступает единственным каналом связи. Мобильный терминал имеет возможность адресного подключения к прибору учета через преобразователь, но производит очередной опрос нескольких счётчиков таким образом невозможно.

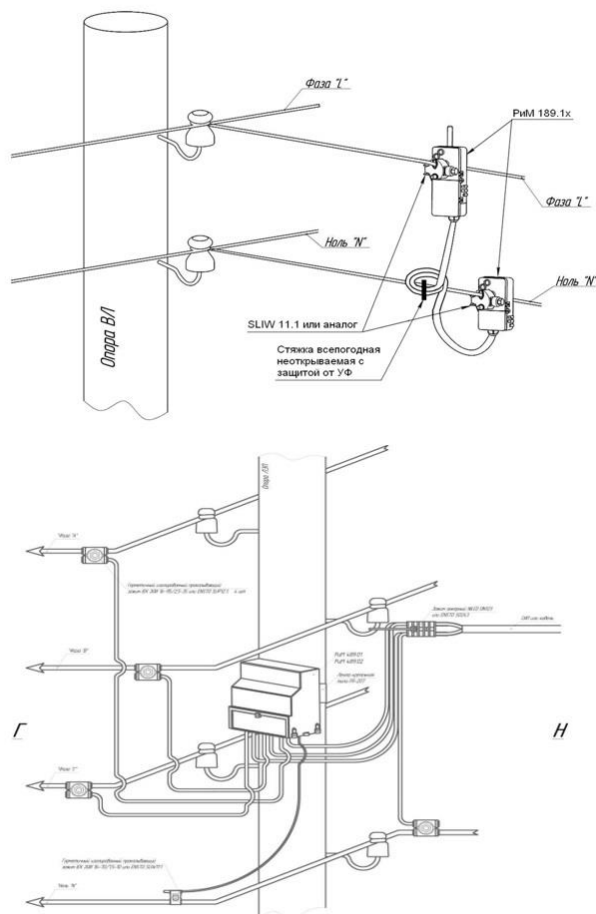


Рисунок 4 – Схема установки приборов учета РиМ–189, 489

Данные приборы учета рассчитаны на номинальное напряжение 0,22/0,38 кВ, номинальный ток 80/100 А. Корпус данных приборов учета выполнен с учетом особенностей их эксплуатации, позволяющим выдерживать более низкие и высокие температуры, чем приборы учета традиционного исполнения. Отличительной особенностью данных приборов учета является встроенное реле управления нагрузки. Данное реле

используется в следующих случаях. Введение полного ограничения режима потребления электроэнергии на основании соответствующей заявки от гарантирующего поставщика. Использование реле в этом случае позволяет произвести отключения без манипуляций с проводами и без выезда на место. Другая функция реле – контроль соблюдения порога выкупленной (разрешенной) мощности. В первом случае для срабатывания реле нужна принудительная команда, для второго – превышение заданного лимита мощности.

Достоверный учет электроэнергии в сетях 6(10) и 0,4 кВ одна из приоритетных задач, поставленных перед направлением реализация услуг и учет электроэнергии, так как суммарная величина потерь в этих сетях крайне высокая. Как видно из таблицы 3 потери составляют 28 %, что является высоким значением.

Таблица 3. Уровень потерь электрической энергии в сетях 6–10–0,4 кВ

Район электрических сетей	Суммарный отпуск с подстанций (без прямых фидеров) тысяч кВт*ч	Полезный отпуск (без прямых фидеров) тысяч кВт*ч	Абсолютные фактические потери тысяч кВт*ч	Относительные фактические потери %
Тольяттинский	335884,76	232146,95	103737,82	31
Жигулевский	79530,80	62101,02	17429,78	22
Шигонский	44381,24	33626,61	10754,64	24
Сызранский	63629,70	49977,72	15651,969	25
Итого	523426,50	375852,30	147574,20	28

Согласно данным таблицы 3, технические потери за 2018 года по фидерам уровня НН и СН–2 (без учета прямых расчетных фидеров) составляют порядка 10 %. Данное значение не является точным, так как при его определении не учитывается срок износа оборудования, допустимые погрешности измерительных комплексов, увеличение протяженности линий при новом технологическом присоединении и многое другое.

Не смотря на некорректно рассчитанный объем технических потерь, коммерческие потери в данном уровне напряжения остаются наиболее веской проблемой. В дополнении к описанным выше причинам высокого уровня потерь в сетях 0,4–6–10 кВ можно еще отнести следующее:

– наличие большого количества разнообразных по своим функциональным и метрологическим характеристикам приборов учета. Среди юридических лиц и потребителей бытового сектора до сих пор встречаются не снятые с эксплуатации индукционные приборы учета с классом точности 2, с истекшим сроком государственной поверки. Данные приборы учета могут быть использованы в качестве расчётных до момента истечения срока эксплуатации, который в ряде случаев достигает 30 лет. После истечения срока эксплуатации, либо при выходе из строя счётчика потребителя, ему выдается предписание о необходимости установки прибора учета. При этом потребитель самостоятельно определяет тип прибора учета, который он намеревается установить, так как сетевая компания не имеет право навязывать какие-либо условия. Как правило, в ходе выполнения предписаний потребителями устанавливаются самые простые приборы учета, не имеющие возможности информационного обмена и хранения данных, с низким классом точности;

– расчет потребителей по нормативу. Предписание на замену счетчика не обязывает потребителя осуществить его установку. При отсутствии расчетного прибора учета расчет осуществляется по заданному нормативу, который в определенных случаях бывает более выгодным для потребителя, чем расчет по прибору учета. Норматив определяется из таких составляющих как количество прописанных человек, площадь жилого помещения (количество комнат), наличие газа в населенном пункте и др. Площадь жилого помещения – фиксированное значение, которое не изменяется. Количество прописанных человек же – динамичный параметр. Бытовые потребители Жигулевского ПО – это не городские жители. В зоне обслуживания находятся частные домовладения в сельских населенных

пунктах. Такие люди, как правило, прописаны в городских квартирах. В графе «количество прописанных лиц» по статистике указывается от 0 до 1 человека. При этом проживать может иное количество лиц. В случае если это не дачный дом, имеющий сезонный характер нагрузки, а жилой дом с возможностью круглогодичного проживания, то заинтересованность потребителя в расчете по нормативу возрастает.

Для формирования баланса электрической энергии необходимо собрать информацию об энергопотреблении каждого абонента за рассматриваемый расчетный период, который составляет 1 месяц.

В отличие от систем учета, которыми оснащены подстанции 35–110 кВ, АСУЭ бытового сектора не оказывают такого значимого эффекта на сокращение/исключение потерь электроэнергии. Населенные пункты, в которых в период с 2012 по 2014 год в рамках реализации программы перспективного развития систем учета розничного рынка электроэнергии осуществлялась установка интеллектуальных приборов учета (с. Подстепки, с. Ягодное, с. Хрящевка и другие населенные пункты Ставропольского района) продемонстрировали положительную динамику по снижению потерь. По некоторым фидерам снижение потерь достигало от 15 до 17 % по сравнению с аналогичными периодами прошлых лет. Установка приборов учета на границу балансовой принадлежности, с возможностью одномоментного снятия показаний позволила кратно сократить потери электроэнергии, сократив количество «нормативных» потребителей, и исключив занижение объёмов, учитываемых предыдущими приборами учета, в виду несоответствия метрологических характеристик. Но с течением времени участились случаи вмешательства в работу приборов учета сетевой компании, и темпы снижения потерь сократились. Проблема в том, что замена старых приборов учета дает временный эффект на снижение коммерческих потерь. Внедряемые АСУЭ являются лишь средством наблюдения за распределением энергии, не исключая факты ее хищения. С течением времени учащаются факты вмешательства потребителя в работу

счетчиков, в результате чего данные, учитываемые прибором, искажаются. К примеру, получая информацию с прибора учета о нулевом расходе сложно определить, вызвано это «зануление» фактическим отсутствием потребления, или же целенаправленным искажением данных. Еще труднее дела обстоят в случаях, когда вмешательство в работу прибора учета сделано таким образом, что счетчик учитывает только 50 или 70 % фактического потребления.

Выявление таких потребителей, используя традиционные методы формирования баланса, сводятся к «поиску иголки в стоге сена». Для решения этих проблем требуется разработка иных методик корректного формирования и анализа баланса.

Выводы по главе 1

В главе 1 были рассмотрены основные проблемы, с которыми сталкивается персонал Жигулевского ПО при проведении учета электроэнергии. Для системного подхода к снижению коммерческих потерь электроэнергии необходима совокупность технических средств и методов формирования и анализа данных о приеме и распределении электроэнергии, позволяющая формировать наиболее оптимальные мероприятия по снижению потерь для конкретного узла.

Правовые ограничения, связанные с систематичностью проведения проверок приборов учета потребителей, и общая численность точек поставки электрической энергии, растущая в геометрической прогрессии, побуждают сетевые организации создавать методы локализации участков сети, с наибольшим уровнем коммерческих потерь.

Выявить ряд нарушений в работе прибора учета, или иного компонента измерительного комплекса, возможно только путем проведения экспертизы. Настаивать на проведении экспертизы возможно только при наличии уверенности в том, что данный потребитель непосредственно осуществляет

хищение электроэнергии, либо потребитель входит в тот участок сети, где уровень коммерческих потерь не оправданно высок.

Проведение этой процедуры возможно только при согласии потребителя, в отношении которого установлен потенциально «заряженный» прибор, что случается крайне редко, либо с решения и привлечения органов власти. Без проведения должного анализа балансов электрической энергии выявить таких потребителей невозможно, а привлечение органов власти для снятия каждого прибора учета на экспертизу затратит колоссально большое количество времени.

В связи с изменениями в действующем законодательстве с июня 2020 года сетевая организация обеспечивает оснащение интеллектуальным учетом все вновь устанавливаемые и выходящие из строя приборы учета. Безусловно, впоследствии это должно привести к сокращению потерь электроэнергии. Но до момента замены всех существующих приборов учета на оборудовании сетевой организации пройдет колоссально много времени. Поэтому, необходимость оптимизации процесса формирования балансов, и изыскание методов выявления хищения электроэнергии остаётся важной задачей.

Формирование баланса электрической энергии, и разработка на основе анализа соответствующих мероприятий позволит существенно сократить уровень коммерческих потерь, так как позволит локализовать проблемные участки.

В связи с этим, целью данной работе является разработка методов локализации проблемных участков сети и выявление потребителя (группы потребителей), действия (или бездействия) которых влекут за собой снижение полезного отпуска электроэнергии. Для достижения поставленной цели будут решены следующие задачи:

– совершенствование существующего подхода к учету электроэнергии на объектах Жигулевского ПО;

– внедрение методов, позволяющих оптимизировать процесс формирования балансов и выявлению потерь;

– применение полученной информации для разработки мероприятий по выявлению фактов хищения электроэнергии, в том числе не типовых.

Глава 2 Мероприятия по оптимизации процесса формирования баланса и выявлению потерь электроэнергии

2.1 Создание балансных подгрупп

Как было описано в первой главе, основной проблемой выявления фактов хищения электроэнергии является большое количество потребителей в сетях низкого напряжения.

Традиционное формирования баланса в сети 0,4 кВ подразумевает использование технического учета, установленного на отходящем фидере, и вычета из учтенного объема суммы объемов всех счетчиков, запитанных от данного фидера. Такой подход к анализу потребления не позволяет локализовать проблемный участок, так как показывает суммарную величину потерь в рассматриваемом участке. В среднем от каждого фидера 0,4 кВ в сетях Жигулевского ПО подключено от 40 до 70 потребителей, в некоторых случаях их бывает и больше. Имея данные о расходе фидера, определяющего поступление в данный узел, и данные об объеме каждого потребителя, можно свести баланс конкретного фидера. Полученные данные укажут объем потерь электроэнергии. Далее персонал участков учета электроэнергии вычленяет из объема потерь технические потери, определяя долю коммерческих потерь по фидеру. Технические потери определяются расчетным методом, при котором учитывается протяженность линии и тип ее исполнения, мощность трансформаторов, и прочие факторы. Данный расчет не является предельно точным, так как не в полной мере учитывает износ оборудования, качество соединения проводов и многое другое. Но в целом, значения технических

потерь в сетях 0,4 кВ аналогично линиям высокого напряжения определяются в зависимости от протекающего объема электроэнергии.

После того, как доля коммерческих потерь определена и в случае, если это значение превышает нормированное, необходимо запланировать мероприятия по их выявлению и сокращению. К таким мероприятиям относятся:

– Проведение инструментальных проверок приборов учета. Инструментальная проверка включает в себя определение погрешности проверяемого прибора учета, путем параллельного подключения образцового (эталонного) прибора учета;

– Проверка схемы подключения прибора учета в соответствии с паспортными данными на конкретный тип прибора. Для этих целей применяют различные приборы (например, прибор ПАРМА ВАФ–А; ретометр и другие);

– Визуальный осмотр приборов учета. Производится проверка наличия шунтирующих перемычек, сохранности и целостности номерных пломб и знаков визуального контроля сетевой организации и государственного поверителя, сверка показаний, проверка индикаторов воздействия магнитного поля, считывания журналов событий (при наличии технической возможности предусмотренной модификацией счётчика) [4].

Данные мероприятия являются затратными по времени, на полноценную инструментальную проверку 1 прибора учета уходит не менее 40 минут (без учета времени на подготовку рабочего места, допуск бригады к работе, согласования с потребителем факта проведения проверки). Соответственно, имея фидер 0,4 кВ от которого запитано 50 потребителей для выявления прибора учета, по которому осуществляется недоучет электроэнергии, одной бригаде потребуется 2–3 недели (с учетом продолжительности рабочего дня, временем на транспортировку бригады к месту проведения работ и обратно, и так далее) на поиск проблемного объекта. В связи с этим для решения основной задачи поставленной в данной

работе, а именно локализации проблемного участка, и как следствие сокращения потенциального количества точек для более детальной проверки, планируется к применению метод создания дополнительных балансных подгрупп.

Суть данного метода заключается в установке дополнительных счетчиков электроэнергии непосредственно на ВЛ–0,4 кВ для обеспечения промежуточного технического учета и дробления баланса по фидеру на несколько балансных подгрупп. Размещение дополнительных узлов учета и их количество планируется осуществлять исходя из фактического уровня потерь по фидеру. На примере КТП Тш205/160 в сельском поселении Сосновка Ставропольского района, запитанной от фидера №2 10 кВ ПС 35/10 кВ «Ташелка» видно, что технические приборы учета размещены на отходящих фидерах 0,4 кВ, а расчетные на вводе в дом каждого потребителя данного фидера. Размещение приборов учета схематично отражено на рисунке 5. От фидера 0,4 кВ №2 запитано 40 частных домовладений, от фидера 0,4 кВ №3 запитано 30 частных домовладений. Коммерческие потери по данным фидерам составляют 27 и 21 процент соответственно, при допустимых рассчитанных уровнях небаланса 6 и 5 %.

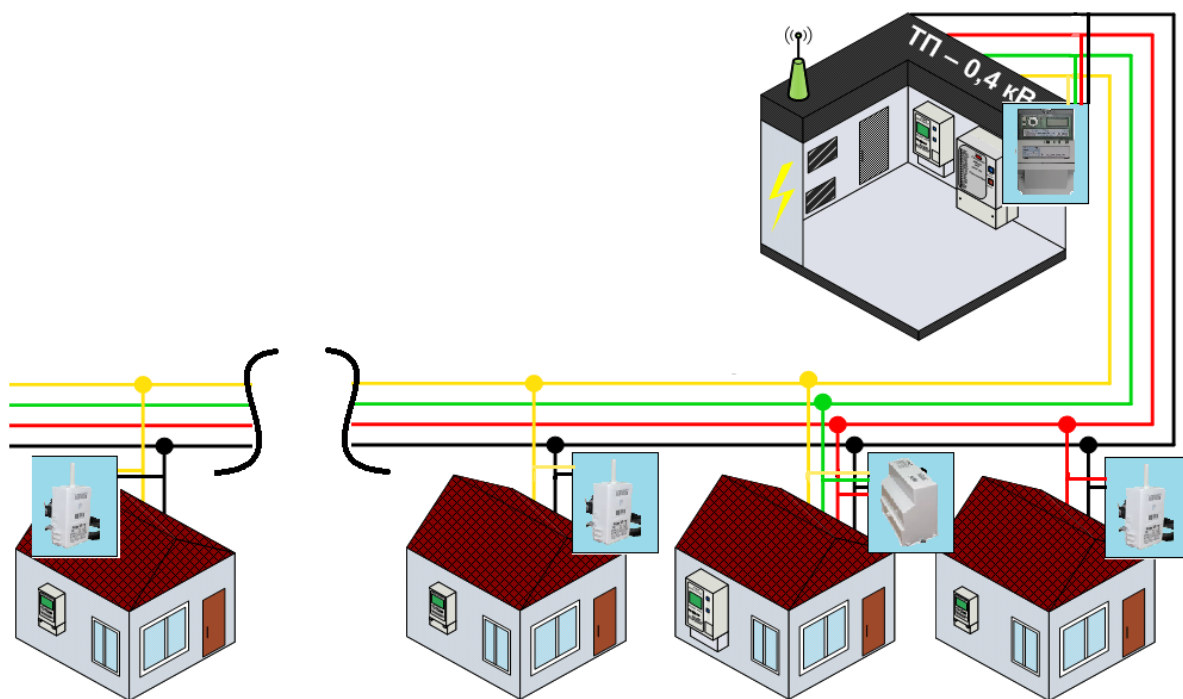


Рисунок 5 – Текущая модель размещения технических и расчетных ПУ

Для создания дополнительных балансовых подгрупп осуществляется монтаж приборов учета непосредственно на ВЛ в трех местах на фидере №2: анкерная опора 200/11 устанавливается 2 счетчика, 1 для балансировки отпайки в сторону опоры №202/10, 2 в сторону опоры №200/14, и на опоре №200/21 для балансировки конца улицы, тем самым баланс данного фидера разделен на 4 подгруппы. На фидере №3 установка прибора учета реализована на опоре 300/15, баланс фидера разделен на 2 подгруппы. Схематичная схема размещения дополнительного узла учета отражена на рисунке 6.

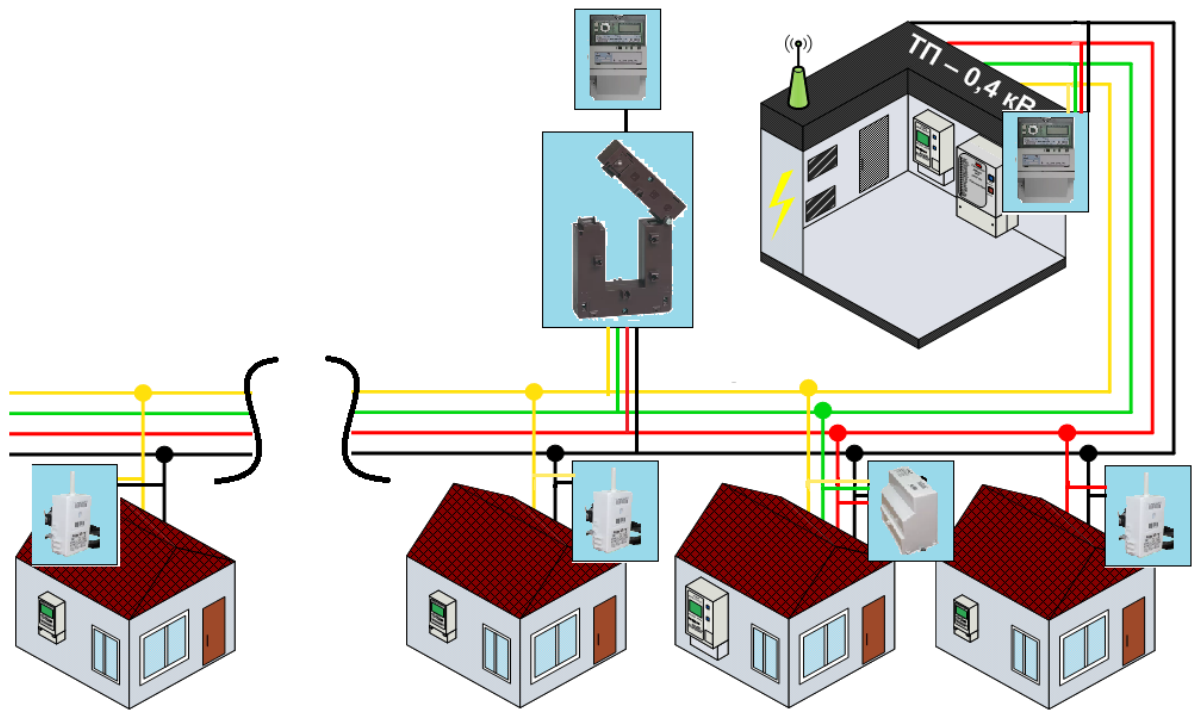


Рисунок 6 – размещение технических и расчетных приборов учета для создания балансных подгрупп

В результате фидер №2 КТ Тш205/160 будет разделен на следующие участки:

- участок линии от ввода до опоры №200/11– 1 балансная подгруппа;
- участок линии от опоры №200/11 до концевой опоры 202/1 – 2 балансная подгруппа;
- участок линии от опоры №200/11 до концевой опоры 200/21 – 3 балансная подгруппа;
- участок линии от опоры №200/21 до концевой опоры 200/29 – 4 балансная подгруппа;

Фидер №3 КТ Тш205/160 будет разделен на следующие участки:

- участок линии от ввода до опоры №300/15 – 1 балансная подгруппа.
- линии от опоры №300/15 до концевой опоры 300/26 – 2 балансная подгруппа.

Характеристики счетчиков для оснащения узлов технического учета будет определяться исходя из совокупной присоединенной мощности энергопринимающих устройств потребителей, находящихся в подгруппе. На отходящих фидера №2 и 3 установлены автоматы номиналом 160 А, соответственно для установки могут быть использованы приборы учета прямого включения, рассчитанные на номинальный ток 100 А, так как вводной автомат рассчитан на суммарную мощность всех потребителей, в то время как суммарная мощность каждой подгруппы имеет меньшую максимальную мощность. Для исключения возможного выхода из строя средств технического учета необходимо предварительно произвести контрольные замеры нагрузки. В случае превышения 80 А необходимо осуществлять установку узла учета с применением трансформаторов тока.

В сельском поселении Сосновка ранее внедрена автоматизированная система учета электроэнергии на базе приборов учета производства ЗАО «РиМ». На КТП установлен маршрутизатор каналов связи (МКС), посредством которого осуществляется сбор данных со всех приборов учета РиМ данной КТП. Для успешной интеграции вновь установленных технических узлов учета в существующую систему, выбор будет сделан в пользу прибора РиМ–489.02 столбового исполнения. Применение интеллектуальных приборов учета также позволит производить анализ параметров сети (таких как падения напряжения, коэффициент мощности и так далее) на отдельно взятом участке.

Для достоверного сведения баланса по созданным подгруппам необходимо сформировать корректную расчетную схему. Расчетные схемы формируются на базе программного комплекса «Пирамида сети». Для фидера №2 КТП Тш205/160 балансная схема будет рассчитываться следующим образом:

– баланс подгруппы 1 рассчитывается как разность объема, учтенного счётчиком на вводе фидера №2 и суммы объемов технического учета подгруппы 2 и 3, за вычетом расчетных ПУ 1 группы;

– баланс подгруппы 2 рассчитывается как разность объема, учтенного техническим учетом подгруппы 2 и всех отходящих расчетных ПУ;

– баланс подгруппы 3 рассчитывается как разность объема, учтенного техническим учетом подгруппы 3 и техническим учётом подгруппы 4, за вычетом расчетных ПУ 3 группы;

– баланс подгруппы 4 рассчитывается как разность объема, учтенного техническим учетом подгруппы 4 и всех отходящих расчётных ПУ.

Для фидера №3 КТП Тш205/160 балансная схема будет рассчитываться следующим образом:

– баланс подгруппы 1 рассчитывается как разность объема, учтенного счётчиком на вводе фидера №3 и объема технического учета подгруппы 2, за вычетом расчетных ПУ 1 группы;

– баланс подгруппы 2 рассчитывается как разность объема, учтенного техническим учетом подгруппы 2 и всех отходящих расчетных ПУ.

При этом для каждой из подгрупп рассчитывается свой норматив допустимого уровня небаланса. Баланс фидера определяется как сумма баланса всех подгрупп, входящих в него. Установка большего количества технического учета позволяет сократить шаг подгруппы, но наряду с этим несет более крупные финансовые затраты. Целесообразно определять количество и необходимость установки дополнительных узлов технического учета исходя из абсолютной величины потерь, а не относительной.

Применение промежуточных узлов технического учета на базе приборов учета типа РиМ–489 имеет еще несколько преимуществ. В системе, где уже реализована АСУЭ на базе приборов РиМ, установка дополнительных приборов учета позволит также увеличить процент опрашиваемых счетчиков. Это обусловлено тем, что каждый прибор учета РиМ–189 и 489 может выступать ретранслятором сигнала между дальними счетчиками и МКС.

Наличие размыкателя в приборах РИМ–489 позволит отключать дальние подгруппы для проведения ремонтных работ, оставляя питание домов, находящихся в первых подгруппах.

При крайне высоком уровне потерь на фидере, возможно сократить шаг установки технического учета формирующей балансную подгруппу в 1 расчетный прибор учета. При данном методе балансировке подлежит участок сети от вводного прибора учета, установленного непосредственно на отходящем фидере 0,4 кВ в КТП до опоры следующей после ввода потребителя. В таком из объема вводного счетчика вычитается объем всех остальных потребителей данного фидера. Полученная разность должна быть равна объему, учтенному первым расчетным прибором учета. В этом случае разница должна быть минимальной, равной величине технических потерь на данном участке. В случае отсутствия значимых расхождений в полученных объемах, шаг балансной группы увеличивается еще на один расчетный счетчик. Как только добавление нового элемента повлечет за собой существенные расхождения между объемом головного прибора и объемом вновь созданной подгруппы, значит последний добавленный расчетный прибор учета потенциально является заряженным, и требует проведения комплексной проверки [4].

После каждого нового переноса узла учета и создания новой подгруппы необходимо, чтобы прошло определенное количество времени, достаточное для формирования баланса. Минимальный предел времени расчета подгруппы – не менее 1 часа (2 профиля мощности с усреднением в 30 минут). Такой короткий промежуток времени позволит выявить хищение только в случае, если способ его осуществления был активен в этот конкретный момент времени. Чем больше времени будет функционировать подгруппа, тем точнее будет определен ее небаланс. В некоторых случаях целесообразно использовать промежуточный технический учета несколько недель или месяцев. Технический учет, формирующий подгруппу, может

быть установлен и на постоянной основе, в случае наличия достаточного количества приборов.

Не смотря на временные и трудовые затраты, в рамках фидера это мероприятие позволяет выявить факт вмешательства в расчетный прибор учета, не прибегая к прямому контакту с потребителем, и сократить время на проверку других приборов учета рассматриваемого фидера. Немаловажен и тот факт, что узлы технического учета не планируется переводить в статус контрольного учета, в связи с чем не требуется производить процедуру его допуска в эксплуатацию и включения в договор энергоснабжения конкретного потребителя. Данные приборы учета планируется использовать исключительно для выявления расхитителей электроэнергии без предварительного контакта с потребителем.

В случае наличия высокой нагрузки (свыше 80 А) а также для сокращения материальных затрат и возможности оперативного изменения масштаба балансных подгрупп возможно использование счетчиков, подключаемых через измерительные трансформаторы тока с разъёмным магнитопроводом, изображенном на рисунке 7. Это позволит сделать подгруппы более динамичными, позволяя постепенно нарастить или уменьшить размер подгруппы путем быстрой перестановки узла учета.



Рисунок 7 – трансформатор тока с разъёмным магнитопроводом (на примере Новатек–Электро)

Трансформаторы тока с разъемным магнитопорыводом позволяют осуществлять монтаж измерительных приборов без разрыва линии. В таком случае модификация применяемого прибора учета меняется на РИМ–489.15, прибор классического исполнения, подключаемый через измерительные трансформаторы тока. Данный метод позволит существенно сократить временные затраты на поиск участков сети с превышением уровня потерь. Установка такого узла осуществляется быстро и не требует проведения отключения линии. Напряжения для счетчика берётся с прокалывающих зажимов, а установка трансформаторов не повреждает линию электропередачи [4].

Рассмотренные приборы учета РИМ–384 устанавливаемые на ВЛ–6(10) кВ позволяют создавать аналогичные подгруппы в сетях среднего напряжения. Их организация не может быть осуществлена также быстро, так как независимо от способа монтажа прибора, линия должна быть полностью отключена. Установка таких приборов необходимо совмещать с плановыми ремонтными работами.

2.2. Пофазные балансы

В отдельно взятых случаях, когда на отдельной отпайке от ВЛ–0,4 кВ или в целом на фидере присутствуют исключительно однофазные расчётные приборы учета, то использование интеллектуальной системы учета на базе приборов учета РИМ позволяет сводить баланс отдельно по каждой из фаз.

Для реализации данного метода необходима установка трех однофазных приборов РИМ–189.02. По аналогии с созданием 3–фазных балансных подгрупп, важно учесть максимальный ток протекающей по фазе, для исключения выхода счетчиков из строя. По сути, данный метод схож с описанным ранее методом формирования балансных подгрупп. Отличием

является то, что изменение размера подгруппы осуществляется не переносом технического учета, а переподключением абонентов на другие фазы. Стоит заметить, что подобный метод актуален только в случае чрезмерно высокого уровня потерь, так как его реализации сопровождается кратковременным отключением абонентов.

Для реализации пофазного баланса необходимо обеспечить размещение абонентов, имеющих однофазные вводы, по двум фазам. Третья фаза при этом остается без подключений. Таким образом, у нас условно созданы две балансные подгруппы и одна контрольная. Далее осуществляется переподключение 1 абонента на пустую фазу. В контрольной подгруппе теперь чувствует два прибора учета – технический РИМ–189, и расчетный прибор учета потребителя. Если разница между объемами двух приборов учета не велика, и равна доле технических потерь, то учет данного потребителя считается достоверным. После этого в контрольную подгруппу подключается еще один расчетный прибор. Такие переподключения продолжаются до тех пор, пока не будет выявлено расхождение. Самое важное при этом – оперативное изменение расчетной схемы в программе.

Добавление единичного потребителя на фазу позволит определить достоверность расчетного учета даже в тех случаях, когда в качестве расчетного выступает прибор учета потребителя, не интегрированный в АСУЭ. Не смотря на недостоверность показаний, которые передает потребитель, а также неравномерность и не одновременность снятия показаний сотрудниками сетевой организации, у сотрудников Жигулевского ПО в целом имеются достаточные представления об энергопотреблении того или иного потребителя. Сопоставление данных технического пофазного учета с потреблением потребителей, постепенно добавляемых в подгруппу, позволит выявить точку, по которой осуществляется недоучет.

Метод пофазного баланса наиболее актуален в случаях проведения реконструкции линии, или подключения новых жилых массивов в рамках технологического присоединения. Это обусловлено тем, что согласно

статистике новые технологические присоединения являются более энергоемкими. В настоящее время частыми стали явления, когда заявка на технологическое присоединение подается не отдельно взятым лицом, а объединениям группы лиц (например: управляющая компания, СНТ, ТСН и так далее). В этом случае в рамках реализации мероприятий по технологическому присоединению сетевая организация выполняет свои обязательства по подключению абонентов. На стадии строительства можно выполнить имитацию пофазных подгрупп, при условии, что суммарная мощность потребителей может быть распределена только по 2 фазам из 3. Подключаемые жилые массивы, особенно в дачных товариществах, имеют преимущественно однофазные вводы. Выполнять переподключение абонентов на ненагруженную фазу целесообразно только при возникновении систематичного небаланса [4]. Перед выполнением переподключения потребителей на фазу «контрольной группы» необходимо убедиться, что выявленный небаланс обусловлен именно возникновением коммерческих потерь. Изменению состав подгрупп должен предшествовать визуальный осмотр линии. Такие явления, как замыкание на землю, набросы и предельная погрешность технического учета должны быть полностью исключены перед началом переподключения потребителей.

Данный метод, безусловно, является очень трудоемким. Переподключение абонента на другую фазу требует согласования его отключения, пусть и кратковременного. Преимущества этого метода заключается в том, что в отличие от метода балансных подгрупп его реализации возможна не на изолированном проводе, так как приборы учета РиМ могут быть установлены только на изолированном проводе с применением прокалывающих зажимов.

Потребитель, осуществляющий хищение электроэнергии путем вмешательства в прибор учета, помимо установки устройства искажения, должен подделать пломбы сетевой организации и государственного поверителя. Данная процедура является затратной, и окупается в течение

определенного периода времени, в зависимости от «сэкономленного» объема. Поэтому потребитель заинтересован в том, чтобы его «заряженный» счетчик оставался в статусе расчетного максимально долгий период времени. В случаях, когда в отношении конкретного потребителя устанавливается контрольный прибор учета (который также включается в договор энергоснабжения), этот потребитель может либо временно приостановить хищение электроэнергии, либо, при наличии возможности, зарядить и контрольный прибор учета. Представители сетевой организации не имеют возможности обеспечить круглосуточное наблюдение и охрану находящегося на ее балансе оборудования. Описанные методы балансных подгрупп не подразумевают включение приборов учета в договор, и не являются персонализированным в отношении конкретного абонента. Контрольные счетчики устанавливаются непосредственно на вводе потребителя, в месте, приближенном к границе. Промежуточные средства технического учета устанавливаются в любом из пролетов опор, так как при их использовании допускается повышенная погрешность при расчете технических потерь. Установка средств технического учета при реализации пофазного баланса устанавливаются в корпусе КТП, на вводных контактах фидера. Потребитель не осведомлен о наличии таких приборов учета. По сути, данные приборы учета и являются так называемыми контрольными приборами учета. Отличие в том, что отдельно взятый абонент не располагает информацией о том, что в отношении его установлен контрольный счетчик. Суть метода не в прекращении недоучета, а его выявлении.

В связи с ужесточением политики в отношении воровства электроэнергии, и применением более серьезных санкций (вплоть до привлечения к административной ответственности) неблагонадежный потребитель создаст все условия, для препятствования его выявлению. Применение методов балансных подгрупп и пофазной балансировки делает процесс выявления хищений менее очевидным, чем установка контрольного учета. Цель оправдывает средства.

2.3 Формирование балансов на основании параметров сети

Современное программное обеспечение и вычислительные мощности позволяют обеспечивать обработку больших массивов данных автоматически, за короткий промежуток времени. Исключение человеческого фактора при проведении расчетов позволяет создавать новые алгоритмы, которые могут быть использованы для формирования баланса без ущерба фонда рабочего времени, не требуя привлечения большего количества персонала.

Проблемы, с которыми сталкивается персонал сетевой организации при эксплуатации системы АСУЭ, говорит о том, что функциональная оснащенность устанавливаемых приборов учета и потенциал данной системы не используется в полной мере.

Не смотря на широкие возможности, суть сведения баланса остается неизменной. Для формирования по-прежнему используются только показания и объемы потребленной/отпущенной электроэнергии. Определенно, внедряемые технологии кратно сокращают временные затраты на составление детальных балансов. Помимо увеличения общего количества участников рынка, следует помнить о том, что расчет многих потребителей осуществляется по нескольким тарифам. Общее количество показаний, которые необходимо рассчитать и свести воедино возрастает в 2 и более раза (помимо стандартных тарифов «дневной» и «ночной» есть другие виды тарифов, часть потребителей в расчетах использует «Акт учета перетоков», в которых каждый час потребления рассчитывается по индивидуальному регулируемому тарифу). Отчетные периоды становятся все меньше. В связи с изменением действующего законодательства, сетевые организации обязаны обеспечить возможность посуточного предоставления показаний каждого потребителя, включенного в АСУЭ, в том время как ранее этот период был равен 6 месяцам.

Не смотря на большие массивы данных, с которыми должны работать сотрудники сетевой компании, большая часть работы (в частности внесение и расчет объемов) происходит по умолчанию. Главной задачей персонала теперь является детальный анализ и поиск проблемных мест.

Создание динамичных балансных подгрупп и пофазных балансов существенно сокращает зону поиска. Не смотря на потенциальную эффективность – этот метод очень трудоемкий так как включает в себя монтажные и пусконаладочные работы [20].

Совокупность интеллектуальных устройств и программного обеспечения создают большой потенциал для создания альтернативных методов формирования баланса. В 1 главе были обозначены случаи, заключающиеся во вмешательстве в работу прибора учета без использования посторонних устройств, с использованием программного вмешательства и замены его элементов. Для выявления таких случаев, необходимо задействовать более полный функциональный диапазон используемых устройств. Приборы учета производства ЗАО «РиМ» (а также прибора СЭТ, ПСЧ) фиксируют множество показателей помимо объемов нарастающим итогом, а также показаний с фиксацией на определенное время и дату. К ним относятся профили мощности с усреднением от 30 минут, мгновенные значения тока, напряжения и коэффициента мощности, температура, углы сдвига фаз. На практике все эти параметры востребованы исключительно в случае возникновения спорной ситуации с потребителем, в вопросах качества электроэнергии [5]. Запрос такой информации с прибора учета происходит адресно, при возникновении конфликтной ситуации. Но эти данные также могут быть использованы для баланса и поиска фактов хищения электроэнергии. Сопоставление профилей мощности позволяет строить графики, наглядно показывающие изменение баланса во времени. Но передача такого большого количества информации оказывает слишком большую нагрузку на серверное оборудование, и влечет за собой большие

финансовые затраты на передачу данных. МКСы применяемые в сетях 0,4 кВ имеют фиксированный объем памяти.

Рассмотрим суть проблемы программного вмешательства в работу счетчика. Искажение данных прибора учета посредством программного воздействия является более предпочтительным для потенциальных расхитителей электроэнергии. Этот метод не нарушает пломб, и не оставляет следов на корпусе прибора учета [10]. При наличии навыка и соответствующего программного обеспечения этот процесс может быть обратим. Факт наличия данного вмешательства возможно выявить только на заводе изготовителе. Минусом такого метода для неблагонадежных потребителей является то, что способ, которым происходит перепрограммирование одного типа счетчика, совершенно не применим для счетчиков другого производителя, так как все приборы учета имеют разную программную архитектуру. Также данный метод также имеет свои уязвимости, и построив алгоритм формирования баланса определенным образом такие приборы учета также могут быть выявлены.

Вмешательство в программное обеспечение счётчика бывает двух видов.

Первый подразумевает изменение встроенных поправочных коэффициентов. Поправочные коэффициенты – это цифровой множитель, необходимый для калибровки погрешности аналоговых преобразователей счетчика, и приведения их к максимально точным значениям. Измерительные элементы каждого счетчика имеют погрешность, сумма которых должна укладываться в заданный диапазон погрешности. Этот параметр называется классом точности счетчика. Современные цифровые счетчики имеют класс точности $0,5s-0,2s$, что означает, что погрешность счетчика (то есть. сумма погрешностей всех его измерительных элементов) не должна превышать $\pm 0,5$ и $0,2\%$ соответственно от измеряемой величины. Отклонения точности измерительных элементов калибруются на величину поправочных коэффициентов, и последние вносятся в программное обеспечение каждого

счетчика индивидуально. Изменение данных коэффициентов в меньшую сторону влечет за собой недоучет электроэнергии.

На основании вышеизложенного следует вывод о том, что измерительные элементы счетчика, получающие аналоговые сигналы, такие как значения силы тока и напряжения – являются действительными, то есть потенциально не искаженными. Значения, на которые аналоговые сигналы изменяются путем произведения на поправочный коэффициент, составляют десятые доли процента. При выявлении вмешательства такого типа этими значениями можно пренебречь, так как они используются исключительно для приведения класса точности счетчика к заданным пределам. Первичные сигналы поступают в аналогово–цифровой преобразователь счетчика, после чего встроенное программное обеспечение выполняет все необходимые преобразования, чтобы в итоге на табло прибора отобразились показания. На этом этапе и происходит искажение данных. Результат этих вычислений – итоговое значение учтенной электроэнергии, которое впоследствии будет использовано при формировании баланса. Возможность изменения данных коэффициентов – один из возможных путей искажения данных об объеме потребленной электроэнергии.

Каждый интеллектуальный прибор учета имеет несколько уровней доступа. Как правило, их три: 1 – пользовательский, 2 – уровень администратора, 3 – уровень производителя. Далее рассмотрим каждый из уровней более подробно.

Пользовательский уровень. Данный уровень является самым ограниченным в плане воздействия на счетчик. Этот уровень позволяет осуществлять только считывание информации, без возможности изменения конфигурации счетчика. Как правило, этот уровень не защищен паролем, и доступен всем заинтересованным участникам, как потребителю, так и сетевой компании [26].

Уровень администратора. Данный уровень позволяет вносить некоторые изменения в конфигурацию счетчика и его настройки. Проведя авторизацию под уровнем администратора, можно произвести следующее:

- настройку (корректировка) времени;
- задать тарифное расписание;
- задать режим индикации на табло прибора учета;
- разрешить или запретить отображение максимумов мощности, текущих параметров сети, отображение заданных потерь и так далее;
- обнулить показания;
- внести коэффициенты трансформации по току и напряжению;
- задать пароль для пользовательского уровня доступа (запретив тем самым считывание данных);
- задать параметры интерфейсного обмена.

Данный уровень в обязательном порядке защищается уникальным паролем сетевой организации, который должен быть доступен только узкому кругу лиц, непосредственно обслуживающих объект [26].

Уровень производителя. Этот уровень является не доступным даже для сотрудников сетевой организации. Данный уровень позволяет вносить изменения в поправочные коэффициенты счетчика, производить форматирование журналов профилей мощности и событий. Также данный уровень позволяет выполнять все действия, доступные под уровнем администратора. Доступ к данному уровню имеется только на заводе изготовителе конкретного типа счетчика.

Получив доступ к 3 уровню доступа, злоумышленник может исказить данные, учитываемые прибором учета [18].

Таким образом, в целях выявления факта вмешательства в прибор учета на программном уровне, необходимо сформировать баланс, используя не показания электроэнергии, а мгновенные значения силы тока и напряжения в конкретно взятый промежуток времени. Сравнив произведения тока и напряжения за усредненный период времени, и сопоставив его с

учтенным объемом, полученным на основании разности начальных и конечных показаний счетчика, можно определить, было ли совершено вмешательство в его программное обеспечение. Дискретность фиксации мгновенных значений счетчика имеет прямо пропорциональную зависимость от скорости передачи сигнала от счётчика до маршрутизатора, и от маршрутизатора до АРМ оператора. Для получения более достоверной и наглядной информации, необходимо производить такие сравнения в пиковые часы нагрузки, которые также могут быть определены индивидуально для каждого отдельного узла. По умолчанию, прибор технического учета, установленный на вводе КТП или на сборных шинах, считается эталонным, так как у потребителя нет возможности вносить в него какие-либо изменения. Считав с него профили мощности можно вывести график потребления и определить часы пиковой нагрузки конкретного узла. Произведя сравнение значений произведения силы тока и напряжения расчетных приборов учета в наиболее загруженные часы, полученная разница будет наиболее заметной. Более того, можно сопоставить динамику изменения профиля мощности с графиком изменения силы тока.

Приборы учета РиМ не имеют возможности хранения данных о параметрах сети на отрезки времени. Данная информация считывается по факту в момент запроса. Соответственно данная процедура должна производиться отдельно по каждому прибору учета. Установив связь со счетчиком посредством МКС необходимо начать считывание параметров силы тока и напряжения. В условиях качественной связи и высокого уровня сигнала, прибор учета сможет передавать данные значения не менее 10 раз в минуту. Показания при этом будут фиксировать в штатном режиме с отсечкой на каждые 30 минут [15]. Данная информация будет записана в соответствующий журнал ПК «Пирамида Сети». Чем дольше будет осуществляться запись параметров сети, тем точнее будет результат сравнения. Попытка установки одновременной связи с несколькими приборами учета может увеличить шаг считывания данных, так как ресурс

передачи данных с МКС ограничен. Поэтому рекомендуется делать эту процедуру последовательно, а не параллельно. Помимо значений силы тока и напряжения будет осуществляться фиксация коэффициента мощности. Полученные данные используются для расчета мощности. Выявленные расхождения могут служить основанием для запроса на заводе изготовителе первоначальных поправочных коэффициентов конкретного счетчика, в случае отсутствия у потребителя паспорта на данный прибор учета (в случае, если проверяемый прибор учета находится на балансе потребителя). Эти данные хранятся в архиве, и могут быть получены при необходимости.

В тех случаях, когда в населенном пункте МКС отсутствует, то считывание данных с приборов учета необходимо осуществлять через мобильный терминал. При этом, существующее программное обеспечения (РМС–21.50) не позволяет сохранять считанные данные в журналы, так как архивы параметров сети отсутствуют. Персонал должен фиксировать считанные данные вручную, путем их записи. В связи с тем, что данный процесс в настоящий момент не поддается автоматизации, то точность такого расчета будет существенно ниже, чем при считывании данных через МКС.

Сопоставление рассчитанной мощности с объемом, фактически учтенным прибором учета позволят использовать данные одного и того же прибора учета для сведения баланса по конкретной точке. При использовании АСУЭ этот процесс можно поставить на поток, используя расписание опроса счетчиков. Расписание опроса следует составить с учетом графика потребления абонента. График нагрузки потребителя, осуществляющего хищение электроэнергии, не смотря на заниженный объем, будет указывать время максимальных и минимальных нагрузок. Важно чтобы считывание параметров мощности осуществлялось именно во время максимального энергопотребления.

2.4 Использование параметра температуры для определения приборов учета с измененными элементами конструкции

В разделе 2.3. был рассмотрен метод, при котором происходит искажение аналоговых сигналов при их оцифровке. До момента их преобразования в АЦП они условно считаются истинными. На практике сетевой организации также имеют место случаи, когда в АЦП уже поступают заниженные аналоговые сигналы. Схема устройства электронного прибора учета приведена на рисунке 8. Это достигается путем изменения свойств элементов прибора учета. Все конструктивные элементы прибора учета имеют заявленные характеристики проводимости (сопротивления). Изменение этих параметров ведет к недостоверности учитываемой электроэнергии [14].



Рисунок 8 – структурная схема электронного счетчика

Для внесения таких конструктивных изменений злоумышленнику также нужно осуществить подделку всех установленных пломб. Замена элементов происходит таким образом, что визуально они не отличаются от элементов заводского исполнения. Чаще всего это подделка датчиков тока, которые представляют собой традиционный трансформатор тока. Подделка

трансформаторов напряжения не практикуется, так как низкое напряжение может быть расценено прибором учета как аварийное событие, после чего он выступит инициатором сигнала и спровоцирует его внеплановую проверку сотрудниками сетевой компании [14].

Изменение конструктивных элементов один из самых трудоемких и дорогих методов хищения электроэнергии. Определение факта такого вмешательства возможно только в лабораторных условиях.

Для выявления подобных фактов предлагается использование параметра такого параметра прибора учета как температура. Каждый интеллектуальный прибор учета, помимо описанных ранее параметров, так же фиксирует значения температуры внутри корпуса. Температура корпуса зависит от внешних и внутренних процессов. Рабочий диапазон приборов учета РИМ от -40 до $+85^{\circ}\text{C}$. Суть метода выявления приборов учета с измененными элементами заключается в сопоставлении значений температуры внутри корпуса со значениями силы тока. Для реализации данного метода необходима контрольная группа однотипных приборов учета, установленных в рамках схожей среды с прибором учета, потенциально имеющим измененные элементы. Ток, протекающий по силовой части прибора учета, вызывает его нагревание. Чем выше ток, тем сильнее нагрев. Данную зависимость можно проследить путем подключения прибора учета на испытательный стенд. Путем постепенного увеличения нагрузки температура внутри корпуса прибора учета начнет увеличиваться. Зависимость температуры от протекающего тока в паспортных данных прибора учета отсутствует, так как температура во многом зависит от многих факторов (в том числе значений температуры наружного воздуха) которые не могут быть предусмотрены и заранее рассчитаны.

Определив по прямым или косвенным признакам абонента, учтенный объем которого не соответствует фактическому потреблению, необходимо определить потребителей, имеющих схожий объем учтенной электроэнергии. При этом в отношении данных потребителей не должно быть сомнений в

корректности учета. После того, как определены эталонные значения температуры внутри корпусов приборов учета благонадежных потребителей при равных объемах учитываемой электроэнергии, необходимо произвести сравнение значений температуры с проверяемым счетчиком. Отклонение до ± 3 градусов не является основанием для отнесения данного потребителя в категорию неблагонадежного. Превышение температуры в более чем 5 градусов может свидетельствовать о том, что данный счетчик имеет измененные элементы.

Использование данного метода выявления хищения электроэнергии является самым косвенным из приведенных. Причиной возникновения отличий в значениях температуры между эталонными и проверяемыми счетчиками может быть попадание прямых солнечных лучей на прибор и ряд других факторов. Сравнение значений температуры может позволить выявить счетчик, место установки которого провоцирует появление дополнительной погрешности. Температурный диапазон счетчика является предельным. Заявленный класс точности обеспечивается при соблюдении номинальных условий работы. Выявив прибор, который при аналогичных значениях учитываемой мощности имеет сильный перегрев, необходимо проанализировать, чем этот перегрев может быть вызван. Возможно, необходимо произвести ремонт столбового прибора учета на другую грань опоры, исключив его прямой контакт с солнечными лучами. На практике также были случаи, когда прибор учета перегревался и плавился от лучей, отраженных от алюминиевой крыши. Данное сравнение также актуально и для переохлаждения приборов. Отличия в том, что низкая температура прибора учета в 100 % случаев не может быть вызвана вмешательством потребителя. Чрезмерно низкая температура свидетельствует исключительно об несоответствии места установки прибора учета.

Анализ параметра температуры позволит создать технические мероприятия, по поддержанию режима работы счетчика в номинальных

условиях. Это достигается путем установки прибора учета в шкаф с дополнительным оборудованием, обеспечивающим благоприятные температурные условия. Как правило, большинство шкафов учета оснащается исключительно устройствами обогрева, в то время как охлаждение счетчика является не менее важной задачей, обеспечивающей более достоверный учет. Работа прибора учета в номинальных условиях сокращает потери электроэнергии, вызываемые превышением заявленной погрешности измерений.

Несмотря на то, что метод сравнения значений температуры не позволяет абсолютно точно выявить факт хищения электроэнергии, имеется ряд случаев, в которых этот способ является наиболее эффективным. Дело касается выявления майнинг ферм, наличие которых в последнее время наносит всё больший урон по уровню потерь электроэнергии. Как было описано ранее, майнинг сопровождается хищением электроэнергии. Майнинг – это деятельность по проведению постоянных вычислений для обеспечения функционирования криптовалютных платформ. Сложность этих вычислений постоянно повышается. Для осуществления этих вычислений используются мощные процессоры, требующие постоянного охлаждения. При использовании метода сравнения температур главным минусом способа является то, что нагрузка потребителя не постоянна, и в моменты ее снижения прибор учета успевает охладиться. Параметр температуры не является журнальной характеристикой, поэтому считывается в отдельный момент времени. Майнинг же подразумевает непрерывный процесс проведения вычислений, что не позволяет счетчику остыть. Анализ температуры внутри корпуса приборов учета и сопоставление его с графиком нагрузки позволяет выявить майнинг фермы.

На примере данных, считанных конфигуратором «РиМ» можно отследить прямую зависимость токовой нагрузки на температуру внутри корпуса прибора учета. В данном случае был произведен прямой опрос четырех приборов учета, установленных в сельском поселении Подсетпки

Ставропольского района. Опрос происходил одновременно. Приборы учета установлены на одной улице, соответственно находятся в совершенно равных условиях. Считывание данных осуществлялось в дневное время. Как видно, при действующем значении тока, не превышающим 10 А, температура внутри корпусов приборов учета находится в диапазоне от 29 до 31 градуса. Максимальный ток однофазного прибора учета составляет 80 А, для трехфазного – 100 А. Ток 10А является номинальным для всех приборов учета «РиМ». Фрагменты конфигуратора с отображенными параметрами отражены на рисунке 9

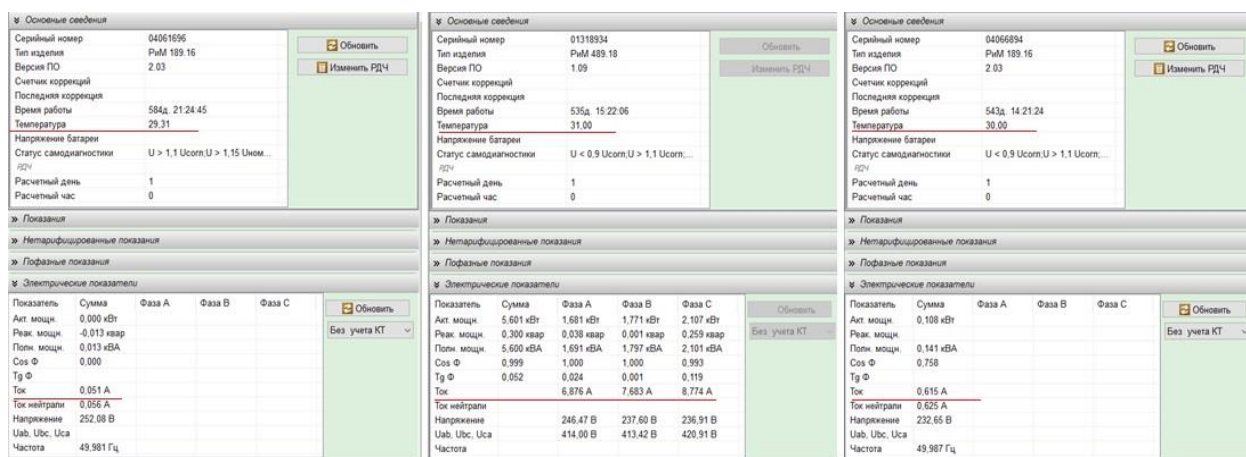


Рисунок 9 – соотношение температуры при номинальных нагрузках

Считанные данные с четвертого прибора учета проверяемой группы указывают, что значения силы тока, которые он учитывает, близки к его предельным значениям. При этом значение температуры также коррелирует с увеличенной силой тока. Параметры указаны на рисунке 10.

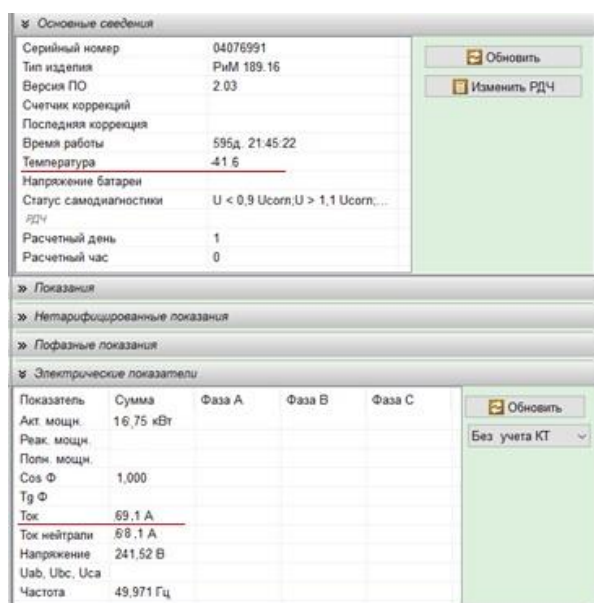


Рисунок 10 – соотношение температуры при повышенных значениях силы тока

Факт вмешательства в работу прибора учета может повлиять на достоверность учитываемых показаний. При определенных видах изменений элементов счетчика и(или) его программного обеспечения могут также быть искажены значения параметров сети. При этом, физические процессы, которыми сопровождается передачи электроэнергии, изменить невозможно. Чем выше протекающий ток, тем сильнее нагрев проводящих частей прибора учета. В отличие от прочих параметров, учитываемых прибором учета, параметр температуры не зависит от поправочных коэффициентов. Определив причину, вызывающую нагрев прибора учета необходимо предпринять соответствующие технические мероприятия по устранению этих обстоятельств. К этим обстоятельствам могут относиться:

- несоответствие места установки прибора учета;
- программное искажение значений параметров сети (в случае несоответствия значений силы тока и температуры) [14].

Независимо от причин, вызывающих нагрев элементов прибора учета, должны быть предприняты меры, устраняющие данное обстоятельство. В случае, если ни одна из вышеуказанных причин не является подтвержденной,

прибор учета может быть признан не пригодным к дальнейшей эксплуатации в связи с его заводским браком.

Выводы по главе 2

Систематичное снижение планов потерь электроэнергии вынуждает сетевую организацию создавать новые методы формирования баланса, направленные на выявления мест, с наибольшим уровнем потерь. Временные затраты на проведение проверок всех приборов учета, входящих в узел с уровнем потерь выше допустимого, не позволяют оперативно выявить неблагонадежного потребителя. Главным критерием, позволяющим своевременно выявить хищение электроэнергии, является исключение контакта с потребителем. Контакт с потребителем подразумевает выдержку временных промежутков между уведомлением и фактическим проведением проверки. Данное время может быть использовано им для устранения факта вмешательства в измерительный комплекс.

Основная задача состоит в том, чтобы осуществлять проверки измерительных комплексов точно. Наличие прибора учета сетевой организации не исключает факт вмешательства в его структуру. Применяемые приборы учета «РиМ» помимо своего богатого функционального обеспечения имеют ряд минусов. Главным минусом является то, что места их установки не позволяют замерить их погрешность без подъема на опору. Проведение инструментальной проверки осуществляется в соответствии с технологической картой, в которой также указаны нормы времени на каждую из процедур. Данные нормы времени не учитывают подъем и спуск с опоры. В связи с изменением правил по охране труда при работе на высоте, каждый подъем на опору должен сопровождаться выдачей наряда и назначением ответственного руководителя работ. Эти обстоятельства увеличивают время проведения проверки более чем в два раза. Соответственно методы формирования баланса и выявления

потерь должны быть наиболее автоматизированы. Установка промежуточных узлов учета и переподключение абонентов на другие фаза затрачивает меньше больше времени, чем проверка всех потребителей проблемного участка сети.

Глава 3 Внедрение не типовых мероприятий по выявлению фактов хищения электроэнергии и оптимизации процесса сбора данных

Описанные выше методы формирования баланса на основании данных параметров сети, и создания балансных подгрупп позволит определить конкретный участок сети (или непосредственно потребителя), в котором уровень коммерческих потерь превышает предельно допустимые значения. Но следует понимать, что потери в сети будут оставаться неизменно высокими вплоть до момента полного устранения причины их возникновения [21], а не выявления. Выявление неблагонадежного потребителя – это начало проведения мероприятий по снижению потерь. На практике работы сетевой компании часты случаи, в которых после определения конкретного потребителя, осуществляющего хищения, определить и доказать способ, которым осуществляется хищение трудно. Это обусловлено тем, что факт вмешательства в работу прибора учета не выявляем средствами, которыми располагает бригада участков балансов и учета электроэнергии.

Как было сказано в Главе 1, «гонка вооружений» между сетевыми компаниями и неблагонадежными потребителями развивается. В связи с распространением электронных и микропроцессорных счетчиков средства внедрения в их структуру позволяет управлять процессом искажения данных об учетном объеме. При подключении эталонных и образцовых переносных приборов для определения процента искажения, потребитель может отключить искажающее устройство, после чего эталонный прибор покажет, что проверяемый счетчик считает корректно. Изъятие прибора учета на экспертизу для его вскрытия это не частая практика сетевой компании, так как любое такое изъятие возможно только в присутствии правоохранительных органов. Соответственно прежде чем подавать заявление в правоохранительные органы необходимо быть на 100 % уверенным в том, что в конкретный счетчик было осуществлено вмешательство, которое будет выявлено на экспертизе.

Для решения вышеуказанных проблем необходима разработка не типовых решений.

3.1 Использование переносных рентгеновских аппаратов

Один из таких методов заключается в использовании переносных рентгеновских аппаратов. Данный метод позволит определить наличие посторонних устройств в структуре проверяемого прибора учета без проведения его вскрытия, которое сопровождается демонтажем и срывом пломб и знаков государственного поверителя.

Для достоверности проведения данной процедуры необходимо предварительно произвести сканирование прибора учета типа, аналогичного проверяемого, в целях получения эталонного вида счетчика изнутри. Далее, проведется сканирование счетчика, в отношении которого имеются подозрения о наличии посторонних устройств. Сравнение полученных фотографий отражено на рисунке 11. Как правило посторонние элементы заметны сразу, сличение фотографий исключает двусмысленность полученного результата.

Данная процедура не противоречит нормам действующего законодательства. Главным образом обеспечить соблюдение всех норм безопасности, которые необходимо соблюдать при работе с переносными рентгеновскими аппаратами. Пример такого устройства – высокочастотный портативный рентгенаппарат Dехсowin DX–3000. Процедура сканирования прибора учета может проводиться без присутствия потребителя, даже в тех случаях, когда прибор учета принадлежит потребителю. Это возможно при условии, что прибор учета расположен не на занимаемой потребителем территории, например, в шкафу учета на опоре принадлежащей сетевой организации. Сканирование не сопровождается срывом пломб и каким–либо физическим контактом с прибором учета. В ходе проведения процедуры

сканирования не выявлено фактом пагубного воздействия рентгеновских лучей на микросхемы и прочие элементы прибора учета.

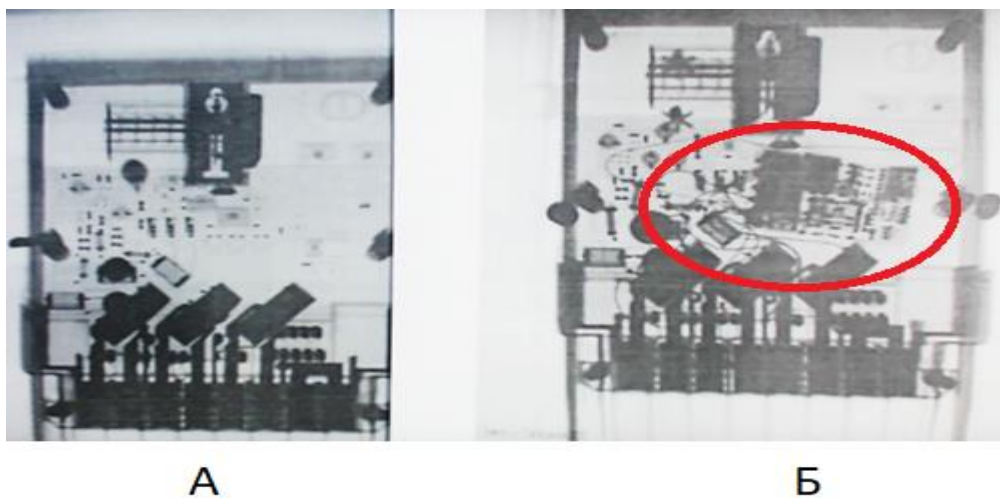


Рисунок 11 – сравнение рентгеновских снимков однотипного прибора учета Меркурий–230. Снимок А – прибор учета без посторонних вмешательств, Снимок Б – счетчик с посторонним устройством

Наличие такого доказательства делает факт хищения безоговорочным. В связи с тем, что сделав снимок персонал сетевой компании не имеет полномочий на моментальный демонтаж проверяемого счетчика очень важно сделать фотографии всех установленных пломб и знаков визуального контроля, имеющих на счетчике, и при необходимости – установить дополнительные. Это необходимо для того, чтобы при повторном визите к потребителю для демонтажа счетчика удостовериться в том, что в промежуток времени между проведение рентгеновского снимка и датой фактического демонтажа потребитель (или иное лицо) не провели работу по изъятию посторонних устройств из прибора учета, так как любая такая работа также будет сопровождаться нарушением пломб. Сравнение отпечатков пломб по фотографии позволит определить было ли осуществлено повторное вмешательство в структуру счетчика. Выявление факта нарушения пломб (или их несоответствия) является веским поводом для демонтажа прибора учета и составление соответствующих документов, необходимых для выставления потребителя расчета объема неучтенной электроэнергии, так как

согласно действующему законодательству нарушение пломб и знаков визуального контроля является явным признаком хищения электроэнергии.

3.2 Разрыв и(или) перехват сигнала искажающего устройства

Другим методом, позволяющим предотвратить попытку потребителя выявить факт хищения электроэнергии является попытка разрыва связи между передатчиком, находящимся у неблагонадежного потребителя и приемником, установленным непосредственно в корпусе прибора учета. Устройства, воздействующие на корректность учета, работают на частотах 433,92 МГц или 315 МГц [19]. Данные устройства представляют собой контроллер, состоящий из преобразователя напряжения, радиоантенны, блока раскодировки радиосигнала и микропроцессора, установленного на специальной плате [7]. Принцип действия заключается в изменении частоты микропроцессора, который в свою очередь меняет алгоритм считывания прибора учета. Более простые и «грубые» версии подобных устройств воздействуют непосредственно на вторичную обмотку трансформатора тока счетчика, изменяя ее сопротивление. Как правило они имеют несколько положений, позволяющих сократить учетное потребление в 2, 3 и 4 раза.

Суть метода заключается в использовании специальных устройств, блокирующих радиосигнал определенных частот в заданной области, и запрете изменения со стороны неблагонадежного потребителя режима работы «заряженного» счетчика. Заряженный прибор учета в «рабочем» режиме не досчитывает порядка 30 – 50 % фактически потребленной электроэнергии. Если в данном режиме подключить к нему образцовый прибор, то последний выдаст соответствующее значение погрешности. Проблема состоит в том, что в момент проведения проверки заряженный счетчик возвращают в штатный режим работы, при котором он учитывает потребленную электроэнергию в полной мере. Задача состоит в том, чтобы не дать потребителю изменить режим работы счетчика. Для этого заблаговременно до момента проведения проверки необходима использовать

широкополосный генератор помех [22]. Таким образом потребитель не сможет передать сигнал с пульта на приемник, установленный в счетчике, так как сигнал будет заглушен. При проведении проверки прибор выдаст значение, превышающее класс точности, что послужит основанием для снятия данного счетчика с расчета. Минус данного метода заключается в том, что создание помех происходит не направлено, и может создать помехи посторонним приемникам.

Альтернативой данного метода может являться попытка перехвата закодированного радиосигнала на счетчик, специальным устройством код-граббером. Код-граббер – это устройство, сканирующее и сохраняющее закодированный сигнал. Имея данный сигнал персонал сетевой организации может самостоятельно изменять режим работы заряженного счетчика, не нанося вред посторонним приемникам заглушая сигнал. Проблема обоих методов заключается в юридическом аспекте использования подобных устройств. В настоящее время законом запрещены использования подобных устройств, за исключением применения их в силовых структурах. В связи с тем, что проблема заряженных счетчиков напрямую влияет на ухудшение показателей энергоэффективности Страны в целом, то целесообразно разработать юридически аспекты, позволяющие применять на практике сотрудникам сетевых организаций данные устройства.

3.3 Применение устройств считывания импульсов

Приборы учета, принадлежащие потребителям, разнообразны по своим метрологическим характеристикам и функционалу. Как было описано в разделе 1.4. потребитель самостоятельно определяет тип счетчика, который планирует установить в ходе технологического присоединения и(или) в случае выхода расчетного прибора учета из строя. Сетевая организация при этом не может навязывать потребителю обеспечить установку

интеллектуального прибора учета с возможностью дистанционной передачи данных.

Установка электромеханических приборов учета усложняет процесс выявления вмешательства в его работу. Электромеханические приборы учета не осуществляют фиксацию такого параметра как профиль мощности. Данные приборы учета являются интегральными, и индицируют только показания нарастающим итогом. Наличие таких приборов учета делает сводимый баланс не точным, так как даже систематичная передача показаний потребителем вызывает отклонения из-за неравномерности снятия с головным прибором учета, включенным в АСУЭ.

Оснащение населенных пунктов средствами АСУЭ осуществляется централизованно. Сетевая организация составляет план установки интеллектуальных приборов учета на основании данных о потерях по фидеру и количеству действующих договор энергоснабжения. Подключение новых абонентов не зависит от планов развития сетей. Потребитель может заключить договор на технологическое присоединение в населенном пункте, где АСУЭ уже реализована. При этом, обязательство по установке прибора учета может быть вменено потребителю, который как правило предпочтет произвести установку более простого и дешевого счетчика. Это обуславливается тем, что сетевая организация может не располагать достаточным количеством приборов учета, так как их закупка осуществляется централизованно, при заключении энергосервисных договоров. Установка прибора учета, не имеющего возможности интеграции в АСУЭ, усложняет процесс формирования баланса. Такие методы как балансные подгруппы и пофазные снижают свою эффективность.

Для повышения достоверности баланса в сетях, с электромеханическими приборами учета, и увеличения эффективности внедряемых методов, предлагается применять сумматоры импульсов. Электромеханические приборы учета имеют импульсные клеммы, к которым подключается эталонный прибор учета для определения погрешности.

Наличие электромеханического прибора учёта снижает достоверность методов создания дополнительных узлов учета и пофазных балансов, так как время балансировки узла будет зависеть от частоты визуального снятия показаний такого прибора учета. Сумматор импульсов позволяет оснастить электромеханический счетчик функционалом интервального прибора учета. Данное решение планируется реализовать на базе устройства CE826, изображённом на рисунке 12.



Рисунок 12 – сумматор импульсов CE826

Принцип работы данного сумматора заключается в измерении количества импульсов, поступающих от прибора учёта электроэнергии с импульсными выходами. Сумматор имеет встроенные часы, по которым поканально накапливается измеренное количество импульсов. Передача полученных данных может быть передана по радиоканалу как периодически,

так и по запросу, как в виде количества импульсов, так и непосредственно в киловатт–часах.

Накопление данных сумматором осуществляется в энергонезависимой памяти (журнале событий). Критическое расхождение времени – несоответствие своего времени и времени, полученного по радиоканалу из системы, более чем на величину порога критического расхождения времени делает полученное значение недостоверным. Следовательно, для корректного формирования имитируемых профилей мощности необходимо обеспечить бесперебойный ход часов реального времени. Применение данного устройства обходится существенно дешевле, чем установка интеллектуального прибора учета с модемом.

Сумматоры не имеют широкого применения в учете электроэнергии. Данные устройства наиболее востребованы при реализации системы сбора, хранения и передачи данных с приборов учета воды, газа и тепла. Приборы учета ресурсов отличных от электроэнергии имеют ограниченный функционал. Накопление импульсов с таких приборов учета позволяет консолидировать и передавать исчерпывающую информацию. Функция таких приборов учета – накопление информации исключительно об объеме переданного вещества. Электроэнергия представляет собой более сложный продукт. Учет электроэнергии подразумевает не только накопление сведений и ее переданном/полученном количестве. Этим обусловлена низкая востребованность сумматоров в учете электроэнергии. В случае отсутствия возможности интеграции точки учета в АСУЭ, использование сумматоров позволит компенсировать функциональные недостатки прибора учета.

Полученные данные сумматора можно экспортировать в ПК «Пирамида Сети». Дискретность импульсов кратна профилям мощности приборов учета входящих в АСУЭ. Сумматор импульсов не является измерительным прибором, соответственно потребитель не может внести изменения, искажающие данные о количестве считанных импульсов. Привязка импульса к текущему времени исключает прерывание сигнала

потребителем, так как в этом случае на сформированном графике мощности будет иметься пустое значение, что может являться основанием для внеплановой проверки.

Основная проблема, с которой может столкнуться персонал сетевой организации при установке сумматоров импульсов – запрет потребителя на установку постороннего оборудования в его шкафу учета. Шкаф учета потребителя является его собственностью. Сетевая организация имеет право только на установку пломб и знаков визуального контроля, препятствующих несанкционированному доступу к контактной группе прибора учета. Питание электромеханических приборов учета осуществляется непосредственно от силовой сети, учет которой он обеспечивает. Рабочее напряжение сумматора импульсов поступает с внутреннего элемента питания. Установка сумматора вне шкафа повлечет за собой его быстрый износ. В случае согласования установки сумматора импульсов в шкафу учета потребителя, его функционал можно расширить. Сумматоры обеспечивают функции сигнализации – фиксируют факты замыкания или размыкания внешних цепей, подсоединенных между входами и общей клеммой, с фиксированием в журнале событий:

- Сумматоры обеспечивают функции сигнализации как при нормально замкнутых, так и при нормально разомкнутых сигнальных контактах;

- Сумматоры накапливают в журнале событий информацию о результатах

- самодиагностики, диагностики подключенных приборов и происходящих событиях.

3.4 Применение приборов предварительной оплаты

Среди всех участников рынка электроэнергии самым уязвимым звеном является сетевая организация. Гарантирующий поставщик несет издержки только в случае увеличения дебиторской задолженности, то есть в тех

случаях, когда оплата потребителю выставлена, но не совершена. При этом гарантирующий поставщик оплачивает сетевой организации объем оказанных услуг. Длительная задержка оплаты потребителем учтенного объема электроэнергии может послужить основанием для введения в отношении него режима ограничения потребления электроэнергии. Если такой режим был введен, то возобновления энергоснабжения возможно только после оплаты всего раннее потребленного объема. В тех случаях, когда сетевая организация выявила факт безучетного потребления электроэнергии, гарантирующий поставщик будет препятствовать включению рассчитанного объема, так как в этом случае это повлечет увеличение дебиторской задолженности. Если сетевая организация не сможет доказать правомерность выявленного и расчетного безучетного потребления, то данный объем не будет включен в объем оказанных услуг.

Для исключения сокращения объема полезного отпуска вызванного несвоевременной оплатой к рассмотрению предлагается метод применения приборов учета предварительной оплаты. Цель получения своевременной оплаты за потребленный ресурс существует не только в России, но и в любой другой стране. Система предварительной оплаты за электроэнергию уже массово внедряется в других странах. Суть системы проста – оплата осуществляется не в конце расчетного периода при выставлении счета, а в авансовом порядке. Эта система также актуальна тем, что процесс контроля максимальной мощности контролируется потребителем, так как размер предварительной оплаты определяет мощность, которую он планирует потребить в предстоящем расчетном периоде. Отсутствие своевременного платежа влечет за собой прекращение (или сокращение до уровня минимальной нормы) энергоснабжения.

Опыт внедрения данной системы на территории РФ имеется в АО «Пермьэнерго». Задача внедрения такой системы была поставлена в 1995 году и с 1997 года идет практическая установка системы предварительной оплаты за электроэнергию у мелкомоторных потребителей. Для начального

варианта системы предоплаты рассматривались предложения множества Российских и иностранных организаций. В качестве основного варианта была выбрана продукция фирмы «HTS –electronik», Германия. Такой выбор был сделан связи с тем, что Германия первая приняла на вооружение подобную систему. По сути, данная система аналогична той, что уже применяется на объектах Жигулевского ПО и страны в целом. Система предварительной оплаты на базе устройств «HTS –electronik» состоит из приборов учета, ключ–карты и программирующей станции. Прибор предварительной оплаты – это интеллектуальный счетчик, совмещенный в одном корпусе с программным устройством, сопоставляющим объем оплаченной электроэнергии с фактическим расходом. В качестве рабочего элемента выступает реле, коммутирующее нагрузку потребителя. Ключ–карта выполнена в форме пластиковой карты с микросхемой, выполняющей функцию запоминающего устройства. Программирующая станция состоит из процессора и преобразователя сигналов, который списывает данные с ключ–карты.

В виду разных причин сетевая организация может не иметь возможности произвести контрольное снятие показаний прибора учета потребителя. Этими причинами могут быть: систематичный недопуск и(или) фактическое отсутствие потребителя (или его представителя) в занимаемом помещении, где расположены энергопринимающие устройства. При этом потребитель может намеренно не передавать показания расчетного прибора учета. Наличие АСУЭ не дает гарантии 100 % стабильного опроса счётчика. По окончании нескольких расчетных периодов потребитель может вывести расчетный прибор учета из строя. При этом сетевой организации необходимо будет рассчитать потенциально учтенный объем. Такой расчет производится только с учетом конкретных параметров. В ряде случаев такой расчет будет не выгоден сетевой компании.

Не смотря на потенциал системы, позволяющей исключить просрочку платежей и намеренное повреждение приборов учета в конце расчетных

периодов, ее внедрение не находится в рамках компетенции сетевых компаний. Принятие решения о возможности эксплуатации таких систем должно быть принято на уровне Министерства Энергетики. Если такая система будет внедрена, то это повлечет за собой существенные изменения в действующем законодательстве, регламентирующим порядок взаимодействия всех участников рынка электроэнергии.

Выводы по главе 3

Методы хищения электроэнергии, к которым прибегает потребитель, становятся все более беспрецедентными. Сетевая компания не располагает достаточными средствами для их выявления. Это проявляется как в отсутствии необходимых технических средств, необходимых для выявления подобных нарушений, так и в юридических ограничениях. Любое действие потребителя, повлекшее за собой искажение данных расчетного прибора учета, расценивается как нарушение пунктов договора энергоснабжения. Выявленное нарушение влечет за собой составление акта о безучетном потреблении. Акт о безучетном потреблении подразумевает оплату за рассчитанный объем с учетом повышающих коэффициентов. Привлечение таких лиц к административной ответственности практикуется относительно недавно, начиная с 2019 года. В том случае, если сетевая организация в ходе проведения мероприятий по выявлению хищений электроэнергии выйдет за рамки действующего правового поля, то санкции, которые будут направлены в ее адрес, несоизмеримы со штрафами за безучетное потребление.

В данной работе были рассмотрены методы, позволяющие осуществить выявление участков сети с превышением уровня коммерческих потерь с учетом имеющихся технических средств, и не идущие в разногласие с нормами действующего законодательства. Применение таких устройств, как переносные рентгеновские аппараты и устройства перехвата/считывания радиосигнала должны войти на вооружение персонала учета электроэнергии.

Применение данных устройств должны быть согласовано со стороны органов власти, так как традиционные методы выявления потерь утратили свою актуальность.

Заключение

В ходе выполнения данной работы были рассмотрены основные проблемы, с которыми сталкивается персонал сетевой компании, при формировании балансов электрической энергии, и ее учете в целом. Несовершенства применяемых средств учета, а также неэффективность традиционного подхода к формированию балансов электрической энергии приводят к систематическому увеличению коммерческих потерь в сетях среднего и низкого напряжения.

При подготовке данной работы и поиска решений по оптимизации процесса учета электроэнергии и формирования баланса, среди публикаций и работ на данную тему самым распространенным мероприятием являлось внедрение интеллектуальных систем учета электроэнергии. На практике же наличие АСУЭ не исключает наличие коммерческих потерь, и не является средством их снижения. По сути АСУЭ является средством мониторинга состояния учета электроэнергии [9]. Для снижения потерь электроэнергии необходима совокупность технических средств АСУЭ и методов анализа данных.

Предложенные в данной работе средства и методы повышения достоверности балансов электрической энергии позволяют сократить удельный вес коммерческих потерь. Несмотря на участвовавшие случаи вмешательства в работу приборов учета и как следствие искажение полученных данных, новые алгоритмы позволят своевременно вывить проблемные участки.

Использование всего потенциала специализированных программных комплексов таких как «Энергосфера» и «Пирамида сети» позволяет осуществлять обработку больших массивов информации и использовать для формирования баланса не только данные о фактическом объеме электроэнергии. Теперь перед персоналом, осуществляющим учет электроэнергии, стоит задача выделения из множества функций современных

интеллектуальных средств учета самых необходимых, и умение правильно их использовать.

В данной работе были приведены методы выявления фактов хищения электроэнергии, разработанные на основе практики по выявлению случаев вмешательства в работу приборов учета. Дробление баланса участка на отдельные подгруппы позволит выявить факт хищения электроэнергии вне зависимости от способа его осуществления, так как данный метод исключает адресное обращение к проверяемому счетчику. Методы использования балансов параметров сети и соотношения температурного режима с учитываемой мощностью позволяет выявить заряженный прибор учета там, где реализация методов балансных подгрупп (пофазных балансов) невозможно или нецелесообразна.

Для более эффективного учета электроэнергии, безусловно, необходимо и внесение изменений в соответствующие правовые документы. Регламентированная периодичность проведения проверок и необходимость заблаговременного уведомления потребителя ограничивает действия сетевой компании. Но в тоже время, данная мера ограждает потребителей, возможно ошибочно попавших в список неблагонадежных, от излишнего количества визитов и проверок сотрудниками сетевой компании. Целесообразно изменить данный подход таким образом, что периодичность проведения проверок меняется в тех случаях, когда в отношении потребителя уже выявлен факт несанкционированного подключения или вмешательства в работу прибора учета.

Список используемых источников

1. Андреева Л.В. Коммерческий учет электроэнергии на оптовом и розничном рынках / Л. В. Андреева, Л.К. Осика, В. В. Тубинис // АВОК–ПРЕСС – Москва, 2010. – 338 с.
2. Артюнян А. А. Основы энергосбережения / А.А. Артюнян// Москва, 2007. – 593 с.
3. Барыкин Е. Е. Себестоимость, реализация и прибыль в энергетическом объединении. Учебное пособие / Е. Е. Барыкин, Э.М. Косматов, А.А. Миролубов, Л.И. Малькова / Себестоимость // СПбГТУ, 2005. – 88 с.
4. Воротницкий В. Э. Методы выявления безучетного потребления электрической энергии при наличии приборов учета / В. Э. Воротницкий, Е. В. Комкова., О. В. Туриуина // Диалогэлектро, 2006. – 48 с.
5. Галанов В. П. Влияние качества электроэнергии на уровень ее потерь в сетях / В. П. Галанов., В.В. Галанов // Электрические станции, 2001.– №5.– С.54–63.
6. Железко Ю. С. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях: руководство для практических расчетов / Ю. С. Железко, А. В. Артемьев, О. В. Савченко // М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2004. – 280 с.
7. Кобяков В. Ю. Обнаружение ПЭМИ проводников и коннекторов при передаче интерфейсу USB/ В.Ю. Кобяков, А.С. Лучинин// Вестн. УрФО. Безопасность в информационной сфере.– 2010.–№ 4 (14).– С. 4–8.
8. Космыль А.В. Суммарные гармонические искажения в энергосистеме / А.В. Космыль, А.Н. Шкляев, Д.Ю. Романович // «Студенческие Дни науки в ТГУ» : научно–практическая конференция (Тольятти, 13 апреля – 29 мая 2021 года) : сборник студенческих работ / отв. За вып. С.Х. Петерайтис. – Тольятти : Изд-во ТГУ, 2021. – 1 оптический диск.

9. Космыль А.В. Применение систем мониторинга ЛЭП / А.В. Космыль, Д.Ю. Романович, С.А. Коростелева, П.А. Чепухина, С.М. Чеканаускене // V Всероссийская научно-техническая конференция студентов, магистрантов, аспирантов (Тольятти, 12–13 ноября 2019 года) : сборник трудов / отв. за вып. В.В. Вахнина. – Тольятти : Изд-во ТГУ, 2019. – 1 оптический диск. / Стр.89-95
10. Красник В.В. 101 способ хищения электроэнергии / В.В. Красник //М.: НЦ ЭНАС, 2005. – 112 с.
11. Максимов Б. К. Теоретические и практические основы рынка электроэнергии: учеб. пособие / Б.К. Максимов, В. В. Молодюк // — М.: Издательский дом МЭИ, 2008. – 292 с.
12. Овчинников А.С. Потери электроэнергии в распределительных сетях 0,38 – 6 (10) кВ./ А.С. Овчинников // Новости ЭлектроТехники, 2003, №1, с.15–17.
13. Осика Л.К. Операторы коммерческого учета на рынках электроэнергии / Л.К. Осика // – Москва, 2007. – 192 с.
14. Олифер В. Г. Компьютерные сети. Принципы, технологии, протоколы / В.Г. Олифер, Н. А. Олифер // Учебник для вузов.– СПб.: Питер, 2014. – 672с.
15. Тихомиров М.М. Приборы учета электрической энергии: учебное пособие для средних специальных учебных заведений / М.М. Тихомиров // Волгоград: Ин–Фолио, 2001. – 162 с.
16. Тубинис В.В. Создание автоматизированной системы учета и управления потреблением электроэнергии / В.В. Тубинис //Электро, 2004. – 48 с.
17. Огороков В.Р. Техничко–экономическое обоснование решений в энергетике / В.Р. Огороков, Т.В. Лисочкина // Л.: Изд.ЛПИ, 2005. – 80 с.
18. Современные цифровые счетчики учета электроэнергии / Коллектив авторов., 2006 – 86 с.

19. Технические средства и методы защиты информации. Учебник для вузов./ А.П. Зайцев, А.А. Шелупанов., Р.В. Мещеряков (и др.) Под ред. Зайцева А.П. и Шелупанова А.А. – М.: Горячая линия – Телеком, 2012.– 425 с.

20. Черемисин В. Т. Методика определения экономической эффективности создания Автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии розничных рынков электрической энергии / В. Т. Черемисин // ОмГУПС. – 2009. – 96 с.

21. Шкляев А.Н. Причины появления потерь и методы их расчета и предотвращения при технических подключениях / А.Н. Шкляев, А.В. Космыль, С.П. Севостьянов, Д.Ю. Романович // «Студенческие Дни науки в ТГУ»: научно–практическая конференция (Тольятти, 13 апреля – 29 мая 2021 года) : сборник студенческих работ / отв. За вып. С.Х. Петерайтис. – Тольятти : Изд-во ТГУ, 2021. – 1 оптический диск.

22. Ярочкин В. И. Информационная безопасность: Учебник для вузов./ В. И. Ярочкин. – М.: Академический проект; Фонд «Мир», 2003. – 640 с.

23. Постановление правительства РФ от 27 декабря 2004 № 861. «Правила недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг»

24. Автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии «Энергомера». Продукция. [Электронный ресурс] // URL: <http://www.energomera.ru/ru/products.html> (дата обращения 01.05.2021).

25. Автоматизированная система контроля и учёта энергоресурсов. [Электронный ресурс] // URL: <https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%90%D0%B2%D1%82%D0%BE%D0%BC%D0%B0%D1%82%D0%B8%D0%B7> (дата обращения 26.04.2021).

26. Исследование проблемы информационной безопасности АСКУЭ. [Электронный ресурс] // URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/issledovanie>–

problemyinformatsionnoy–bezopasnosti–askue. html (дата обращения: 07.05.2021).

27. Электроэнергетика России. Анализ причин роста тарифов на электроэнергию [Электронный ресурс] // URL: <http://energokaskad.com/2957/> (дата обращения 06.02.2021). – Режим доступа: свободный. – Загл. с экрана. – Яз. Рус.

28. Saures – учет и контроль коммунальных ресурсов. [Электронный ресурс] // URL: <https://www.saures.ru/> (дата обращения 12.05.2021).

29. A. Vojdani, “Smart Integration,” IEEE Power and Energy Magazine, Vol. 6, pp. 71–79, Nov. 2008.

30. J.P Navani, N.K. Sharma and S. Sapra “Technical and Non–Technical Losses in Power System and its Economic Consequence in Indian Economy”, International Journal of Electronics and Computer Science Engineering, Vol.1, No. 2, pp. 757–761, 2012.

31. H.O. Bansal, S. Mohan and H.P. Agrawal, “A Critical Analysis of Distributed Generation and its Implications”, International Conference on Renewable Energy, Jaipur, 2011.

32. Impact & Mitigation of Icing on Power Network Equipment. Authors: *Masoud Farzaneh* // INMR. – 2019. [Electronic resource]. Access mode: <https://www.inmr.com/impact-mitigation-icing-power-network-equipment/> (data of visit: 25.05.2020).

33. Monitoring and Fault Location Sensor Network for Underground Distribution Lines. Authors: Antonio Parejo, Enrique Personal, Diego Francisco Larios, Juan Ignacio Guerrero, Antonio García and Carlos León // Sensors — Open Access Journal. – 2019. – 19(3). – 576. [Electronic resource]. Access mode: <https://www.ncbi.nlm.nih.gov/pmc/articles/PMC6387093/> (data of visit: 25.05.2020).