



ЭНЕРГИЯ РОДНОГО КРАЯ

В ЭТОМ НОМЕРЕ:

- **Технологическое присоединение к электрическим сетям: роскошь или услуга, доступная всем?** 1-3
- **Цифровизация учета электричества. Первый этап эволюции** 4
- **Михаил АНДРОНОВ: «Энергорынок должен искать золотую середину между качеством и ценой для потребителей»** 5-8
- **Общедомовые приборы учета теплоэнергии: экономический эффект в цифрах** 9-10
- **COVID-19: Последствия для отрасли энергетики и ЖКХ** 11
- **Интернет-сервисы ООО «Ивановоэнергосбыт»** 12

ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ПРИСОЕДИНЕНИЕ К ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ СЕТЯМ: РОСКОШЬ ИЛИ УСЛУГА, ДОСТУПНАЯ ВСЕМ?

Электрическая энергия пожалуй самый распространенный коммунальный ресурс, без подключения к которому невозможно ни одно строительство: от садового домика до крупного промышленного объекта. Сколько ждать присоединения к электросетям и сколько это стоит? В сложных вопросах законодательства в сфере технологического присоединения помогает разобраться начальник Департамента энергетики и тарифов Ивановской области Морева Евгения Николаевна.

– Евгения Николаевна, насколько доступна услуга по техприсоединению к электросетям сейчас?

– Ежегодно около 2700 новых объектов подключаются к электросетям на территории Ивановской области. Основную долю составляют жилые объекты и производственные объекты малого и среднего бизнеса мощностью до 150 кВт. Стоимость подключения для них является льготной, так как заявителем не оплачивается полная себестоимость работ по присоединению через тариф на технологическое подключение. Выпадающие затраты сетевой организации компенсируются через тариф на услуги по передаче электрической энергии.

Для заявителей мощностью менее 15 кВт стоимость подключения составит 550 рублей при условии, что объект подключения



находится на расстоянии от существующих сетей не более 300 м в городе и 500 м в селе. Данная стоимость зафиксирована федеральным законодательством в 2011 году и с того времени не менялась. Мощности 15 кВт будет достаточно для строительства частного жилого дома со всеми современными бытовыми удобствами. Для сравнения подключение аналогичного объекта к газовым сетям будет стоить 26,8 тыс. руб, к сетям водоснабжения около 524 тыс. руб., водоотведения около 734 тыс. руб¹. Для данной категории заявителей подключение к электрическим сетям является самой доступной услугой среди других коммунальных ресурсов.

Для категории заявителей мощностью энергопринимающих устройств до 150 кВт стоимость техприсоединения в 2020 году составит до 37 763,41 руб. Данная плата также является льготной, так как не включает в себя стоимость строительства электросетевых объектов до границы земельного участка заявителя.

Важно отметить следующее. Срок направления оферты договора сетевой организацией заявителю составляет не более 20 рабочих дней после поступления заявки с необходимым пакетом документов на технологическое присоединение. Заявитель рассматривает проект договора в течение 10 рабочих дней и направляет подписанный экземпляр сетевой организации (либо мотивированный отказ в его подписании). По прошествии 30 дней со дня получения проекта договора, подписанного сетевой организацией, при бездействии заявителя технические условия и проект договора считаются недействительными.

Что касается сроков выполнения мероприятий по подключению, то для данных категорий заявителей они не должны превышать 6 месяцев с даты заключения договора. Фактический средний срок выполнения мероприятий сетевыми организациями за 2019 год в Ивановской области составил 2,5 месяца.

Стоит отметить, что штрафные санкции за нарушение сроков выполнения мероприятий предусмотрены как для сетевой организации, так и для заявителя. Неустойка определяется от 0,25% до 5% от размера платы за технологическое присоединение в соответствии с договором за каждый день просрочки, но не более года.

– А как обстоят дела с подключением крупных потребителей?

Тарифы на технологическое подключение являются регулируемыми и подлежат утверждению региональным органом власти в сфере государственного регулирования тарифов.

Департаментом энергетики и тарифов ежегодно устанавливаются стандартизированные ставки и ставки за единицу присоединяемой мощности для расчета платы за технологическое присоединение к электрическим сетям. На 2020 год установлено 127 стандартизированных ставок и 123 ставки за единицу максимальной мощности, дифференцированных по уровням напряжения, видам работ, городским и сельским населенным пунктам. С 2018 года ставки устанавливаются едиными для применения всеми сетевыми организациями. Таким образом, плата будет одинаковой вне зависимости от того, к электрическим сетям какой сетевой организации необходимо присоединиться.

Данные ставки рассчитаны с учетом фактической стоимости конкретных видов работ и учитывают только стоимость строительства объектов электросетевого хозяйства от существующих сетей сетевой организации до границы земельного участка заявителя без учета стоимости необходимой реконструкции в существующих сетях.

Заявители мощностью до 670 кВт вправе самостоятельно выбрать вид ставки платы за техприсоединение (стандартизированные или за единицу присоединяемой мощности). Рекомендуем заявителям уже на этапе подачи заявки указывать выбранный вид ставки, иначе

¹ Для расчета стоимости подключения к сетям водоснабжения и водоотведения взят объект, расположенный в г. Иваново, подключаемой нагрузкой 1 куб.м/сутки и удаленностью от соответствующих сетей – 100 м.

сетевая организация произведет расчет размера платы за технологическое присоединения исходя из самостоятельного выбора вида ставки и скорее всего он будет не в интересах заявителя. **На сайтах сетевых организаций есть калькуляторы расчета стоимости технологического присоединения и заявитель может заранее выбрать приемлемый для себя вариант.**

В соответствии с изменениями законодательства, вступившими в силу 29.06.2020, расчет стоимости платы за технологическое присоединение заявителей свыше 670 кВт возможно только по стандартизированным ставкам.

Сроки выполнения мероприятия для данной категории заявителей отличается от сроков льготников. Если минимальный срок выполнения мероприятий не более 4 месяцев для объектов до 670 кВт и 1 год для объектов свыше 670 кВт, то максимальный – 1 год и от 2 до 4 лет соответственно. Такая разница в сроках обусловлена необходимостью сетевым организациям помимо строительства сетей «последней мили» выполнять работы по строительству (реконструкции) объектов электросетевого хозяйства, включенных (подлежащих включению) в инвестиционные программы сетевых организаций (в том числе смежных сетевых организаций).

– Часто ли заявители обращаются в Департамент за разъяснениями законодательства в части присоединения к электросетям? Какие основные вопросы волнуют потребителей?

Нам нередко приходится рассматривать обращения граждан, связанные с вопросами технологического присоединения. Чаще всего заявители интересуются как поменять выбранный вид ставки платы на более оптимальный. К сожалению, после подписания договора о технологическом подключении это уже не возможно. Например, для заявителей категории от 15 до 150 кВт при фактической присоединяемой мощности до 26 кВт включительно выгоднее выбрать вид ставки за еди-

ницу максимальной мощности, свыше 26 кВт – стандартизированную ставку.

Много обращений связано с повышением надежности электроснабжения, а именно заявитель уже имеет технологическое подключение, но к сетям владельца сетевого хозяйства, не имеющего статус территориальной сетевой организации (например сети садоводческих некоммерческих товариществ). В доступной близости от объекта подключения находятся сети сетевой организации, и заявитель изъявляет желание подключиться к ним. В этом случае (при условии выполнения критериев льготного техприсоединения) заявитель имеет право подключиться к сетевой организации за 550 рублей, при этом в заявлении он должен указать что желает сменить точку подключения. В противном случае сетевая организация откажет такому заявителю, так как он уже имеет технологическое присоединение или выставит плату по утвержденным ставкам, что значительно увеличит стоимость технологического присоединения.

НОРМАТИВНО-ПРАВОВАЯ БАЗА:

1. Федеральный закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»
2. Постановление Правительства РФ от 27.12.2004 № 861 «Об утверждении Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям»
3. Приказ ФАС России от 29.08.2017 № 1135/17 «Об утверждении методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям»
4. Постановление Департамента энергетики и тарифов Ивановской области от 30.12.2019 № 62-э/2 «Об установлении стандартизированных тарифных ставок, ставок за единицу максимальной мощности и формул платы за технологическое присоединение к электрическим сетям территориальных сетевых организаций Ивановской области на 2020 год».

Цифровизация учета электричества. Первый этап эволюции

Мнение эксперта. Интервью редакции с заместителем генерального директора по работе с бытовыми потребителями ООО «Ивановозэнергосбыт» Романом Уваровым (интервьюер – Алексей Ерофеев, редакция «ЭРК»)



– Роман Анатольевич, когда впервые заговорили об интеллектуальных приборах учета?

– Первый нормативный акт, который был подписан в декабре 2018 года – это Федеральный Закон 522-ФЗ. Согласно этому Закону приборы учета должны быть интеллектуальными и стать составной частью умной системы учета.

– Что это за умные приборы и почему в них возникла потребность?

– Обычный прибор учета установлен в большинстве квартир наших потребителей. Это индукционный счетчик с вращающимся диском. Старый, железный, надежный аппарат, который уверенно считывает показания, но, к сожалению, не умеет их передавать. Законодатель предлагает цифровую трансформацию отрасли начинать с внедрения интеллектуальных систем учета. Устанавливаемые

приборы учета смогут обеспечить систему необходимыми данными для работы определенных бизнес-процессов в цифровом пространстве в автоматическом режиме. Обработывая огромные массивы данных по заданным алгоритмам, система сможет принимать решения быстрее и точнее.

Например, при отключении электроэнергии у потребителей система передаст об этом информацию, и проанализировав точки поставки, оказавшиеся без напряжения, а также параметры режима сети, определит поврежденный участок, отключит его, и выполнит восстановление питания без участия выездной бригады. Но это перспектива цифровизации, первый этап которой – установка приборов учета с расширенным функционалом.

– Как раз эти обязательные функции умного электросчетчика перечислены в нормативном акте?

– Да, документ расположен на сайте regulation.gov.ru. Можно зайти на этот портал, набрать в контекстном поисковике название – «Об утверждении правил предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности)» и ознакомиться.

ПРЕИМУЩЕСТВА НОВОЙ СИСТЕМЫ

– Роман Анатольевич, давайте назовем эти функции, чтобы понять, действительно ли они нам нужны?

– Важная полезная функция – передача данных, то есть результатов измерений потребленной электроэнергии. Большинство ошибок и неточностей в начислениях платы за электричество связаны с неправильной передачей показаний абонентами. Кто-то не поставил запятую при передаче показаний, кто-то вместо одной цифры увидел другую. У пожилых людей зрение не очень хорошее и такие случаи бывают. Возможность автоматической передачи данных полностью исключает все ошибки, которые связаны с человеческим фактором.

– Еще одна функция – возможность полного или частичного ограничения подачи электроэнергии, а также ее возобновления. Если потребитель становится неплательщиком, то система его ограничит. Исполнительный механизм счетчика сделает самостоятельно. Однако, мы считаем, что в законодательстве есть недоработанные моменты. Это касается алгоритма уведомления должника об ограничении. Простого смс-оповещения либо письма на электронную почту всё равно будет недостаточно. Необходимо пойти к должнику для вручения соответствующих документов под роспись, потом еще раз, чтобы отключить, что приводит к дополнительным расходам. Такая схема уведомления должника об отключении электроэнергии является достаточно трудозатратной.

По нашему мнению, целесообразно законодательно закрепить способ, чтобы «умная» система выполняла все мероприятия по уведомлению об ограничении без затрат и потребителю в последствии не пришлось бы оплачивать расходы. Например, за рубежом предусмотрены именно такие алгоритмы. В этом случае выигрывают все.

Михаил АНДРОНОВ: «Энергорынок должен искать золотую середину между качеством и ценой для потребителей»

2020 год, когда отмечается 100-летие плана ГОЭЛРО, может оказаться важным этапом на пути развития сбытового сегмента российского энергорынка. О планировавшемся, но не случившемся лицензировании энергосбытов, об обязательном внедрении интеллектуальных систем учёта (ИСУ) и необходимости преобразований для сохранения эффективности Единой энергосистемы (ЕЭС) «Энергия без границ» поговорила с главой одного из крупнейших игроков сектора – президентом компании «Русэнергосбыт» Михаилом Андроновым.

Более года регуляторы вели подготовку к лицензированию энергосбытовых компаний, которую планировалось запустить с 1 июля. В марте стало известно, что премьер-министр Михаил МИШУСТИН распорядился отменить лицензирование. Как участники рынка смотрят на ситуацию?

Первый раз норма о лицензировании была указана в ФЗ-35 «Об электроэнергетике» от 2003 года, она была фактически реализована в 2005 году и касалась проверки и контроля качества работы с населением. Причины введения были достаточно простыми, теми же, что, например, и в туристическом секторе. Лицензирование подразумевает возможность для лицензирующего органа отозвать документ в случае неисполнения каких-то нормативов, прервать таким образом работу «неисправляющейся» компании. Если туркомпания не обеспечивает нормальный режим поездок за границу, у неё отзывали лицензию. Лицензирование в сбытовом сегменте было признано ненужным и отменено в 2007 году. Но затем ситуация с нарушениями вновь стала обостряться, снова был поднят вопрос о необходимости перехода к разрешительному характеру работы.

При подготовке к лицензированию всегда возникает вопрос, кто его пройдёт, а кто – нет. Сейчас на рынке есть компании, у которых имеются «исторические» долги, сложившиеся при прежнем менеджменте и прежних собственни-



ках, – вины нынешних управленцев в этом нет. По данным «Совета рынка», такие компании регулярно снижают долги на оптовом рынке. И генераторы, основные интересанты платёжной дисциплины, занимают в этом случае конструктивную позицию. Они видят, что менеджмент старается, делает всё возможное для расшивки долгов. Получит такая компания лицензию или нет? С точки зрения любых формальных показателей – вряд ли. Но в таком случае мы лишимся участника рынка, который на протяжении уже 3–4 лет снижает объём долгов, работает в ин-

тересах рынка. И конечно же, в такой ситуации отказ в лицензии будет некорректным. Если допустить всех, тогда зачем нужна лицензия?

Получается, что мы могли не дать лицензию добросовестному участнику, у которого есть «исторический» долг, а игроку, который формально соответствует критериям, но допускает какие-то нарушения, – дать.

Сколько денег в среднем должны были потратить сбытовые компании при подготовке к лицензированию?

Расходы каждой компании формируются индивидуально. Есть общие требования, которые уже были выполнены крупными игроками рынка, но требовали вложений со стороны малых и средних компаний. Например, это личный кабинет для каждого потребителя на сайте, кол-центр, наличие достаточного числа пунктов очного обслуживания граждан и т. д. У нас есть прекрасный пример системы «Мои документы», которая улучшила жизнь москвичей и теперь внедряется по всей стране, – система одного окна, функционал на сайте «Госуслуг». Всё это работает достаточно чётко и хорошо. Может быть, руководство Минэнерго посмотрело и сказала: «Так должно быть и со сбытами». И мы согласны с этим.

У нас сейчас закончился большой инвестиционный цикл в энергетике: за последние 12–15 лет было вложено много денег, в основном в ДПМ-генерацию, в сети. В целом надёжность энергоснабжения улучшилась. У нас нет мегаотключений, какие были в 1990-е. В 2000-х ЧУБАЙС говорил о проблемах с подключениями, с надёжностью – сейчас этого нет. Россия в лидерах по этим показателям. Теперь, конечно же, хочется, чтобы это возросшее качество работы энергетиков дошло и до потребителей, потому что они не встречаются с генераторами, с сетями. Они встречаются со сбытом. И где-то до сих пор видят интерфейс «бабушка в окошке», а где-то у клиентов есть и электронный кабинет, и прочие современные инструменты. Я считаю, что это правильно, это улучшит качество жизни граждан, независимо от того, где они живут: в пределах Садового кольца или за 5000 км от него.

Другой вопрос – сколько это стоит. И как найти золотую середину между затратами на обновление, которые так или иначе лягут на по-

ребителя, и необходимым функционалом. Если он будет избыточный, то и потребитель заплатит избыточно. При этом планировалось, что качество обслуживания, наряду с долгами перед оптовым рынком, станет основанием для отзыва лицензии. Предполагавшиеся к внедрению требования были достаточно жёсткими, поэтому их пришлось бы выполнять всем участникам рынка, тратить деньги. Надо понимать, что вложение денег не означает автоматических улучшений для наших клиентов. Внутри компании мы не называем их потребителями, потому что это слово используют и в другом значении, близком к «нахлебнику». Для нас они клиенты, а клиент всегда прав. Мы готовы развиваться, повышать качество работы и спектр услуг. Но нужно ли навязывать клиентам качество и стоимость услуг, в которых он не заинтересован?

И всё же: каков порядок расходов на подготовку к лицензированию для крупных сбытовых компаний – десятки миллионов рублей, сотни?

Сотни. Первоначальные нормы, в частности по центрам очного обслуживания, выглядели галактическими. Минэнерго предлагало распространить московские стандарты на всю страну, не учитывая разного уровня запросов и концентрации потребителей. Были острые дискуссии, вносились корректировки. Но в целом это сотни миллионов рублей, и, конечно, как бы мы ни хотели, заплатил бы за это потребитель.

То есть все расходы на лицензирование предполагалось включить в сбытовую надбавку, в тариф?

Другого источника у нас нет. На мартовской конференции ФАС в Сочи было много дискуссий. Позиция ФАС – внимательно изучить вопрос включения затрат на лицензирование в тариф, потому что эти расходы реально есть. Но лицензионные требования должны были быть выполнены к 1 июля, и все руководители, с которыми я общался, активно этим занимались, вкладывали деньги. Фактически это были авансовые вложения за счёт собственных или заёмных средств.

Как вы оцениваете систему контроля и отзыва разрешений у сбытов, которая предполагалась в рамках лицензирования?

Мы имеем систему ГИС ТЭК, в которой есть все данные, систему мониторинга «Совета рынка», который также анализирует данные по розничному рынку. То есть мы передаём все данные уже в два места. Зачем создавать третью точку сбора одной и той же информации в рамках лицензирования? Необходимо использовать тот инструментарий, который уже есть, не дублировать его.

Ещё один вопрос, который мы поднимали в рамках законодательства о надзорной деятельности: ведомство, которое выпускает требования, не может быть ведомством, которое контролирует их выполнение и выдаёт лицензии. Исходя из этой логики и подхода к вопросу ответственно, Минэнерго не может заниматься выдачей и отзывом лицензий. Этот вопрос – вопрос разделения функций – уже поднимался в рамках рабочей группы по реализации механизма «регуляторной гильотины» в сфере энергетики, куда я вхожу. Изначально предлагали эту функцию отдать. Либо наделить функциями по лицензированию НП ГП и ЭСК, которое является достаточно авторитетной профессиональной некоммерческой организацией, по аналогии как это сейчас реализовано с саморегулируемыми организациями (СРО), объединяющими субъекты предпринимательской деятельности в определённой отрасли производства товаров. Либо делать это на базе «Совета рынка», который является редким примером площадки, где предпринимаются конструктивные попытки учесть интересы не только всех участников рынка (генераторов, потребителей, сбытов), но и государства как законодателя.

Здесь присутствуют чиновники ФАС, Минэкономразвития и Минэнерго. Представитель профильного министерства входит в Наблюдательный совет. Более того, «Совет рынка» по законодательству отчитывается Минэнерго, но это независимый орган, ориентированный на исправное функционирование рынка в интересах всех участников. Сейчас «Совет рынка» лишает права доступа на рынок те сбытовые компании, которые нарушают график платежей и т. д. Механизм уже работает, орган мог бы не просто лишать права доступа на опт, но и отозвать лицензию. И всё. То есть лицензия – это право работать с клиентами, а право покупки на оптовом рынке – это доступ к источ-



ВЕДОМСТВО, КОТОРОЕ ВЫПУСКАЕТ ТРЕБОВАНИЯ, НЕ МОЖЕТ БЫТЬ ВЕДОМСТВОМ, КОТОРОЕ КОНТРОЛИРУЕТ ИХ ВЫПОЛНЕНИЕ И ВЫДАЁТ ЛИЦЕНЗИИ. ИСХОДЯ ИЗ ЭТОЙ ЛОГИКИ И ПОДХОДА К ВОПРОСУ ОТВЕТСТВЕННО, МИНЭНЕРГО НЕ МОЖЕТ ЗАНИМАТЬСЯ ВЫДАЧЕЙ И ОТЗЫВОМ ЛИЦЕНЗИЙ. ЭТОТ ВОПРОС – ВОПРОС РАЗДЕЛЕНИЯ ФУНКЦИЙ – УЖЕ ПОДНИМАЛСЯ В РАМКАХ РАБОЧЕЙ ГРУППЫ ПО РЕАЛИЗАЦИИ МЕХАНИЗМА «РЕГУЛЯТОРНОЙ ГИЛЬОТИНЫ» В СФЕРЕ ЭНЕРГЕТИКИ

никам энергии, продаваемой клиентам. Тогда бы мы получили возможность решать обе связанные задачи на одной площадке.

«Россети», выполняющие функции ГП на Северном Кавказе, объявили о намерении подписать соглашения с генераторами о реструктуризации накопленной задолженности. Как в секторе оценивают этот шаг?

Отмечу, что «Россети» пока не подписали бумаг, а сообщили, что «договорились» их подписать. Эта информация была озвучена в «Совете рынка». Минэнерго удалось убедить «Россети», которым принадлежат и сети, и ГП в этом регионе, в необходимости взять на себя солидарную ответственность за свои «дочки» на Северном Кавказе. Это очень правильный шаг. Считаю, что Павел Анатольевич ЛИВИНСКИЙ взял на себя непростую, но очень важную для рынка работу. И безусловно, в случае успеха он попадёт в историю. Посмотрим, как будет развиваться ситуация, ждём подписания соглашений. Мы говорим о цифровизации, о современных инновационных технологиях, но в регионах СКФО, где идёт ежегодный прирост задолженности, это пока, конечно, не работает.

При нормализации ситуации с платежами на Северном Кавказе регионы станут интересны для игроков сбытового сегмента?

Пока я не вижу, кто их может купить. Вероятно, сначала их надо отдавать кому-то для нормализации финсостояния, ликвидации неплатежей. Понимаю, что это непростая задача, но её нужно решать, учитывая специфику регионов.

С 1 июля к ГП должна перейти ответственность за электросчётчики в многоквартирных домах, к «Россетям» – за приборы остальных потребителей. В ближайшие годы «аналоговые» счётчики должны быть заменены цифровыми. В конце прошлого года президент Владимир ПУТИН подписал закон, позволяющий включать расходы на «умные» приборы в тариф. Всё ли готово к началу их внедрения?

У нас до сих пор нет чётких требований по функционалу «умных» счётчиков, который определяет их стоимость.

В целом переход на интеллектуальный учёт – это, конечно, шаг вперёд. Опыт нашего акционера (итальянской Enel. – Прим. ред.), который реализовывал подобную программу в Италии лет 15 назад, показывает: система себя оправдывает – упрощает жизнь клиентам, повышает собираемость платежей и т. д. Кроме того, ИСУ позволяет вести более гибкую тарифную политику и через неё управлять потреблением. Люди и предприятия сами могут планировать своё потребление, проводить часть процессов вне пиковых периодов, в моменты минимальных цен на энергию. Это работает даже для граждан, которые включают стиральные и посудомоечные машины по ночам, потому что так выгоднее. Когда люди получают многоставочный тариф, цифровой счётчик, позволяющий контролировать потребление, нагрузка становится более прогнозируемой, вся система начинает работать более эффективно. Фактически это управление спросом «снизу», делающее энергосистему более сбалансированной. На первом этапе инвестиционного цикла в России мы решали проблемы дефицита, работали над повышением надёжности, доступности новых подключений. Теперь важно другое: надёжность – это деньги, супернадёжность – это большие деньги. Нужно найти баланс. Сюда



ПОКА МЫ ЖИВЁМ В ОСНОВНОМ ПО ПРИНЦИПУ «ЗАТРАТЫ ПЛЮС», А ЭТО НИКАК НЕ РЫНОК, А КАКОЙ-ТО СУРРОГАТНЫЙ КОММУНИЗМ. ЭНЕРГЕТИКУ НАДО ПОЛНОСТЬЮ ПЕРЕВОДИТЬ В ПЛОСКОСТЬ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ РАЦИОНАЛЬНОСТИ. ЭТО РАБОТА, КОТОРУЮ ВЕДЁТ ФАС, И МЫ СТАРАЕМСЯ ЕЙ ПОМОЧЬ

же завязывается управление спросом, когда потребитель сам решает, что для него важнее – 100%-ная надёжность или экономия от корректировки графика нагрузки. У клиента появляется выбор, и это работает, в том числе в целях балансировки системы.

В январе НП ГП и ЭСК опубликовало предложения по корректировке системы ИСУ, предложив фактически включить расходы на «умные» счётчики в МКД в региональные программы повышения энергоэффективности, а для остальных приборов в зоне своей ответственности разрешить продление сроков эксплуатации за счёт поверок. Вы поддерживаете это предложение?

Я поддерживаю позицию НП ГП и ЭСК. Если мы хотим ставить счётчики, которые соответствуют новым требованиям, дайте нам хотя бы год, чтобы мы их произвели. Производители в России есть, но выпускаемая ими продукция очень отличается. Нам бы хотелось, чтобы приборы делались под требования, которые будут утверждены правительством. Это позволит минимизировать расходы, отказаться от избыточного функционала и не тратиться на него. Но отсрочка нужна – вводить правила за три месяца до вступления в силу новых норм нельзя. Обязанность возникает с 1 июля, а сейчас март, и требований по функционалу до сих пор нет. С регуляторами пока идёт обсуждение этого вопроса.

ОБЩЕДОМОВЫЕ ПРИБОРЫ УЧЕТА ТЕПЛОЭНЕРГИИ: ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ В ЦИФРАХ



Почему еще не у всех?

На сегодняшний день все жилые дома в Иванове с большой отапливаемой площадью (а это более 93%) оборудованы приборами учёта тепловой энергии и теплоносителя. Но острым для нашего города остаётся вопрос организации учёта для жилых домов так называемого «старого» жилищного фонда. Сюда попадают, как правило, 2-3х-этажные дома с малой площадью. Решение этого вопроса обусловлено двумя составляющими: финансовой и технической. Стоимость оборудования узлом учёта жилого дома малой отапливаемой площади незначительно отличается от оборудования учётом типовой пятиэтажки, а вот оплата с каждой квартиры с пересчётом на жилую площадь при этом отличает-

ся в 2, а то и в 4 раза. Естественно, невозможно в данных условиях управляющей компании – при отсутствии стороннего софинансирования – заручиться согласием жителей на установку узла учёта. Что автоматически перекидывает всё финансовое бремя по установке на ресурсоснабжающую организацию.

Вторая, техническая, составляющая – это состояние внутренних систем жилых домов. В большинстве случаев при оборудовании узлами учёта «старого» фонда требуется изменение конфигурации трубопроводов от ввода до теплового пункта, замена и дополнительная установка запорной арматуры, фильтрующих элементов. Такие работы ещё больше поднимают конечную стоимость узла учёта и тесно переплетают с финансовой составляющей. А

ведь помимо установки общедомового узла учёта важно организовать грамотную эксплуатацию и своевременное обслуживание этого оборудования.

От чего зависит экономический эффект для жителей дома?

Правительство РФ устанавливает стандарты и правила деятельности по управлению многоквартирными домами. В которых четко прописано: содержание общего имущества включает в себя проведение обязательных в отношении общего имущества мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности. В том числе – обеспечение установки и ввода в эксплуатацию общедомовых приборов учета горячей воды, тепловой энергии, а также их надлежащей эксплуатации (осмотры, техническое обслуживание, проверка приборов учета и т.д.). В отличие от учёта электроэнергии, газа и холодной воды, узел учёта тепловой энергии представляет собой группу взаимосвязанных приборов, учитывающих множество необходимых для вычисления параметров. Количество таких составляющих для некоторых жилых домов достигает до 28. И только безотказная работа всех элементов узла

учёта в течение года гарантирует экономический эффект для жителей дома. Для решения данной задачи многие управляющие компании и ресурсоснабжающие организации уже применяют специально разработанные программы диспетчеризации данных и удалённого доступа.

Процент введенных в эксплуатацию приборов учета растет.

В целях пресечения нарушений в деятельности юридических лиц, осуществляющих управление многоквартирными домами, АО «ИвГТЭ» оперативно направляет в надзорные органы информацию о нарушениях в области учёта тепловой энергии и теплоносителя. За последние несколько лет, благодаря тесному взаимодействию с Администрацией города и службой ГЖИ, процент введенных в эксплуатацию и используемых в расчётах с конечными потребителями узлов учёта на МКД от общего числа установленных приборов стремительно вырос, и в настоящий момент составляет порядка 89%.

Средняя сумма перерасчета за прошлый год – более 2500 рублей.

В этом году потребителям города Иванова, проживающим в многоквартирных до-

мах, оборудованных общедомовыми приборами учета тепловой энергии (при условии, что они отработали полностью весь 2019 год) в счетах-квитанциях за март 2020 года произведен перерасчет за период прошлого года, в котором АО «ИвГТЭ» являлось ресурсоснабжающей организацией для потребителей. Для большинства таким периодом являлось второе полугодие 2019 года.

Дополнительно у некоторых потребителей в счетах-квитанциях за март 2020 года на основании заключенных АО «ИвГТЭ» договоров об уступке права требования с акционерным обществом «Ивановская городская теплосбытовая компания» и рядом управляющих компаний учтена корректировка платы за коммунальную услугу по отоплению за первое полугодие 2019 года. Информация об этом была размещена на обороте платежного документа.

В целом по городу с учетом счетов-квитанций АО «ИвГТЭ» и управляющих компаний, проводивших перерасчеты самостоятельно, корректировка платы за коммунальную услугу по отоплению за 2019 год проведена по 811 домам, а это примерно треть жилого фонда города с централизованной системой теплоснабжения.

Большинству жителей

осуществлен возврат платы за коммунальную услугу по отоплению за 2019 год. Для примера: в среднем по квартире площадью 50 м² возвращено порядка 2 600 рублей.

Однако есть и исключения. Жителям 18 домов по показаниям общедомовых приборов учета тепловой энергии было произведено доначисление платы за коммунальную услугу. В процентном отношении к общему количеству домов, по которым проведена корректировка, их количество составляет 2%.

Перспективы развития приборного учета.

Как видим, развитие приборного учёта тепловой энергии и теплоносителя зависит не только от ресурсоснабжающей организации, но и прежде всего от потребителей. Как показал итог 2019 года, в выигрыше оказались те потребители, чьи дома имели действующий приборный учет тепловой энергии и теплоносителя. И для того чтобы и в дальнейшем обеспечить данный эффект жители домов должны проявлять инициативу в обеспечении приборного учета со стороны управляющих организаций, действуя совместно с ресурсоснабжающей организацией.

COVID-19:

ПОСЛЕДСТВИЯ ДЛЯ ОТРАСЛИ ЭНЕРГЕТИКИ И ЖКХ

ПРАКТИЧЕСКИЕ МЕРЫ РЕАГИРОВАНИЯ НА КРИЗИС, ВЫЗВАННЫЙ ВСПЫШКОЙ КОРОНАВИРУСА

ОБЩИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ О ТОМ, ЧТО РУКОВОДИТЕЛИ ОРГАНИЗАЦИЙ ДОЛЖНЫ ЗНАТЬ О COVID-19 (АНАЛИТИЧЕСКИЕ ВЫВОДЫ ОТ PRICEWATERHOUSECOOPERS)

Отрасль энергетики и ЖКХ, как правило, отличается высоким уровнем подготовки к нештатным ситуациям. Поскольку эта отрасль обеспечивает критически важную инфраструктуру, она вынуждена учитывать в планировании множество предсказуемых рисков, в том числе связанных с угрозой для здоровья и жизни людей, и готовиться реагировать на реализацию таких рисков.

Мы знаем, что эта отрасль всегда готова к последствиям кризисных событий. При этом в связи с COVID-19 возникают новые потенциальные задачи, которые нужно рассмотреть отдельно.

Системные операторы и сетевые компании в новых реалиях

Некоторые практические выводы по результатам обсуждения ведущих электросетевых компаний, РвС и Мирового энергетического совета

- Большинство энергосистем и регионов столкнулись с сокращением пиковых нагрузок. В этой ситуации возникает ряд серьезных технических проблем, например, высокое рабочее напряжение. Алгоритмы диспетчирования необходимо корректировать, особенно с учетом усиления или ослабления ограничительных мер в регионах и режимов изоляции. Важно координировать действия с системными операторами и смежными сетевыми компаниями для управления реактивной мощностью.

- Все чаще рассматривается возможность изоляции диспетчерских центров. При этом в таких центрах необходимо предусмотреть условия проживания и обеспечения оперативного персонала минимально необходимым набором бытовых удобств.

- Предлагается разбивать крупные бригады, ведущие эксплуатационную или ремонтную деятельность, на более мелкие. Одновременно формируем сокращенные бригады для кадрового резерва на случай заболевания членов основных бригад.

- Все меры нужно принимать быстро. Для этого необходимо создать группу оперативного планирования. Участники этой группы будут рассматривать различные сценарии, которые могут возникнуть в

разные периоды времени. Таким образом организация будет готова к оперативному принятию решений.

- Планирование преемственности в чрезвычайных обстоятельствах: с привязкой к разделенным подгруппам. Например: исполнительный директор и назначенный преемник или заместитель исполнительного директора должны быть в разных подгруппах. Это обеспечит непрерывность управления.

Управление кризисными ситуациями и реагирование

Потенциальные задачи

Учитывая масштабы распространения COVID-19 во всем мире, а также экономические ограничения и режим изоляции, введенный в России, компаниям нужна повышенная гибкость существующих ресурсов, использованных ранее для обеспечения непрерывности деятельности. Услуги предприятий генерирующих и электросетевых и энергосбытовых компаний в электроэнергетике, предприятий газоподобного водоснабжения должны сохранять надежность и непрерывность, даже если медицинская ситуация приводит к сокращению количества сотрудников и подрядчиков, которых можно привлекать к выполнению работ.

Другие актуальные вопросы: план действий в чрезвычайной ситуации на случай «двойного удара» – например, стихийного бедствия на фоне медицинской катастрофы.

Способы реагирования

- Хорошим шагом станет совместное использование ресурсов и взаимопомощи между различными компаниями ЖКХ в чрезвычайной ситуации. В зависимости от распространенности COVID-19, ЖКХ потребуется усилить взаимодействие, чтобы справиться с многочисленными одновременными случаями заболевания, особенно в части выездного персонала.

- Взаимодействуйте с оперативным штабом по предупреждению распространения коронавирусной инфекции в Минэнерго России и других федеральных и региональных ведомствах.

ИНТЕРНЕТ-СЕРВИСЫ ООО «ИВАНОВОЭНЕРГОСБЫТ»

1. Сайт ООО «Ивановоэнергосбыт»

Сайт ООО «Ивановоэнергосбыт» – это информационный ресурс, предоставляющий всю необходимую информацию о деятельности организации, а также предоставляющий доступ к дополнительным сервисам для своих потребителей. Доступен по адресу: www.esk-ivanovo.ru.

2. Личный кабинет ООО «Ивановоэнергосбыт»

Личный кабинет ООО «Ивановоэнергосбыт» – это комплекс сервисов для потребителей ООО «Ивановоэнергосбыт», с помощью которого можно получить информацию о состоянии лицевого счета, о наличии и размере задолженности, о типе используемого прибора учета и сроках его поверки. Личный кабинет также позволяет оплатить услуги электроснабжения, передать в энергоснабжающую организацию контрольные показания индивидуального прибора учета и распечатать счет на оплату электроэнергии. Интернет-ресурс «Личный кабинет» доступен в главном меню официального сайта компании или по адресу: service.esk-ivanovo.ru.

3. Передача контрольных показаний посредством SMS

Сервис, разработанный для предоставления потребителем контрольных показаний с помощью sms на телефонный номер +7(964)-496-79-79.

4. Сервис «Обратная связь»

Данный сервис предоставляет возможность посетителям сайта www.esk-ivanovo.ru обратиться с интересующими их вопросами к компетентным службам ООО «Ивановоэнергосбыт».

