

Выявление потерь электроэнергии на основе систематизации учетных данных

И.И. Степанов, Н.П. Ганюкова, А.А. Ханова ✉

ФГБОУ ВО «Астраханский государственный технический университет», Россия, 414056, Астрахань, ул. Татищева, 16

✉ e-mail: akhanova@mail.ru

Резюме

Цель исследования: снижение затрат электросетевых компаний за счет разработки информационной системы управления коммерческими потерями. Реализация информационной системы предусматривает систематизацию информации и формирование балансов электроэнергии, способных выводить информацию по потерям на различных участках структуры сети, вплоть до воздушных и кабельных линий электропередач напряжением 0,4 кВ.

Методы. Метод оценки потерь по обобщенной информации о схемах и нагрузках сети состоит в расчете потерь электроэнергии на основе зависимостей потерь от суммарной длины и количества линий, суммарной мощности и количества оборудования, полученных на основе технических параметров линий и оборудования или статистических данных.

Результаты. Во многих электросетевых организациях наблюдаются проблемы с отслеживанием потерь электроэнергии на различных уровнях напряжения. Связано это как с отсутствием функционала в существующих информационных системах по формированию срезов по различным уровням структуры сети, так и с ведением самой структуры сети по каждому подключенному абоненту. Из-за отсутствия иерархии в существующих структурах по питающим элементам, у электросетевых компаний нет возможности системно отслеживать транспорт электроэнергии от питающих элементов (шин подстанций) до воздушных и кабельных линий передач низкого уровня напряжения 0,4 кВ. Без систематизации учетных данных невозможно определить на каких участках сети потери превышают допустимые нормы, и тем самым управлять ими.

Заключение. На основании поставленной задачи была реализована информационная система, позволяющая систематизировать учетные данные и формировать балансы электроэнергии по различным уровням структуры сети. Результатами (срезами данных) отчетов является информация по объему предполагаемых коммерческих потерь на определенных участках электрической сети.

Ключевые слова: потери электроэнергии; учетные данные; электросетевые компании; транспорт электроэнергии; информационная система.

Конфликт интересов: Авторы декларируют отсутствие явных и потенциальных конфликтов интересов, связанных с публикацией настоящей статьи.

Для цитирования: Степанов И.И., Ганюкова Н.П., Ханова А.А. Выявление потерь электроэнергии на основе систематизации учетных данных // Известия Юго-Западного государственного университета. 2019. Т. 23, № 2. С. 124-136. DOI: 10.21869/2223-1560-2019-23-2-124-136.

UDC 004.89

DOI: 10.21869/2223-1560-2019-23-2-124-136

Identification of Electric Power Losses on the Basis of Systematization of Registration Data

Igor I. Stepanov, Natalya P. Ganyukova, Anna A. Khanova ✉

Astrakhan state technical university, 16, Tatishchev str., Astrakhan, 414056, Russian Federation

✉ e-mail: akhanova@mail.ru

Abstract

Purpose of research. is cost reduction of electric grid companies due to development of information management system of commercial losses. Implementation of an information system provides information systematization and formation of electric power balances capable to output information about losses on various sites of network structure such as 0.4 kV air and cable power lines.

Methods. Losses estimate method which uses summarized information about network schemes and loadings. This method includes calculation of electric power losses on the basis of losses dependence on total length and lines, total power and equipment received on the basis of technical parameters of lines and equipment or statistical data.

Results. There is a problem with losses tracking of electric power on various voltage levels in many power supply organizations. It is connected as with lack of functionality in existing information systems of cuts formation on various levels of network structure and also with network structure maintenance on each connected subscriber. Electric power supply organizations have no opportunity to trace electric power transport systemically from supplying elements (tires of substations) to 0.4 kV air and cable lines of low voltage transfer. It happens due to hierarchy lack in existing structures of supplying elements. It is impossible to define on what network sites losses exceed admissible norms and manage them without registration data systematization.

Conclusion. Information system was implemented on the basis of an objective which systematizes registration data and forms electric power balances on various levels of network structure. Review results (data collection) have information about alleged commercial losses on definite electric network sites.

Keyword: electric power losses; registration data; electric power supply organizations; electric power transport; information system.

Conflict of interest. The Authors declare the absence of obvious and potential conflicts of interest related to the publication of this article.

For citation: Stepanov I.I., Ganyukova N.P., Khanova A.A. Identification of Electric Power Losses on the Basis of Systematization of Registration Data. *Izvestiya Yugo-Zapadnogo gosudarstvennogo universiteta = Proceedings of the Southwest State University*. 2019, 23(2): 124-136 (In Russ.). DOI: 10.21869/2223-1560-2019-23-2-124-136.

Введение

Главной целью электросетевых компаний является перемещение электроэнергии через собственную инфраструктуру от источников питания (электростанций) до конечных потребителей.

Электрическая энергия (ЭЭ) является единственным ресурсом, при перемещении которого используется часть данной энергии, не требующей для этого дополнительных расходов других ресурсов. При транспортировке электрической энергии неизбежны потери,

направленные на совершение полезной работы. Выявление и управление потерями является одной из главных задач электросетевых компаний (ЭСК). Это обусловлено как большими финансовыми потерями, так и качественным предоставлением услуг по передачи электроэнергии потребителям. Одной из главных причин высоких потерь электроэнергии является трудоемкость их выявления на локализованных участках сети с наименьшим уровнем напряжения. Потери необходимо заблаговременно рассчитывать и оперативно применять мероприятия по их снижению.

Вопросы автоматизации расчета потерь электроэнергии рассмотрены в работах Кутина В.М. [1], Шавалеева И.Р. [2] и др. Формализованные алгоритмы расчета потерь приведены в общем виде в работах Мирошника А.А. [3], Войтова О.Н. [4], на основе комбинации детерминированного и стохастического методов в работе Герасименко А.А. [5], а в работе Кольцова Ю.В. [6] на основе нейросетевого моделирования. Однако описанные подходы не позволяют в автоматическом режиме выделять участки сети (фидеры), на которых выявлены наибольшие коммерческие потери электроэнергии. **Цель работы** – снижение затрат электросетевых компаний за счет разработки информационной системы управления коммерческими потерями, способной разворачивать балансы электроэнергии до конечных элементов структуры сети, совершенствовать про-

цессы выявления и управления потерями в электросетях.

Материалы и методы решения задачи

Проблемная ситуация как некоторое состояние ЭСК при транспорте электрической энергии возникает при отклонении фактических потерь по n участкам сети (фидерам) $P = (p_1, p_2, \dots, p_n)$ от допустимых значений. Фактические потери электрической энергии определяют как разность объема электрической энергии, который поступил в сеть сетевых организаций через источники питания (подстанции), и электрической энергии, которая была отпущена из сетей данных сетевых организаций конечным потребителям по кабельным и воздушным линиям электропередач (КЛ и ВЛ). Фактические потери P делятся на две составляющие [7].

1. Технические потери электроэнергии P_t , обусловленные физическими процессами, происходящими при передаче электроэнергии по электрическим сетям и выражающимися в преобразовании части электроэнергии в тепло в элементах сетей. Теоретически P_t могут быть измерены при установке соответствующих приборов, фиксирующих поступление и отпуск электроэнергии на рассматриваемом объекте. Практически же их значение можно получить только расчетным путем на основе известных законов электротехники.

2. Коммерческие потери P_k , обусловленные хищениями электроэнергии потребителями путем воздействия на

приборы учета, незаконного подключения к сети, неуплаты или неполной оплаты показаний счетчиков, безучетного или бездоговорного потребления. P_k не имеют самостоятельного математического описания и не рассчитываются автономно. Их значение определяют как разницу между фактическими потерями и техническими $P_k = P - P_t$.

Для формализации процесса управления можно описать состояние IC_b ЭСК вектором показателей фактических потерь $P = (p_1, p_2, \dots, p_n)$ по n фидерам сети. На множестве показателей фактических потерь зададим некоторую оценочную функцию $\Psi_m(P)$, которая бы позволила измерить и оценить вектор показателей фактических потерь:

$$\Psi_m(P) = (\phi(p_1), \phi(p_2), \dots, \phi(p_n)).$$

На основании полученных оценок фактических потерь (p_1, p_2, \dots, p_n) по n фидерам сети можно выявить уровень их отклонения от допустимых значений (Δ) , где Δ – величина рассогласования между значениями фактических и допустимых потерь Δp_j и p_j^0 ,

$$\text{где } \Delta = \phi(p_j) - \phi(p_j^0).$$

И если значение Δ превышает некоторое пороговое значение δ_n или критическое значение

$$\delta_{кр}, (\Delta > \delta_n) \vee (\Delta > \delta_{кр}),$$

то ЭСК может сойти с траектории управления, ведущей к стратегии минимизации потерь. То есть выполняется правило: существуют показатели фактических потерь P , отклонение которых от допустимых значений в некоторый момент времени ведет к повышению

порогового или критического значений этих показателей, что диагностируется как проблемная ситуация IC_b . Это описание формализовано определяется следующим правилом [8]:

$$\begin{aligned} & \exists P \forall IC (IC_j | (\Delta_j > \delta_n) \vee (\Delta_j > \delta_{кр})) = \\ & = \phi(p_j) - \phi(p_j^0) \rightarrow IC_0, \end{aligned}$$

где IC_b – проблемная ситуация. Решение проблемной ситуации IC_b определяется как воздействие на существующее состояние множеством различных мероприятий, что ведет к изменению исходного состояния IC_b и переходу к некоторому целевому состоянию IC_{end} , соответствующему стратегии минимизации потерь ЭСК, $Rh : IC_b \rightarrow IC_{end} |_{T,I,R}$, при ограничениях на: время изменения исходного состояния T , объем информации, требуемый для осуществления такого перехода I , ресурсы управления R для реализации управляющих воздействий (мероприятий). ЛПР должен оценить ситуацию в целом, рассмотреть возможные мероприятия, оценить их последствия и эффективность каждого решения, выбрать решение, наилучшее с его точки зрения. Такие мероприятия целесообразно проводить тогда, когда известны участки сети (фидеры), на которых выявлены наибольшие коммерческие потери электроэнергии. Чем точнее будет определен фидер, тем локальней будет участок для проведения различных работ. А для выявления потерь по фидерам необходимо совершенствовать системы учета электроэнергии и варианты систематизации и структуризации данных в виде отчетов.

Результаты и их обсуждение

Процесс «Управление транспортом ЭЭ» начинается с регистрации точки учета юридического или физического лица в системе (рис. 1). После регистрации точки учета производится обновление структуры сети ЭСК. В структуре сети к определенному элементу привязывается новая точка учета. Затем по обновленной структуре сети для новой точки учета автоматически устанавливается нормированное значение технических потерь. Данное значение можно отредактировать после расчета потерь электроэнергии на основе зависимостей потерь от суммарного количества линий и их длины, суммарного количества и мощности оборудования, полученных на основе технических параметров линий и оборудования или статистических данных. Потери электроэнергии должны рассчитываться как для рабочих, так и для ремонтных схем. В расчетную схему необходимо включить все элементы сети, потери в которых зависят от ее режима (линии, трансформаторы, высокочастотные заградители ВЧ-связи, токоограничивающие реакторы и т.п.).

Расчетные значения активных сопротивлений проводов воздушных линий (ВЛ) $R_{л}$ определяют с учетом температуры провода t_n , °С, зависящей от средней за расчетный период температуры окружающего воздуха t_g и плотности тока в проводе j , А/мм²:

$$R_{л} = R_{20}[1 + 0,004(t_g - 20 + 8,3j^2\sqrt{F/300})], \quad (1)$$

где R_{20} – стандартное справочное сопротивление провода сечением F , мм², при $t_n = 20$ °С. При отсутствии данных о средней плотности тока за расчетный период в каждом элементе электрической сети принимают расчетное значение $j = 0,5$ А/мм².

Потери электроэнергии в соединительных проводах и сборных шинах распределительных устройств подстанций (СППС) определяют по формуле

$$\Delta W_{nc} = 2,3F \cdot j^2 L \cdot \tau_o \cdot D, \quad (2)$$

где F – среднее сечение проводов (шин); L – суммарная протяженность проводов (шин) на подстанции; j – плотность тока.

Потери электроэнергии в измерительных трансформаторах тока (ТТ) определяют по формуле

$$\Delta W_{ТТ} = \Delta P_{ТТном} T \beta_{ТТср}^2 k_{\phi}^2, \quad (3)$$

где $\Delta P_{ТТном}$ – потери в ТТ при номинальной нагрузке; $\beta_{ТТср}$ – среднее значение коэффициента токовой загрузки ТТ за расчетный период.

Для расчета потерь используют такие общие данные, как длины линий электропередач, их количество, толщина сечений проводов, их температура, средняя плотность тока и другая информация, полученная на основе технических параметров линий электропередач и другого оборудования.

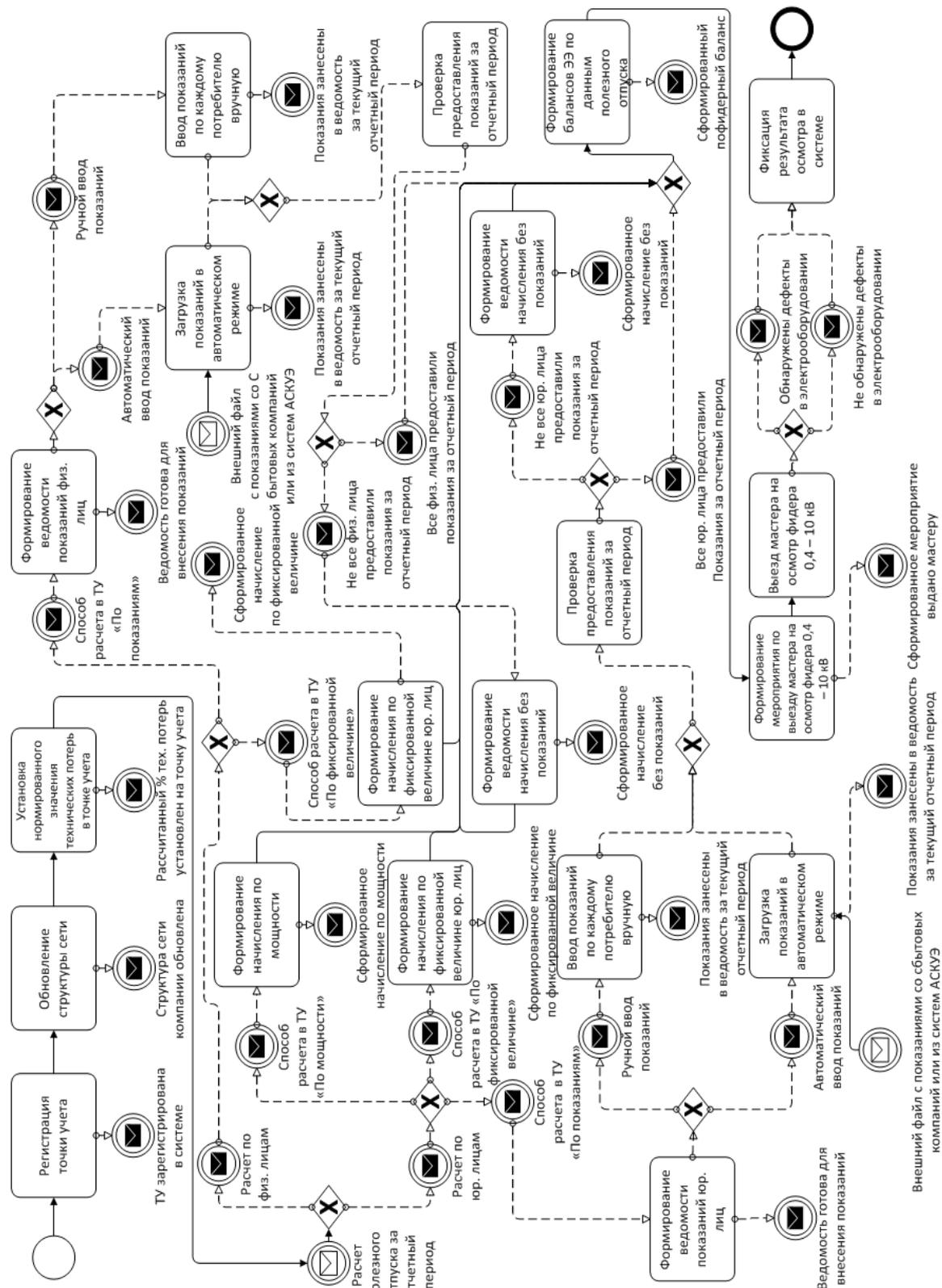


Рис. 1. Схема процесса управления транспортом электроэнергии

С помощью общего интегрального показателя потерь в сетях можно рассчитать точный объем потерь, особенно на участках с напряжением 0,4 – 6/10 кВ, на которых расположена основная масса потребителей электроэнергии (небольшие предприятия и бытовые потребители). Именно у данного класса потребителей ЭСК сложнее всего правильно рассчитывать и контролировать объем технических потерь.

В конце каждого месяца, ЭСК производит расчет полезного отпуска электроэнергии за отчетный период (месяц). Расчеты производятся как для юридических, так и для физических лиц (см. рис. 1). Расчеты полезного отпуска по юридическим лицам производятся тремя способами, которые указываются в точке учета при ее создании: расчет по мощности; расчет по фиксированной величине; расчет по показаниям.

«Расчет по мощности» производится с учетом максимально разрешенной мощности потребления электроустановок на точке учета. В ходе расчета максимальная мощность умножается на количество часов ежедневной работы электроустановок и на количество дней в отчетном периоде. Из полученного объема вычитается фиксированный процент технических потерь.

«Расчет по фиксированной величине» производится с учетом фиксированной величины расходов, определенной в точке учета при ее создании на каждый отчетный период ближайшего года. В ходе расчета из фиксированной

величины вычитается фиксированный процент технических потерь.

«Расчет по показаниям» производится по предоставленным потребителями показаниям, снятым с приборов учета. Расчет может производиться как вручную по каждой точке учета, так и с помощью автоматической загрузки внешнего файла с показаниями. Если показания записываются вручную, то сотрудники ЭСК по каждому потребителю вносят его конечные показания за данный отчетный период. Если имеется внешний файл с показаниями по группе потребителей (данный файл сетевые компании получают от сбытовых компаний или от внешних автоматизированных систем коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ)), то сотрудники ЭСК загружают данный файл в ведомость, после чего по группе потребителей автоматически проставляются их конечные показания за отчетный период.

Если расчет полезного отпуска осуществлялся по показаниям, то после него проводится проверка предоставления всеми потребителями показаний за текущий отчетный период. В случае выявления факта не предоставления показаний потребителями за данный период, формируется начисление без показаний. В данном начислении для потребителей, не предоставивших вовремя свои показания, показания за данный период будут рассчитаны либо по мощности, либо по методу аналогичного периода прошлого года.

Расчеты полезного отпуска по физическим лицам производятся двумя

способами, которые указываются в точке учета при ее создании: расчет по фиксированной величине; расчет по показаниям.

При расчете «По фиксированной величине» сотрудники ЭСК формируют специальные документы «Начисление по фиксированной величине физ. лиц». Расчет производится аналогично расчету юридических лиц.

При расчете «По показаниям» доступны 2 варианта расчета: вручную или с помощью загрузки внешнего файла с показаниями, полученного от сбытовых компаний или систем АСКУЭ. Для физических лиц данный тип расчета является основным.

После расчета полезного отпуска физических лиц «По показаниям» проводится проверка предоставления потребителями показаний за текущий отчетный период. В случае выявления факта не предоставления показаний потребителями за данный период, формируется начисление без показаний. В данном начислении для потребителей, не предоставивших вовремя свои показания, показания за данный период будут рассчитаны либо по среднему, либо по нормативу.

После проведения расчетов полезного отпуска электроэнергии в каждом отчетном периоде, в ЭСК формируют балансы электроэнергии. Одним из важных балансов является «Пофидерный анализ потребления», позволяющий формировать срез отпущенной и потребленной потребителями электроэнергии

практически по любому уровню структуры сети. Так же в данном отчете отображается уровень технических и коммерческих потерь электроэнергии по каждому уровню структуры сети. Благодаря возможности формирования среза практически по любому уровню структуры сети, руководитель отдела транспорта электроэнергии может отслеживать коммерческие потери вплоть до фидеров низких уровней напряжения (0,4 кВ). Данная информация необходима для дальнейшего формирования мероприятий по выезду мастеров-инженеров на осмотр локализованных участков сети.

После изучения «Пофидерного баланса» формируются мероприятия по выезду мастеров на осмотр локализованных участков сети, где выявлены наибольшие коммерческие потери. Мастера выезжают на эти участки и проверяют питающие элементы сети на исправность, сверяют имеющиеся в базе знаний объемы технических потерь в единицу времени на каждом из оборудовании для определения являются ли выявленные потери коммерческими, или данные потери полностью ложатся на расходы ЭСК из-за выявленных дефектов в элементах электросетевых объектов [9].

По возвращению инженеры отмечают в системе результат осмотра, относя выявленные потери к техническим, либо к коммерческим. Если потери были соотнесены как технические, то данную информацию доводят до других подразделений, которые на ее

основании формируют графики технического осмотра и ремонта оборудования. А если потери соотнесли как коммерческие, то данная информация доводится до других отделов, которые на ее основании формируют собственные графики обходов потребителей по данным локализованным участкам сети.

С вычислительной точки зрения это сложный и трудоемкий процесс, который начинается с установления объема технических потерь на точку учета в момент ее включения, заканчивая формированием среза отпущенной и потребленной

электроэнергии практически по любому уровню напряжения.

Основным источником информации по потребленной электроэнергии являются показания самих потребителей. ЭСК необходимо постоянно фиксировать объемы электроэнергии, переданные потребителям. Но если потребитель не предоставляет показания, ЭСК все равно фиксирует объем электроэнергии, прибегая к расчету объема потребленной электроэнергии по специальному алгоритму.

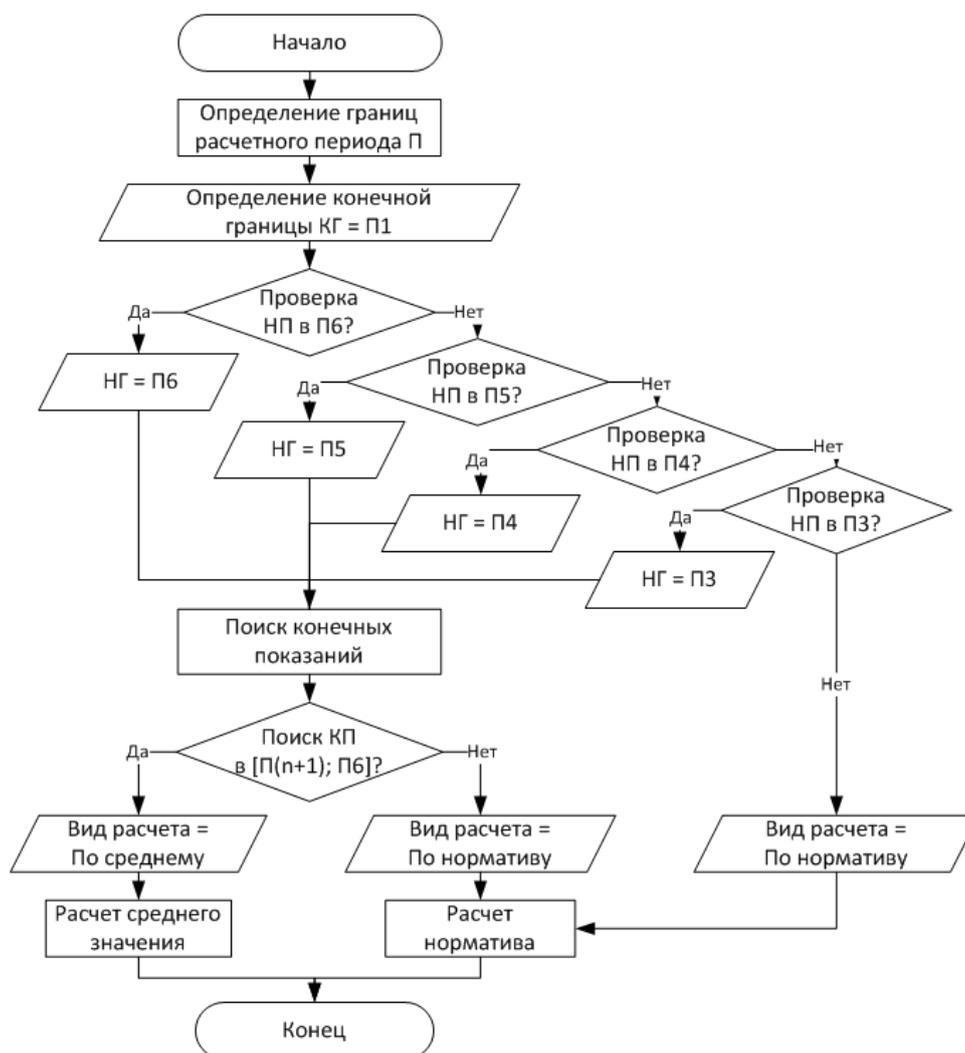


Рис. 2. Алгоритм расчета начисления без показаний по физ. лицам

При создании начисления без показаний по физическим лицам сначала определяются границы периода (П) для расчета. В качестве конечной границы (КГ) устанавливается предыдущий отчетный период (П1). Для определения начальной границы проверяется наличие начальных показаний (НП) за 6-й предыдущий период (П6). Если в периоде есть начальные показания, то период берется в качестве начальной границы (НГ), иначе проверяются периоды «П5», «П4» и «П3». Если начальные показания были найдены, то в качестве начальной границы берется тот период, в котором они были найдены, иначе вид расчета заполняется значением «По нормативу».

После того как были определены начальная и конечная границы осуществляется поиск конечных показаний (КП), начиная от конечного периода в рамках этих границ, без учета периода начальной границы. Если конечные показания не были найдены, то Вид расчета заполняется значением «По нормативу», иначе если конечные показания нашлись – Вид расчета заполняется значением «По среднему».

Далее осуществляется расчет либо «По среднему», либо «По нормативу». Расчет «По нормативу» осуществляется по нормативным показателям, предусмотренным российским законодательством. Расчет «По среднему» ведется по формуле

$$\text{Среднее} = \left(\frac{(КП.КГ - НП.НГ) \cdot \text{Расч. коэф.}}{\sum_{КП}^{НП} П} \right), \quad (4)$$

где КП, КГ – конечные показания конечной границы; НП, НГ – начальные показания начальной границы; Расч. коэф. – расчетный коэффициент, определяемый автоматически для каждого потребителя при создании точки учета; $\sum_{КП}^{НП} П$ – количество периодов между начальными и конечными показаниями. Полученное среднее значение записывается в качестве объема потребленной электроэнергии потребителем за данный отчетный период.

Большинство ЭСК для ведения учета хозяйственной деятельности используют программные продукты, разработанные на платформе «1С:Предприятие 8.3», поэтому автоматизация расчета коммерческих потерь выполнена на этой платформе [10].

В информационной системе реализован иерархичный справочник, хранящий в себе структуру питающих элементов энергосистем и энергообъединений. Справочник необходим для того, чтобы при присоединении нового потребителя к сети, точка учета, соответствующая физическому расположению данного абонента на участке сети, была записана в систему и соотносилась с одним из элементов справочника структуры сети. В системе к одному элементу структуры сети могут быть подвязаны множество потребителей, например, к счетчику одного многоквартирного дома. Чем детальнее будет вестись данный справочник, тем точнее можно локализовать участки потерь.

С помощью данного отчета, способного формировать баланс по раз-

личным уровням структуры сети, можно формировать баланс по самым верхним участкам сети с напряжениями 35-110 кВ, а после углубляться вниз по иерархии, отслеживая полученный небаланс. Если структура сети будет вестись детально, то отчет позволит «проваливаться» на данные уровни структуры сети и отслеживать небаланс по бытовым потребителям, которые составляют «львиную долю» коммерческих потерь, выявляемых ЭСК. Возможности отчета позволят формировать мероприятия по локализованным участкам сети, вплоть до периодической проверки условий работы электросчетчиков расчетного учета у бытовых потребителей.

В состав комплекса технических средств входят: сервер баз данных; кластер серверов 1С:Предприятие 8, веб-сервер, ПК пользователей. Посредством общепринятых стандартов и протоколов передачи данных система позволит осуществлять интеграцию практически с любыми программными продуктами и оборудованием, установленными на предприятии.

Выводы

На основании поставленной задачи была реализована информационная система, позволяющая систематизировать учетные данные и формировать балансы электроэнергии по различным уровням структуры сети. Результатами (срезами данных) отчетов является информация по объему предполагаемых коммерческих потерь на определенных участках сети. Для подтверждения или опровержения в отнесении данных потерь на потребителя реализован механизм мероприятий, позволяющий формировать бригаду мастеров для выезда на осмотр локализованных участков сети, где были выявлены наибольшие коммерческие потери. Фиксация результатов данных осмотров в системе дает не только информацию для других подразделений, ответственных за ремонт и обслуживание оборудования, но и описывает траекторию движения электросетевой компании в стратегии минимизации потерь.

Список литературы

1. Автоматизация расчета потерь электроэнергии в распределительных сетях 10(6) КВ / В.М. Кутин, В.В. Кулик, Д.С. Пискаряков, Е.В. Лонская // Научные труды Винницкого национального технического университета. 2008. № 3. С. 1-8.
2. Шавалеев И.Р. Алгоритм расчета потерь электроэнергии с помощью АИИС КУЭ // Новая наука: Проблемы и перспективы. 2016. № 6-2 (85). С. 259-262.
3. Мирошник А.А. Уточненные алгоритмы расчета потерь электроэнергии в сетях 0,38 Кв в реальном времени // Проблемы региональной энергетики. 2010. № 2. С. 35-42.
4. Войтов О.Н., Голуб И.И., Семенова Л.В. Алгоритмы определения потерь электроэнергии электрической сети // Электричество. 2010. № 9. С. 38-45.

5. Герасименко А.А., Пузырев Е.В. Комбинированное объединение детерминированного и стохастического методов в алгоритме расчёта потерь электроэнергии // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. 2017. № 3. С. 12-16.

6. Кольцов Ю.В., Бобошко Е.В. Сравнительный анализ нейросетевых архитектур и алгоритмов обучения для задачи прогнозирования потерь электроэнергии // Нейрокомпьютеры: разработка, применение. 2012. № 6. С. 55-61.

7. Состав и классификация потерь электроэнергии при ее передаче / В.К. Севек, К.Б.О. Сагааноол, Ч.С. Манчык-Сат, Р.М. Севек // Вестник Тувинского государственного университета. №3 Технические и физико-математические науки. 2014. № 3 (22). С. 124-130.

8. Афоничкин А. И., Михаленко Д. Г. Управленческие решения в экономических системах.. СПб. : Питер, 2009. 480 с.

9. Система идентификации дефектов технологического оборудования объектов энергетики / О.М. Проталинский, А.В. Андрюшин, И.А. Щербатов, И.О. Проталинский // Энергосбережение и водоподготовка. 2018. № 5 (115). С. 56-63.

10. Проталинский О.М., Проталинская Ю.О. ERP-система управления деятельностью распределительной сетевой компании // Автоматизация и ИТ в энергетике. 2016. № 5 (82). С. 10-12.

Поступила в редакцию 26.02.2019

Подписана в печать 15.03.2019

Reference

1. Kutin V.M., Kulik V.V., Pisklyarov D.S., Lonskaya E.V. Avtomatizaciya rascheta poter' elektroenergii v raspredeitel'nyh setyah 10(6) KV. *Nauchnye trudy Vinnickogo nacionalnogo tekhnicheskogo universiteta*, 2008, no.3, pp. 1-8 (In Russ.).

2. Shavaleev I.R. Algoritm rascheta poter' elektroenergii s pomoshch'yu AINS KUE. *Novaya nauka: Problemy i perspektivy*, 2016, no. 6-2 (85), pp. 259-262 (In Russ.).

3. Miroshnik A.A. Utochnennye algoritmy rascheta poter elektroenergii v setyah 0,38 Kv v realnom vremeni. *Problemy regionalnoj energetiki*, 2010, no. 2, pp. 35-42 (In Russ.).

4. Vojtov O.N., Golub I.I., Semenova L.V. Algoritmy opredeleniya poter' elektroenergii elektricheskoy seti. *Elektrichestvo*, 2010, no. 9, pp. 38-45 (In Russ.).

5. Gerasimenko A.A., Puzyrev E.V. Kombinirovannoe obedinenie determinirovannogo i stohasticheskogo metodov v algoritme raschyota poter elektroenergii. *Elektro. Elektrotekhnika, elektroenergetika, elektrotekhnicheskaya promyshlennost*, 2017, no. 3, pp. 12-16 (In Russ.).

6. Kolcov YU.V., Boboshko E.V. Sravnitelnyj analiz nejrosetevyh arhitektur i algoritmov obucheniya dlya zadachi prognozirovaniya poter elektroenergii. *Nejrokompyutery: razrabotka, primenenie*, 2012, no. 6, pp. 55-61 (In Russ.).

7. Sevek V.K., Saganool K.B.O., Manchyk-Sat CH.S., Sevek R.M. Sostav i klassifikaciya poter' elektroenergii pri ee peredache. *Vestnik Tuvinskogo gosudarstvennogo universiteta. №3 Tekhnicheskie i fiziko-matematicheskie nauki*, 2014, no. 3 (22), pp. 124-130 (In Russ.).

8. Afonichkin A. I., Mihalenko D. G. Upravlencheskie resheniya v ekonomicheskikh sistemah. Saint-Petersburg, Piter Publ., 2011. 480 p. (In Russ.).

9. Protalinskij O.M., Andryushin A.V., Shcherbatov I.A., Protalinskij I.O. Sistema identifikacii defektov tekhnologicheskogo oborudovaniya obektov energetiki. *Energoberezhnie i vodopodgotovka*, 2018, no. 5 (115), pp. 56-63 (In Russ.).

10. Protalinskij O.M., Protalinskaya YU.O. ERP-sistema upravleniya deyatelnost'yu raspredelitel'noj setевой kompanii. *Avtomatizaciya i IT v energetike*, 2016, no. 5 (82), pp. 10-12 (In Russ.).

Received 26.02.2019

Accepted 15.03.2019

Информация об авторах / Information about the Authors

Игорь Игоревич Степанов, магистрант, ФГБОУ ВО «Астраханский государственный технический университет», г. Астрахань, Российская Федерация, e-mail: stepanovigor.91@gmail.com

Igor I. Stepanov, Under-Graduate Student, Astrakhan State Technical University, Astrakhan, Russian Federation, e-mail: stepanovigor.91@gmail.com

Наталья Павловна Ганиюкова, кандидат технических наук, доцент, ФГБОУ ВО «Астраханский государственный технический университет», г. Астрахань, Российская Федерация, e-mail: gannatasha@yandex.ru

Natalya P. Ganyukova, Candidate of Engineering Sciences, Associate Professor, Astrakhan State Technical University, Astrakhan, Russian Federation, e-mail: gannatasha@yandex.ru

Анна Алексеевна Ханова, доктор технических наук, профессор, ФГБОУ ВО «Астраханский государственный технический университет», г. Астрахань, Российская Федерация, e-mail: akhanova@mail.ru

Anna A. Khanova, Doctor of Engineering Sciences, Professor, Astrakhan State Technical University, Astrakhan, Russian Federation, e-mail: akhanova@mail.ru