

DOI: 10.47026/1810-1909-2021-1-86-98

УДК 338.1:621.311.

ББК 65.305.14:31.27

Г.М. МИХЕЕВ, А.Г. ЗИГАНШИН, Д.А. МИРОНОВ

СООТНОШЕНИЕ КОММЕРЧЕСКИХ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ ДО И ПОСЛЕ УСТАНОВКИ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ ПРИБОРОВ УЧЁТА

Ключевые слова: коммерческие потери, точка учёта электроэнергии, интеллектуальные приборы учёта электроэнергии, энергоснабжающая организация, энергосбыт, абонент, потребитель электрической энергии, качество электроэнергии.

В статье рассмотрены относительные потери электроэнергии во время передачи и распределения в электрических сетях. Приведены составляющие коммерческих потерь электроэнергии и их структура. Из представленных данных технических и коммерческих потерь в электрических сетях ПАО «МРСК Волги» – «Чувашиэнерго» по итогам одного месяца 2020 г., рассчитанных с использованием программы «РАП-Стандарт» по данным ведомостей Энергосбыта, следует, что общие потери составляют от 11,6% до 17%. На примере двух участков, первый из которых обслуживается филиалом ПАО «МРСК Волги» – «Чувашиэнерго», а второй – филиалом АО «Сетевая компания» Буинские электрические сети, выполнено сравнение коммерческих потерь до и после установки интеллектуальных приборов учёта электроэнергии. Подсчитано, что разница потерь электрической энергии после установки «умных» электросчётчиков на обоих участках вышеуказанных предприятий значительно сократилась: на одном участке с 14% до 5,1%, а на другом – с 17,3% до 9,4%. Показано, что удельные потери после установки интеллектуальных приборов учёта в Верхнеуслонском РЭС АО «Сетевая компания» Буинские электрические сети на один прибор учёта электроэнергии снизились на 19,7%.

Международные эксперты считают, что относительные потери электроэнергии во время передачи и распределения в электрических сетях можно считать удовлетворительными, если они составляют от четырёх до пяти процентов от отпуска электроэнергии в эти сети. Максимально допустимое значение этого показателя составляет не выше 10%. Средний процент потерь в основной электрической сети в таких странах, как Австрия, Великобритания, Испания, Норвегия, Португалия, Финляндия, Чешская Республика, составляет не более 1,6, а средний процент потерь в распределительной сети – не более 7 [1]. Заметим, что суммарные потери электроэнергии в сетях промпредприятий России составляют до 11%, а при передаче от производителя до предприятия – до 20% [7].

Составляющими фактических потерь в электрических сетях являются технические и коммерческие потери. Технические потери – это потери в линиях и оборудовании сетей. Они обусловлены физическими процессами передачи, распределения, трансформации электроэнергии и, в свою очередь, подразделяются на условно-постоянные и переменные. Условно-постоянные потери зависят от состава включённого электрооборудования. Переменные потери, в свою очередь, зависят от нагрузки электрических сетей. Разность фактических и технических потерь считают коммерческими потерями [1].

Коммерческие потери электроэнергии – это непосредственный денежный убыток энергоснабжающего предприятия, т.е. он является результатом неоплаты потребителями некоторой части потреблённой ими электроэнергии. Поэтому каждое энергоснабжающее предприятие для эффективной работы обязано внедрять новые технологии по сокращению потерь электрической энергии¹.

В этой статье мы рассмотрим соотношение коммерческих потерь до и после установки интеллектуальных приборов учета (ИПУ) электроэнергии в Чебоксарском РЭС Северного производственного отделения ПАО «МРСК Волги» – «Чувашиэнерго» и в Верхнеуслонском РЭС АО «Сетевая компания» Буинские электрические сети Республики Татарстан.

Коммерческие потери связаны с занижением полезного отпуска электроэнергии. Они напрямую зависят от недостатков работы в энергосбытовой компании. К ним относятся потери, обусловленные несоответствием дат снятия показания электросчётчиков с расчётным временем и в связи с безучётным потреблением электроэнергией некоторых абонентов, присутствием бесхозных потребителей. К этим потерям также относятся потери от несанкционированного отбора мощности, неверных данных об абонентах электроэнергии, недочётов при выписывании, выставлении счетов, недоступности четкой информации по ним и т.д. [2–6].

Коммерческие потери возникают также в результате задержек платежей за потребленную электроэнергию после установленной даты и после повышения тарифов [3–6]. Данное обстоятельство связано с тем, что абоненты в существующей системе не в состоянии в одно и то же время записать показания приборов учета и заплатить за потребленную электроэнергию. Присутствует также сезонность платежей из-за наличия таких потребителей, как садоводческие общества и сельские территории.

Составляющей коммерческих потерь являются также долговременные или безнадежные долги и неоплаченные счета за электроэнергию, затраты энергоснабжающих организаций на требование оплаты долгов и выявление воровства электрической энергии (судебные, транспортные расходы и др.).

Следующая составляющая этих потерь возникает при поставке некачественной электрической энергии энергоснабжающими организациями потребителям. В этом случае возникают дополнительные издержки из-за отказа потребителя от оплаты за некачественную продукцию и из-за необходимости устранения итогов этих нарушений посредством дополнительных мероприятий (локализация и ликвидация причин нарушения качества электроэнергии и ремонт электрооборудования) [3–6].

Для наглядности вышеуказанные коммерческие потери приведены на рис. 1.

¹ Инструкция по снижению технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений. М.: СПО «Союзтехэнерго», 1987.

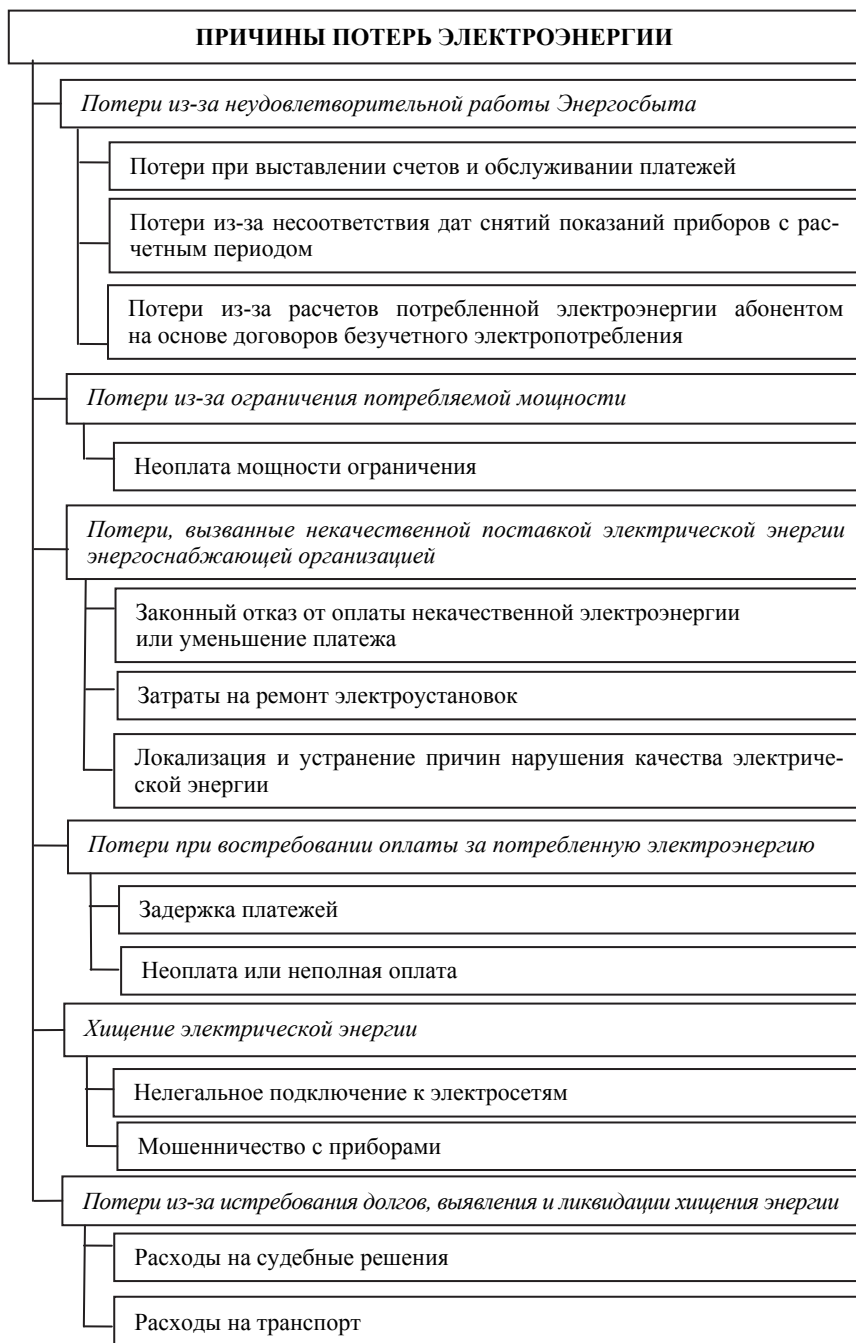


Рис. 1. Структура коммерческих потерь энергии в сетях 0,38 кВ

Можно выделить основные направления деятельности энергосбытового предприятия, работающего с целью снижения коммерческих потерь электроэнергии [3]. К этим направлениям относятся:

- модернизация организационной деятельности внутри энергопредприятия;
- реализация необходимых функций оперативного диспетчерского управления каждого энергопотребителя;
- нахождение и прекращение случаев несанкционированного отбора мощности электрической энергии;
- своевременное отслеживание оплаты за потребленную электроэнергию.

Из-за особенности электроэнергии, которая создаётся, передаётся, распределяется и потребляется в одно и то же время, следует предположить, что несанкционированный отбор мощности такого ценного товара может происходить практически всегда и повсеместно. Эту энергию нельзя хранить или держать на складах (аккумулировать). Заключительным этапом реализации электроэнергии потребителям являются финансовые результаты деятельности энергосбытовых предприятий.

Как было упомянуто выше, потери в электросетях России значительны. В качестве примера в табл. 1 представлен анализ потребления электрической энергии по районам электрической сети (РЭС) Северного производственного отделения ПАО «МРСК Волги» – «Чувашэнерго» за январь 2020 г.

Таблица 1

Анализ потребления электрической энергии по РЭС Северного производственного отделения ПАО «МРСК Волги» – «Чувашэнерго» за январь 2020 г.

РЭС	Отпущено с питающих центров, тыс. кВт·ч	Всего полезный отпуск, тыс. кВт·ч	Потери общие		Технические потери, тыс. кВт·ч	Технические потери от фактических, %	Коммерческие потери, тыс. кВт·ч	Коммерческие потери от фактических, %
			%	тыс. кВт·ч				
Аликовский	2 621,6	2 153,4	17,9	468,2	351,3	75,0	116,8	25,0
Вурнарский	7 665,0	6 742,0	12,0	922,9	780,5	84,6	142,4	15,4
Красноармейский	3 943,1	3 354,6	14,9	588,5	392,2	66,6	196,3	33,4
Марпосадский	5 039,8	4 181,8	17,0	858,0	631,5	73,6	226,5	26,4
Моргаушский	8 146,4	6 907,2	15,2	1 239,2	1 238,1	99,9	1,0	0,1
Цивильский	8 559,0	7 458,8	12,9	1 100,3	1 094,9	99,5	5,3	0,5
Чебоксарский	24 588,7	21 020,5	14,5	3 568,1	2 463,2	69,0	1105	31,0
Ядринский	6 431,9	5 688,2	11,6	743,7	696,7	93,7	47,0	6,3

Таблица 1, в частности, отображает процент коммерческих потерь электроэнергии от фактических. Из неё видно, что общие потери в каждом РЭС в зависимости от отпущенной электроэнергии составляют от 11,6 до 17,9%. Показатели коммерческих потерь от фактических в РЭС ещё более разбросаны: от 0,1 до 33,4%.

Причинами высоких коммерческих потерь в некоторых РЭС являлись не опломбированные электросчётчики, а также их отсутствие, неверно списан-

ные показания мощности по приборам учета, выполнение схемы электроснабжения потребителя с отклонениями, применение разных методов расчета или занесение в квитанцию об оплате за потреблённую мощность заведомо ошибочного показания и многое другое.

27 декабря 2018 г. в нашей стране введён в действие Федеральный закон Российской Федерации № 522-ФЗ¹. В соответствии с этим законом становится возможным устранение многих вышеперечисленных факторов по учёту коммерческих потерь путём повсеместной установки интеллектуальной системы учёта электроэнергии и создания единого требования к приборам её учёта. Этот закон позволит ускорить процесс цифровизации энергетической отрасли и будет способствовать её прозрачности [8].

В этой системе должны быть реализованы следующие меры: передача показаний и результатов измерений, предоставление информации о количестве и иных параметрах электрической энергии, полное и (или) частичное ограничение режима потребления электроэнергии, а также возобновление её подачи. В ней также должны быть организованы передача данных о параметрах настройки электросчётчиков, архива данных и нормативной справочной информации, суммирование объемов потреблённой энергии в соответствии с дифференциацией тарифов, предусмотренной законодательством, установление и изменение зон суток (часов, дней недели, месяцев) и т.д.

Установка прибора учёта электрической энергии с дистанционным управлением за границу балансовой принадлежности абонента и с возможностью индикации показаний данных у потребителя способствует существенно сократить коммерческие потери [3, 4, 6]. С этой целью для снижения и анализа потерь на фидерах с наибольшими потерями в 2019 г. в ПАО «МРСК Волги» – «Чувашэнерго» оснастили все юридические и бытовые потребители новыми ИПУ. Предварительно был произведен анализ проблемных фидеров, посчитано количество точек учёта на основе данных РЭС и Энергосбыта.

В январе-феврале 2020 г. ИПУ были установлены на всех проблемных потребителях 0,38–10 кВ.

Контролёрами группы баланса РЭС была проведена работа по проверке правильной привязки всех потребителей к подстанции, фидеру, комплектной трансформаторной подстанции (КТП) для верного формирования «пофидерных балансов». В дальнейшем был произведен анализ этих действий на проблемных фидерах для демонстрации эффективности и целесообразности установки приборов учёта.

Для полноты картины ниже представлен анализ на основе ведомостей Энергосбыта и данных, снятых новыми ИПУ на одном из фидеров «Ф-3 ПТФ Кугеси» подстанции (ПС) 110 кВ «Бройлерная» Чебоксарского РЭС за апрель 2020 г. (см. табл. 2).

¹ О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с развитием систем учета электрической энергии (мощности) в Российской Федерации: Фед. закон от 27.12.2018 г. № 522-ФЗ [Электронный ресурс] // Консультант Плюс: сайт. URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_314661.

Таблица 2

**Сводный баланс электроэнергии по фидеру «Ф-3 ПТФ Кугеси»
подстанции 110 кВ «Бройлерная» Чебоксарского РЭС
ПАО «МРСК-Волги» – «Чувашэнерго» за апрель 2020 г.**

Сводный баланс	Отпуск электро- энергии, кВт·ч	Потери общие		Технические потери		Коммерческие потери	
		%	кВт·ч	%	кВт·ч	%	кВт·ч
Данные по ведомостям Энергосбыта	98 563	16,32	16 085	5,52	5 441	10,8	10 644
Данные после установки новых при- боров учета электроэнергии с АСКУЭ	108 572	5,54	6 076	5,01	5 441	0,58	635

В табл. 2 сформирован сводный «баланс» по трансформаторным подстанциям 10 кВ по одному из фидеров подстанции 110/10 кВ «Бройлерная». Здесь показано поступление электрической энергии в сеть, полезный отпуск, коммерческие и технические потери, рассчитанные в программном комплексе «РАП-Стандарт»¹ по ведомостям Энергосбыта, и тот же сводный «баланс» за аналогичный период по данным, представленными после установки новых приборов учета с использованием автоматической системы коммерческого учёта электроэнергии (АСКУЭ).

Отметим, что программа «РАП-Стандарт» состоит из шести программ, одна из которых предназначена для расчета технических потерь электроэнергии и их нормативных характеристик в распределительных электрических сетях напряжением 6–10 и 0,38 кВ. В этом программном комплексе используется пятиступенчатая иерархическая структура объектов сетевой компании.

Верхний уровень – это предприятия электрических сетей (ПЭС), в состав которого входят РЭС. В свою очередь, в состав РЭС входят источники питания сетей 6–20 кВ – центры питания (ЦП), от которых отходят линии 6–20 кВ (фидера). Внутри каждого фидера указываются линии 0,38 кВ, отходящие от шин 0,38 кВ трансформаторных подстанций 6–20/0,38 кВ.

На рис. 2 представлен фрагмент изображения программного комплекса «РАП-Стандарт».

Из анализа данных вышеуказанных «балансов» видна эффективность установки ИПУ. Полезный отпуск вырос на 10 009 кВт·ч по сравнению с данными, полученными работниками Энергосбыта. Это составляет чуть более десяти процентов. Такая разница вызвана с выявлением 40 точек учета с бездоговорным потреблением, передачей заниженных показаний электросчётчиков потребителями, некорректных начислений «норматив на человека» и «среднемесячным потреблением» теми потребителями, которые не передают показания в Энергосбыт, но в то же время потребляют достаточно большой объем электрической энергии.

С повсеместным внедрением ИПУ «баланс» электроэнергии можно производить точно, что в будущем позволит свести к минимуму коммерческие

¹ Программный комплекс для расчета, анализа и нормирования потерь электроэнергии в сетях всех напряжений энергоснабжающих организаций [Электронный ресурс]. URL: <http://rap-standart.ru> (дата обращения: 26.09.2020).

потери. Проверять работу электросчетчика теперь можно дистанционно. При выходе его из строя информация о неисправности будет передана в РЭС незамедлительно.

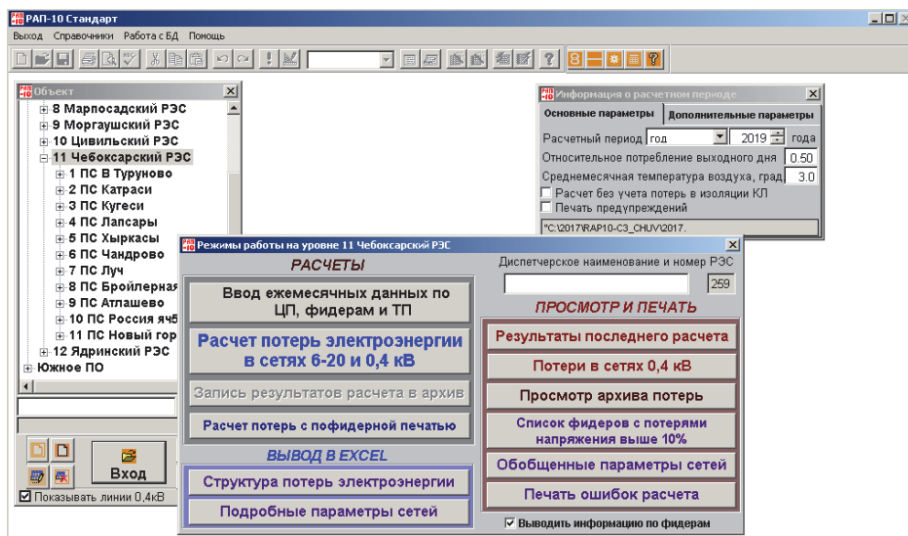


Рис. 2. Фрагмент программного комплекса РАIP-10

Фактические потери на исследуемом фидере сократились с 14% до 5%; коммерческие потери снизились с 7,28% до 0,55%. Снижение потерь связано с включением в полезный отпуск электроэнергии потребителям с бездоговорным потреблением, внедрением новых счетчиков, имеющих класс точности не менее 0,5 и 0,5 s, что позволяет учитывать электроэнергию, которая подается потребителю при загрузке силового трансформатора ниже 5% от его номинального тока.

Примерная стоимость одного ИПУ составляет 15 000 руб. Экономия за апрель 2020 г. составила 10 009 кВт·ч при тарифной ставке 3,36 руб. за 1 кВт·ч. В денежном эквиваленте экономия за апрель составила 33 630 руб.

С учетом того, что коммерческие потери возрастают с приходом холодов и имеют разные процентные соотношения по месяцам, произведён анализ по отношению коммерческих потерь к показателю электроэнергии «отпущено в сеть» и рассчитаны примерная экономия и окупаемость по месяцам на ближайшие 9 лет. Экономия за год составила 149 215 кВт·ч. В денежном эквиваленте она равна 501 363 руб.

На исследуемом фидере было оснащено 269 точек учёта. Для приобретения этих приборов учёта и их установки затрачено 4 035 000 руб. Примерный срок окупаемости при существующем тарифе составит примерно 8 лет. В будущем стоимость этих счетчиков будет заложена в тариф, что на порядок уменьшит срок окупаемости.

Рассмотрим положение дел в АО «Сетевая компания» Буинские электрические сети. Здесь расчет и анализ фактических объемов полезного отпуска и по-

ть электроэнергии производятся в модуле «Балансы+» программного комплекса «Информационная система «Электроснабжение»» (ПК ИСЭ). Расчет производится ежемесячно на уровне РЭС, ПС, по фидерам 6(10) кВ и КТП.

В то же время расчеты технических потерь мощности и электроэнергии во всех элементах сетей и электрооборудования, нормативного расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций, потерь, обусловленных инструментальными погрешностями приборов учета по филиалу АО «Сетевая компания» Буинские электрические сети, проводятся в программном комплексе РТП-31. Здесь же производятся расчеты нормативных характеристик потерь электроэнергии и нормативов потерь, включаемых в тарифы на электроэнергию.

В модуле «Балансы+» ПК ИСЭ собираются данные по фактическому отпуску электроэнергии в сеть и полезному отпуску за текущий расчетный период, рассчитываются фактически сложившиеся потери электроэнергии за этот период, производится сравнение с нормативными потерями (которые ранее были рассчитаны в ПК РТП-3).

Каждый РЭС применяет оба программных комплекса: РТП-3 – для расчета технических потерь, «Балансы+» – для расчета фактических потерь.

Информация с объемами полезного отпуска по каждому центру питания сводится в автоматическом режиме из биллинговых систем².

Общий вид интерфейса модуля «Балансы+» представлен на рис. 3.

Элемент	Расчёт	ТУ	Итого	Единиц
Поступление на ПС	{Поступление по шинам 10 кВ}		380 017	380 017 кВт.ч
Расход на собственные нужды	{ТСН-1}		18	18 кВт.ч
Расход на хозяйственные нужды	-			кВт.ч
Расход электроэнергии по фидерам	{по вводам 10 кВ}		380 017	380 017 кВт.ч
Расчет потерь в трансформаторах	{1}		6 215	6 215 кВт.ч
Отпуск с шин ПС потребителям	{Отпуск с шин 10 кВ}		0	0 кВт.ч
Отпуск с шин ПС в сети	{Отпуск с шин 10 кВ}		379 556	379 556 кВт.ч
Баланс электроэнергии по ПС				кВт.ч
Баланс по шинам 10 кВ				кВт.ч
Поступило на шины	{Поступление по шинам 10 кВ}		380 017	380 017 кВт.ч
Отпуск э.э. с шин	{Отпуск с шин 10 кВ_отпуск} + {Отпуск с шин 10 кВ_полезный отпуск}		379 556	379 556 кВт.ч
Фактический небаланс кВт.ч	{Баланс по шинам 10 кВ_Поступило на шины_поступление} - {Баланс по шинам 10 кВ_Фактический небаланс кВт.ч_потери}		461	461 кВт.ч
Фактический небаланс %	{Баланс по шинам 10 кВ_Фактический небаланс кВт.ч_потери} / {Баланс по шинам 10 кВ_Поступило на шины_поступление} * 100		0,12	0,12 %
Допустимый небаланс %	Расчёт допустимого небаланса по ПС		2,31	2,31 %
Допустимый небаланс кВт.ч	{Баланс по шинам 10 кВ_Поступило на шины_поступление} * 2,31 / 100		8 792	8 792 кВт.ч

Рис. 3. Общий вид интерфейса модуля «Балансы+»

¹ Интеграция с программным комплексом «РТП-3» [Электронный ресурс]. URL: <https://alphatech.ru/content.jsp?topic=187> (дата обращения 13.10.2020).

² Биллинговая система (БС) – это специальное программное и аппаратное обеспечение, хранящее информацию о каждом клиенте и тарифах, рассчитывающее стоимость услуг для абонентов и производящее операции по взаиморасчетам с агентами, предоставляющими услуги самому оператору.

В связи с тем, что в Верхнеуслонском районе Республики Татарстан ежегодно не выполнялся норматив потерь электрической энергии (потери за год составляли до 20%, а за 8 месяцев 2018 г. они были на уровне 14,26%), было принято решение об установке ИПУ именно в данном районе электрических сетей. С апреля 2019 г. началась работа по установке таких приборов учета. За период с апреля по август было установлено и принято в расчет 1787 приборов учета. В течение этого времени потери электроэнергии снизились на 807,7 тыс. кВт·ч, или на 20,73%.

Сравнивая показатели работы Верхнеуслонского района за 8 месяцев 2020 г. с таковыми за аналогичным период 2019 г., видим, что при уменьшении отпуска в сеть с 67 313,5 до 66 550,8 тыс. кВт·ч. полезный отпуск увеличился с 58 270,9 до 59 108,2 кВт·ч (см. табл. 3). При этом потери снизились с 9 042,6 до 7 442,6 тыс. кВт·ч. В процентном отношении потери снизились с 13,4 до 11,2%, соответственно.

Таблица 3

**Сравнительный анализ по полезному отпуску и потерям электрической энергии
за 2 года по Верхнеуслонскому району**

Показатели	За 8 месяцев	
	2019 г.	2020 г.
Полезный отпуск, тыс. кВт·ч	58 270,9	59 108,2
Потери, тыс. кВт·ч	9 042,6	7 442,6
Приборов учета, шт.	15 074	15 428
Из них интеллектуальных	1 787	6 694
других типов	13 287	8 734
Удельные потери на один прибор учёта, кВт·ч	600	482

Потери в процентном отношении получены по формуле

$$\frac{W1}{W1 + W2} \cdot 100\%,$$

где $W1$ – потери; $W2$ – полезный отпуск.

По состоянию на август 2020 г. в указанном районе установлено 6694 ИПУ. Потери по сравнению с таковыми за аналогичный период 2019 г. снизились на 1600 тыс. кВт·ч, или на 2,2%.

Если сравнить эти потери с показателями за последние два года, то они снизились на 2301,6 тыс. кВт·ч, или на 3,1%.

Удельные потери на один электросчетчик за три последних года снизились с 646 до 482 кВт·ч, что доказывает эффективность установки ИПУ.

Более наглядно эффективность установки ИПУ можно увидеть на примере населенных пунктов Верхнеуслонского района.

В табл. 3 приведены значения полезного отпуска, потерь электрической энергии населенных пунктов Верхнеуслонского района АО «Сетевая компания» Буинские электрические сети за 2019–2020 гг. с приведением выборочного количества установленных интеллектуальных и обычных приборов учёта за рассматриваемый период.

На рис. 4 отображён график снижения потерь электроэнергии по населённым пунктам Верхнеуслонского района Буинских электрических сетей после выборочной установки ИПУ электроэнергии.

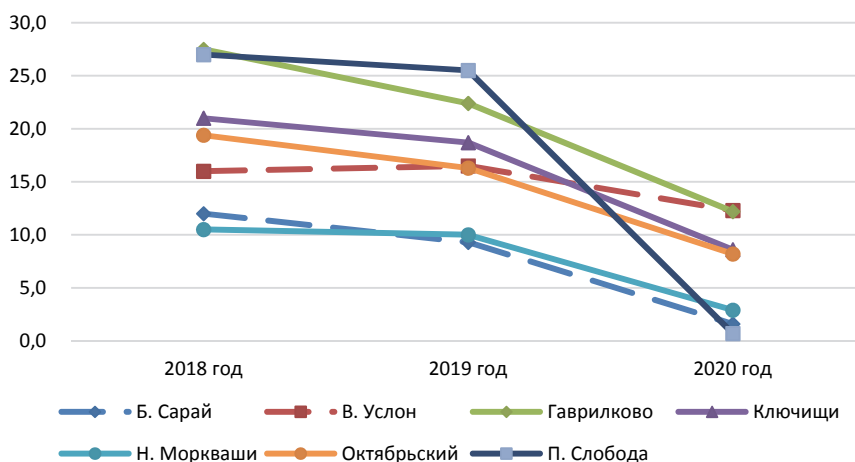


Рис. 4. Динамика снижения потерь электроэнергии по населённым пунктам, где установлены ИПУ электроэнергии, %

Причем необходимо учесть, что ИПУ, установленные в 2020 г., начали приниматься в расчет только с июня (в связи с карантинными мероприятиями «COVID-19»), а принятые в августе ИПУ в расчет потерь электрической энергии не вошли.

Динамику снижения потерь электроэнергии этого населённого пункта за восемь месяцев наблюдений демонстрирует табл. 4.

Таблица 4

Динамика снижения потерь электроэнергии по населённым пунктам Верхнеуслонского района

Населенные пункты	8 месяцев 2019 г.			8 месяцев 2020 г.			Количество приборов учета		
	полезный отпуск, кВт·ч	потери тыс. кВт·ч	потери, %	полезный отпуск, кВт·ч	потери, тыс. кВт·ч	потери, %	всего	интеллектуальный учет	%
Б. Сарай	440,3	45,1	9,3	396,3	6,5	1,6	181	141	77,9
В. Услон	6 988,4	1 375,9	16,5	6 909,4	968,3	12,3	2 918	845	29,0
Гаврилково	484,7	140,1	22,4	565,1	78,6	12,2	164	57	34,8
Ключищи	1 024,7	235,4	18,7	1 191,1	112,7	8,6	522	317	60,7
Н. Моркваши	4 449,5	496,0	10,0	4 794,9	144,3	2,9	809	354	43,8
Октябрьский	469,3	91,1	16,3	466,1	41,5	8,2	206	125	60,7
П. Слобода	103,6	35,4	25,5	121,8	0,9	0,7	87	70	80,5
Всего	13 960,5	2 419,0	14,8	14 444,7	1 352,8	8,6	4 887	1 909	39,1

В табл. 5 приведены значения потерь электроэнергии в АО «Сетевая компания» Буинские электрические сети по месяцам за 2020 год.

Автоматизация учета электрической энергии решает проблему с занижением полезного отпуска электроэнергии потребителями. Полученные дистанционно показания приборов учета из программного комплекса Пирамида 2.0 в конце каждого расчетного периода (месяца) интегрируются в программный комплекс «Энергобиллинг», что исключает возможность искаже-

ния количества потребленной электроэнергии со стороны потребителей. Ежемесячный дистанционный съём показаний исключает проблемы несоответствия дат снятия показаний электросчетчиков, а также сезонности платежей потребителей, проживающих в садовых обществах.

Таблица 5

Значения потерь электроэнергии по месяцам за 2020 год

Месяц	Получено в сеть 10-0,4 кВ, кВт·ч	Полезный отпуск, кВт·ч	Потери фактические	
			кВт·ч	%
Январь	9 700 265	8 167 259	1 533 006	15,8
Февраль	8 799 970	7 453 134	1 346 836	15,3
Март	8 334 464	6 860 159	1 474 305	17,7
Апрель	8 197 533	6 551 399	1 646 134	20,1
Май	8 735 294	7 939 693	795 601	9,1
Июнь	7 544 915	7 410 808	134 107	1,8
Июль	7 625 718	7 525 580	100 138	1,3
Август	7 612 632	7 200 129	412 503	5,4

В связи с тем, что ИПУ устанавливаются на границе балансовой принадлежности в щитах учета и данные счетчики реагируют на вскрытие клеммной крышки или корпуса путем оповещения в ПК Пирамида 2.0, хищение электроэнергии путем манипуляций со счетчиком (безучетное потребление) для потребителей становится проблематичным. Особенно наглядно это видно по динамике снижения количества случаев безучетного потребления электроэнергии по сравнению с таковыми за аналогичные периоды прошлых лет. Если за 8 месяцев 2018 г. персоналом Верхнеуслонского РЭС было выявлено 8 таких случаев с общей начисленной электроэнергии 26 823 кВт·ч, то за такой же период 2019 г. выявлено два – с общей начисленной электроэнергии – 4522,0 кВт·ч. Случаев безучетного потребления электроэнергии в 2020 г. нет.

Работа по установке ИПУ в Верхнеуслонском районе продолжается и полностью будет завершена в 2020 г.

Выводы. 1. Благодаря установке 43% интеллектуальных счётчиков от общего количества приборов учета электроэнергии на одном из фидеров подстанции 110 кВ «Бройлерная» Чебоксарского района электрических сетей ПАО «МРСК-Волги» – «Чувашэнерго» за апрель 2020 г. потери в электросетях снижены на 3%.

2. В 2020 г. после установки интеллектуальных приборов учета объёмом 39,1% от общего количества электросчётчиков потери в электрических сетях в Верхнеуслонском РЭС АО «Сетевая компания» Буинские электрические сети снижены с 14,8 до 8,6% по сравнению с таковыми за аналогичный период 2019 г.

3. По мере увеличения количества интеллектуальных приборов учета соответственно снижаются потери электрической энергии. В случае повсеместной их установки можно ожидать не более 7% потерь в электрических сетях.

4. Повсеместная установка интеллектуальных приборов учета позволяет производить корректный расчет объема оказанных услуг по передаче электрической энергии.

5. Использование интеллектуальной системы учета электроэнергии позволит повысить качество электроэнергии.

Литература

1. *Воротницкий В.Э.* Основные направления снижения потерь электроэнергии в электрических сетях // Энергия единой сети. 2013. № 2(7). С. 24–35.
2. *Воротницкий В.Э., Калинин А.М., Апяткин В.Н.* Мероприятия по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях энергоснабжающих организаций // Энергосбережение. 2000. № 3. С. 53–55.
3. *Воротницкий В.Э., Апяткин В.Н.* Коммерческие потери электроэнергии в электрических сетях. Структура и мероприятия по снижению // Новости электротехники. 2002. № 4(16). С. 21–25.
4. *Воротницкий В.Э.* Норматив потерь электроэнергии в электрических сетях // Новости электротехники. 2003. № 6. С. 50–53.
5. *Воротницкий В.Э., Калинин М.А., Комкова Е.В., Пятигор В.И.* Снижение потерь электроэнергии в электрических сетях // Энергосбережение. 2005. № 2. С. 2–6.
6. *Воротницкий В.Э.* Снижение потерь электроэнергии – важнейший путь энергосбережения в электрических сетях // Энергосбережение. 2014. № 3. С. 61–64.
7. *Ефремов Л.Г., Иванов Д.Е., Михеев Г.М.* О структуре потерь при выработке и передаче электроэнергии // Вестник Чувашского государственного университета. 2011. № 3. С. 71–75.
8. *Зиганшин А.Г., Михеев Г.М.* Цифровизация системы учёта электроэнергии // Вестник Чувашского университета. 2020. № 3. С. 74–83. DOI: 10.47026/1810-1909-2020-3-74-83.

МИХЕЕВ ГЕОРГИЙ МИХАЙЛОВИЧ – доктор технических наук, профессор кафедры электроснабжения и интеллектуальных электроэнергетических систем, Чувашский государственный университет, Россия, Чебоксары (mikheevg@ Rambler.ru).

ЗИГАНШИН АЙРАТ ГАБДУЛХАКОВИЧ – аспирант кафедры электроснабжения и интеллектуальных электроэнергетических систем, Чувашский государственный университет, Россия, Чебоксары (ZiganshinAG@gridcom-rt.ru).

МИРОНОВ ДМИТРИЙ АНДРЕЕВИЧ – инженер, филиал ПАО «Россети-Волга» – «Чувашэнерго», Россия, Чебоксары (mironovu@mail.ru).

Georgi M. MIKHEEV, Ayrat G. ZIGANSHIN, Dmitriy A. MIRONOV
RATIO OF COMMERCIAL ELECTRICITY LOSSES
IN POWER NETWORKS BEFORE AND AFTER INSTALLATION
OF INTELLIGENT METERING DEVICES

Key words: *commercial losses, electricity metering point, intelligent electricity metering devices, energy supplying organization, energy sales, subscriber, electricity consumer, electricity quality.*

Relative losses of electric power during transmission and distribution in electric networks are considered in the paper. The components of commercial losses of electric power and their structure are given. From the presented data of technical and commercial losses of some areas of power networks of "ПАО "MRSK of Volga" – «Chuvashenergo» following the results of one month 2020, calculated with the use of "RAP-Standard" program according to the statements of power sales, it follows that total losses are from 11,6 to 17%. By the example of two sections of power grid companies of PAO MRSK of Volga – Chuvashenergo and the Republic of Tatarstan a comparison of commercial losses before and after the installation of intelligent power metering devices was made. It is estimated that the difference in electric power losses after installation of "smart" electric meters at both sites of the above mentioned enterprises was significantly reduced: at one site from 14 to 5.1%, and at the other – from 17.3 to 9.4%. It is shown that specific losses after installation of intellectual metering devices in Verkhneuslonsky district settlement of JSC "Grid Company" Buinskies Power Networks per one metering device decreased by 19.7%.

References

1. Vorotnitskii V.E. *Osnovnye napravleniya snizheniya poter' elektroenergii v elektricheskikh setyakh* [Key areas for reducing electricity losses in electricity networks]. *Energiya edinoi seti*, 2013, no. 2(7), pp. 24–35.
2. Vorotnitskii V.E., Kalinkina A.M., Apriyatkin V.N. *Meropriyatiya po snizheniyu poter' elektroenergii v elektricheskikh setyakh energosnabzhayushchikh organizatsii* [Measures to reduce the loss of electricity in the electricity networks of energy supply organizations]. *Energoberezhnie*, 2000, no. 3, pp. 53–55.
3. Vorotnitskii V.E., Apriyatkin V.N. *Kommercheskie poteri elektroenergii v elektricheskikh setyakh. Struktura i meropriyatiya po snizheniyu* [Commercial power losses in electrical grids. Structure and measures to reduce]. *Novosti elektrotehniki*, 2002, no. 4(16), pp. 21–25.
4. Vorotnitskii V.E. *Normativ poter' elektroenergii v elektricheskikh setyakh* [Electricity loss standard for electricity networks]. *Novosti elektrotehniki*, 2003, no. 6, pp. 50–53.
5. Vorotnitskii V.E., Kalinkina M.A., Komkova E.V., Pyatigor V.I. *Snizhenie poter' elektroenergii v elektricheskikh setyakh* [Reducing electricity losses in electricity networks]. *Energoberezhnie*, 2005, no. 2, pp. 2–6.
6. Vorotnitskii V.E. *Snizhenie poter' elektroenergii – vazhneishii put' energosbere-zheniya v elektricheskikh setyakh // Energoberezhnie*. 2014. no. 3, pp. 61–64.
7. Efremov L.G., Ivanov D.E., Mikheev G.M. *O strukture poter' pri vyrabotke i peredache elektroenergii* [Reducing electricity losses is the most important way to save energy in electric grids]. *Vestnik Chuvashskogo gosuniversiteta*, 2011, no. 3, pp. 71–75.
8. Ziganshin A.G., Mikheev G.M. *Tsifrovizatsiya sistemy ucheta elektroenergii* [Digitalization of the electricity accounting system]. *Vestnik Chuvashskogo universiteta*. 2020. no. 3, pp. 74–83. DOI: 10.47026/1810-1909-2020-3-74-83.

GEORGI M. MIKHEEV – Doctor of Technical Sciences, Professor of Electric Power Industry Department, Chuvash State University, Russia, Cheboksary (mikheevg@rambler.ru).

AYRAT G. ZIGANSHIN – Post-Graduate Student of Electric Power Industry Department, Chuvash State University, Russia, Cheboksary (ZiganshinAG@gridcom-rt.ru).

DMITRIY A. MIRONOV – Engineer, PAO «MRSK-Volga» – «Chuvash Energy», Russia, Cheboksary (mironovu@mail.ru).

Формат цитирования: Михеев Г.М., Зиганшин А.Г., Миронов Д.А. Соотношение коммерческих потерь электроэнергии в электрических сетях до и после установки интеллектуальных приборов учёта // Вестник Чувашского университета. – 2021. – № 1. – С. 86–98. DOI: 10.47026/1810-1909-2021-1-86-98.