

УДК 621.31

Иван Максимович Казымов

ФГБОУВО «Алтайский государственный технический университет имени И.И. Ползунова», аспирант кафедры электрификации производства и быта, Россия, Барнаул, e-mail: bahek1995@mail.ru

Борис Сергеевич Компанеец

ФГБОУВО «Алтайский государственный технический университет имени И.И. Ползунова», кандидат технических наук, доцент кафедры электрификации производства и быта, Россия, Барнаул, e-mail: kompbs@mail.ru

Метод определения факта и места возникновения коммерческих потерь в распределительных сетях

Авторское резюме

Состояние вопроса. Совершенствование методов регистрации возникновения коммерческих потерь в распределительных электрических сетях, а в особенности в сетях низкого напряжения, на сегодняшний день является одной из важнейших задач, стоящих перед энергоснабжающими организациями. Существуют определенные трудности в корректной фиксации факта возникновения таких потерь в сети, заключающиеся в объективной невозможности с требуемой точностью к получаемым результатам производить анализ состояния сетей на основании данных, полученных с различных точек указанной сети. В связи с этим в настоящее время на практике не разработаны методы удаленного выявления факта и определения места возникновения коммерческих потерь в распределительных сетях, которые могли бы работать в режиме интеграции с автоматизированной информационно-измерительной системой коммерческого учета электроэнергии. Для решения указанной проблемы необходима разработка метода, позволяющего с достаточной для практических целей точностью устанавливать объем коммерческих потерь в сети и определять место их возникновения.

Методы и материалы. В процессе исследования использованы методы моделирования электрических сетей и происходящих в них процессов с допущением об отсутствии протекания в сети емкостных токов утечки на землю и полном соответствии параметров линии их расчетным (паспортным) значениям, а также базовые законы электротехники.

Результаты. Предложен уникальный метод по установлению факта и определению места возникновения коммерческих потерь в распределительных сетях на основании анализа данных, получаемых с приборов учета, построенный, в отличие от прототипов, на базовых законах электротехники и позволяющий, в отличие от прототипов, получать достоверные, арифметически строгие результаты без использования нечеткой логики. Теоретически обоснована и показана эффективность предлагаемых решений и возможность их применения на практике. На примере выполнен расчет для определения места возникновения коммерческих потерь в сети.

Выводы. Предложенный метод определения факта и места возникновения коммерческих потерь в распределительных сетях низкого и среднего уровня напряжений обеспечивает решение проблемы, связанной с невозможностью эффективно выявлять точки возникновения коммерческих потерь в распределительных сетях. Достоверность получаемых результатов подтверждается математической строгостью метода и алгоритмизированностью порядка анализа распределительной сети.

Ключевые слова: коммерческие потери в распределительных сетях, неучтенно потребляемая электроэнергия, потери электроэнергии, автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии, небаланс электроэнергии

Ivan Maksimovich Kazymov

Altai State Technical University, Postgraduate student of Electrification of Production and Household Department, Russia, Barnaul, e-mail: bahek1995@mail.ru

Boris Sergeevich Kompaneets

Altai State Technical University, Candidate of Engineering Sciences, (PhD), Associate Professor of Electrification of Production and Household Department, Russia, Barnaul, e-mail: kompbs@mail.ru

Method to determine fact and place of commercial losses in distribution networks

Abstract

Background. The improvement of methods to register the commercial losses in electrical distribution networks, and especially in low voltage networks, is one of the most important tasks for power supply providers. It is rather difficult to correctly register the fact of occurrence of such losses in the network. It is objectively impossible to analyze the state of the networks based on data obtained from various points of the specified network with the required accuracy. In this regard, at present no methods have been developed for remote detection of the fact and determination of the place of commercial losses in distribution networks, that could work in the mode of integration with automated information-measuring system of fiscal electricity metering. To solve this problem a method is to be developed that allows us to establish accurately for practical purposes the volume of commercial losses in the network and determine the place of their occurrence.

Methods and materials. During the research, methods of electric power networks modeling have been used. The assumption has been made about no flow of capacitive leakage currents to ground in the network, about full compliance of the line parameters with their calculated (nominal) values, as well as the basic laws of electrical engineering science.

Results. A unique method is proposed to determine the fact and the place of commercial losses in distribution networks. In contrast to the prototypes, it is based on the analysis of data obtained from metering devices, based on the key laws of electrical engineering and it allows us to get reliable arithmetically rigorous results without using fuzzy logic. The authors have proved theoretically and practically the effectiveness of the proposed solutions, and the possibility of their application. A calculation has been made to determine the place of commercial losses in the network using an example.

Conclusions. The proposed method to determine the fact and place of commercial losses in distribution networks of low and medium voltage levels solves the problem of inability to effectively identify the points of occurrence of commercial losses in distribution networks. The reliability of the results obtained is confirmed by mathematical rigor of the method and algorithmic nature of the procedure for analyzing the distribution network.

Key words: commercial losses in distribution networks, unaccounted electric power consumption, electric power losses, automated information-measuring system of fiscal electricity metering, imbalance of electric power

DOI: 10.17588/2072-2672.2021.5.018-029

Введение. На сегодняшний день методы и способы определения факта наличия в сети значительных коммерческих потерь и выявления их места не отвечают требованиям времени и не обеспечивают необходимого уровня точности, своевременности, системности и, что самое главное, эффективности. Этот вопрос подробно освещен в [1]. Широко используемые сейчас меры по выявлению неучтенного потребления электроэнергии – это обходы подозрительных сетей сотрудниками электросетевых компаний и анализ приборов учета в лаборатории и на территории потребителей, в том числе с использованием переносных рентгенотелевизионных установок. Результативность подобных действий является крайне низкоэффективной с точки зрения расходования временных и финансовых ресурсов. Более подробный анализ современных способов выявления коммерческих потерь выполнен в [2].

Предлагаемые решения для удаленного выявления и анализа величины потерь в сети используют излишне сложные алгоритмы, построенные в основном на базе нечеткой логики, и требуют большого количества информации в качестве исходных данных [3–8]. Предложения по более оптимальным способам построения системы анализа величины потерь в сети представлены в [9].

В настоящее время в подавляющем большинстве случаев высоким уровнем коммерческих потерь электроэнергии характеризуются сельские электрические сети низкого напряжения, что объясняется целым рядом различных факторов. Например, тот факт, что сельские сети низкого напряжения преимущественно выполняются воздушными линиями электропередач с неизолированными проводами, говорит о наличии возможности для самовольного неучтенного технологического присоединения к сети со

стороны физических или юридических лиц без значительных временных и трудовых затрат. Кроме того, совершению такого подключения способствует также и то, что рассматриваемые сети имеют в своем составе протяженные участки и в общем являются слабозащищенными от преднамеренного вмешательства в их работу.

Борьба с коммерческими потерями (потребленная, но неоплаченная электроэнергия) в сельских распределительных сетях является основным направлением работы электроснабжающих организаций во всем мире [12, 3], и в России в частности, и имеет целью повышение эффективности и рентабельности электросетевого комплекса. Например, по статистике, предоставляемой различными компаниями Алтайского края, доля коммерческих потерь в общих потерях составляет до 60 %.

Самовольное технологическое подключение к сети является одним из факторов риска нарушения электроснабжения сельских электрических сетей, ввиду того что подобного рода подключения в основной массе выполняются без соблюдения утвержденных в этой области правил и норм. Это повышает риск возникновения нарушений работы сети, а также может быть причиной аварии или ухудшения показателей качества электроэнергии.

Наличие множества точек неучтенного потребления электрической энергии, осуществляемого либо посредством самовольного присоединения к сети, либо при помощи воздействия на прибор учета, в сельских сетях низкого напряжения является одной из причин высокого уровня коммерческих потерь в них. Наличие в сети безучетного и бездоговорного потребления больших объемов электроэнергии влечет повышение общих потерь и снижение рентабельности работы сети. Так как рассматриваемые потери относятся к коммерческим потерям, они могут быть снижены за счет проведения мероприятий, условно разделяемых на два типа:

1) мероприятия по снижению доступности самовольного технологического присоединения и/или воздействия на прибор учета – чаще всего технические меры, связанные с реконструкцией и модернизацией сетей;

2) мероприятия по упрощению и ускорению обнаружения факта и места не-

учтенного потребления электроэнергии в сети в целях оперативного реагирования на появление таких утечек.

Последнее направление является более перспективным, так как направлено в конечном итоге на профилактику неучтенного потребления электроэнергии в сетях, особенно вкрупне с принятием мер по взысканию ущерба от неучтенного потребления [10].

Ввиду того, что определение места неучтенного потребления электроэнергии осуществляется на основе данных о падении напряжения на участках сети, для проведения расчетов требуется иметь информацию о конфигурации сети (длина и марка провода каждого участка, общая топология сети и другие параметры), а также показания приборов учета на источнике питания, у потребителей и в других точках. Тогда на основании имеющихся данных можно определить ток небаланса и разность расчетных и фактических значений напряжения на участке сети. При помощи полученных значений в дальнейшем определяется расстояние от начала участка (началом участка считается его край со стороны источника питания) до точки незаконного подключения [11].

Методы исследования. В процессе исследования использованы методы моделирования электрических сетей и происходящих в них процессов с допущением об отсутствии протекания в сети емкостных токов утечки на землю и полном соответствии параметров линии их расчетным (паспортным) значениям, а также базовые законы электротехники.

Допущение об отсутствии емкостных токов утечки на землю сделано на основании того, что в сетях низкого напряжения существованием токов утечки на землю можно пренебречь (но при необходимости их можно рассчитать на основе имеющейся информации об уровне напряжения и конфигурации сети). Кроме того, токи утечки могут изменяться только в случае изменения величины напряжения, поэтому их можно определять единожды для каждого участка сети.

Наиболее удобным способом представления конфигурации сети является таблица (табл. 1).

Упрощенная схема сети, параметры которой заданы в табл. 1, представлена на рис. 1.

Таблица 1. Пример таблицы с исходными данными конфигурации сети

№ участка	Марка провода	Длина l , км	Активное сопротивление участка R , Ом	Реактивное сопротивление участка X , Ом	Напряжение U , В	Ток I , А	Мощность P , кВт
0	Источник питания				240,00	3,97	0,895
1	АС-70/11	8	2,448	302	229,44	3,00	0,666



Рис. 1. Упрощенная схема сети

Очевидно, что ток и напряжение являются комплексными величинами, однако приборы учета позволяют определить лишь модули значений этих величин.

В первую очередь требуется определить, присутствует ли в заданной сети неучтенное потребление. Однако для этого не может быть использован баланс мощностей, так как в данном случае коммерческие потери не могут быть отделены от потерь электрической энергии на элементах линии. Также некорректно производить определение небаланса токов путем прямого вычитания и делать вывод о наличии или отсутствии тока неучтенного потребления, ввиду того что исходные данные передаются с приборов учета, установленных в различных точках сети. В связи с этим значения передаваемых величин токов приведены по углу к значениям соответствующих напряжений. Данный факт не позволяет верно определить небаланс токов в сети, в связи с чем установить факт наличия или отсутствия неучтенного потребления в сети без проведения расчетов невозможно.

Векторная диаграмма токов и напряжений в сети, схема которой показана на рис. 1, поясняющая причины невозможности проведения такого анализа, приведена на рис. 2 для случая, когда ток утечки отсутствует.

Анализ векторной диаграммы (рис. 2) показывает, что даже при отсутствии неучтенного потребления в сети ($i_2 = i_1$) угол сдвига фазы тока относительно напряжения (угол φ), т. е. коэффициент мощности, между \dot{U}_2 и i_2 и между \dot{U}_1 и i_2 различается ввиду влияния комплексного характера сопротивления линии электропередачи.

При возникновении неучтенного потребления в сети различия только усилятся.

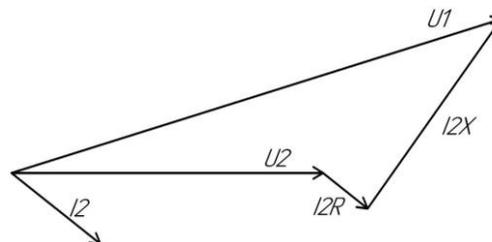


Рис. 2. Векторная диаграмма токов и напряжений в линии: U_1 – напряжение в начале участка; U_2 – напряжение в конце участка; i_2 – ток, потребляемый в конце участка; i_{2R} – падение напряжения на активном сопротивлении участка; i_{2X} – падение напряжения на реактивном сопротивлении участка

В связи с этим для составления корректного баланса токов потребуются привести все токи потребителей к единому напряжению – напряжению источника питания \dot{U}_1 . Для этого следует определить расчетное напряжение $\dot{U}_{1\text{расч}}$ относительно напряжения на конце линии. Например, для сети, представленной на рис. 1, $\dot{U}_{1\text{расч}}$ может определяться векторной диаграммой рис. 2 с тем отличием, что допущение об отсутствии в сети неучтенного потребления не делается и поэтому определяемое напряжение $\dot{U}_{1\text{расч}}$ не будет полностью совпадать с его фактическим значением, ввиду неизвестности величины неучтенного тока. Для любой другой сети в общем случае потребуются определить последовательно падения напряжения на каждом участке, начиная с конечного, и при этом производить приведение токов к конечному напряжению. Результатом данных расчетов станет комплексное значение напряжения $\dot{U}_{1\text{расч}}$, модуль которого в общем случае может не совпадать с заданным исходными данными значением $|\dot{U}_1|$. В рамках данного метода этот факт свидетельствует

о предположительном наличии неучтенного потребления в электрической сети.

Затем потребуется привести токи нагрузки всех потребителей в сети по углу сдвига к полученному значению $\dot{U}_{\text{расч}}$. Тогда может быть составлен баланс токов в сети и определена величина и коэффициент мощности неучтенного тока $\Delta \dot{I}$. Разность между силой тока в отходящей линии от источника питания и суммой токов у потребителей возникает вследствие наличия токов утечки на землю (в том числе, через поврежденные изоляторы) и/или неучтенного потребления электроэнергии.

О наличии на рассматриваемом участке электрической сети незаконных подключений также может говорить факт небаланса отпущенной потребителям электроэнергии с питающей подстанции и суммой потребленной электроэнергии. Благодаря современным приборам учета, способным передавать показания в автоматическом режиме, стало возможным проводить так называемый «интервальный» контроль за сетью, т. е. передавать показания для обработки через определенные периоды времени. Однако такой метод установления факта наличия неучтенного потребления в сети имеет высокую погрешность по причине отсутствия возможности выделить технологические потери, зависящие от уровня нагрузки ввиду нелинейной зависимости потерь от передаваемой мощности. В связи с этим для обеспечения необходимой точности измерений возникает необходимость в определении дополнительных параметров – величины протекающей активной мощности, на основании чего становится возможным определить коэффициент мощности каждой нагрузки и численно получить активную и реактивную составляющие каждого тока.

Факт превышения разницей отдаваемых и потребляемых токов суммарной погрешности измерительных приборов (за вычетом технически неизбежных токов утечки на землю) является свидетельством наличия на участке неучтенного потребления электроэнергии.

В общем случае, имея в сети N участков ($N > 1$), необходимо определить «подозрительные» участки. «Подозрительным» называется участок, фактическое напряжение $\dot{U}_{\text{факт}}$ в конце которого не совпадает с

расчетным напряжением $\dot{U}_{\text{расч}}$, рассчитанным относительно показаний прибора учета, находящегося на предыдущем участке. Если $\dot{U}_{\text{расч}}$ и $\dot{U}_{\text{факт}}$ в конце участка не совпадают, то точка потребления неучтенного тока $\Delta \dot{I}$ (или его части) находится на данном участке. При этом неучтенный ток вызывает, протекая по части сопротивления этого участка, дополнительное падение напряжения. Расстояние до точки неучтенного потребления электроэнергии от начала участка определяется по сопротивлению участка, на котором происходит падение напряжения. Если $\dot{U}_{\text{расч}}$ и $\dot{U}_{\text{факт}}$ совпадают, то потребление тока, вызванного неучтенным потреблением электроэнергии, происходит на другом участке и данный участок, а также все его параметры могут быть использованы как опорные, в связи с чем условно может быть снижена протяженность рассматриваемой сети за счет вывода части участков из расчета. В конечном итоге определяются участки, содержащие точку неучтенного потребления.

Учитывая то, что напряжение источника питания принято опорным, можно заключить, что известные из исходных данных значения тока источника питания являются корректно заданными. Становится очевидно, что с наибольшей точностью на данном этапе возможно определить расчетное значение напряжения в конце первого по ходу движения от источника питания участка.

Расчетное напряжение в конце участка будет определяться по формуле

$$\dot{U}_{2\text{расч}} = \dot{U}_{1\text{факт}} - \dot{I}_1 \dot{Z}_1, \quad (1)$$

где $\dot{U}_{1\text{факт}}$ – фактическое значение напряжения в начале участка, полученное на основании информации из исходных данных; \dot{I}_1 – ток, отдаваемый в сеть от источника питания; \dot{Z}_1 – сопротивление участка.

В случае, если напряжение $\dot{U}_{2\text{расч}}$, полученное по формуле (1), совпадет по модулю с напряжением $\dot{U}_{2\text{факт}}$, полученным из исходных данных, можно будет заключить, что неучтенное потребление на данном участке отсутствует и полученное комплексное значение $\dot{U}_{2\text{расч}}$ будет являться истинным и сможет использоваться в

дальнейшем как опорное (фактическое). В связи с этим становится возможно условно исключить данный участок из расчета и продолжить «движение» по сети. При этом полученное $\dot{U}_{2расч}$ можно будет принять как $\dot{U}_{1факт}$ для «уменьшенной» сети. А ток i_1 в этом случае следует уменьшить на ток нагрузки данного потребителя. Однако следует отметить, что равенство расчетного и фактического значений не гарантирует отсутствие неучтенного потребления непосредственно в точке измерения $\dot{U}_{2факт}$.

В случае, если напряжение $\dot{U}_{2расч}$, полученное по формуле (1), не совпадет по модулю с напряжением $\dot{U}_{2факт}$, полученным из исходных данных, делается вывод о наличии неучтенного потребления на данном участке. Причем модуль $\dot{U}_{2расч}$ в этом случае должен быть меньше модуля $\dot{U}_{2факт}$, что будет говорить о том, что неучтенное потребление присутствует внутри участка. Превышение модуля $\dot{U}_{2расч}$ над модулем $\dot{U}_{2факт}$ говорит об ошибке в исходных данных или в расчетах.

Так как в общем случае участок, на котором первым обнаружилось неучтенное потребление, не будет последним, то в дальнейшем потребуются произвести движение с конца линии таким же образом, каким производилось описанное выше определение $\dot{U}_{1расч}$. При этом выполнять это требуется относительно напряжения $|\dot{U}_{Nфакт}|$, которое задано в исходных данных.

Расчетное напряжение в начале участка будет определяться по формуле

$$\dot{U}_{N-1расч} = \dot{U}_{Nфакт} + i_N \dot{Z}_N, \quad (2)$$

где $\dot{U}_{Nфакт}$ – фактическое значение напряжения в конце участка, полученное на основании информации из исходных данных; i_N – ток, потребляемый на участке N ; \dot{Z}_N – сопротивление участка N .

Совпадение напряжения $\dot{U}_{N-1расч}$, рассчитанного по формуле (2), с модулем напряжения $\dot{U}_{N-1факт}$, полученным из ис-

ходных данных, говорит об отсутствии утечки на данном участке. А потому данный участок также может быть исключен из расчета. Однако важным замечанием является то, что перед каждой следующей итерацией следует выполнять приведение тока i_{N-1} к опорному напряжению (напряжению конца линии).

Таким образом, для сети общего случая при проведении двух итераций расчета становится возможным получить два возможных исхода:

– выделение одного участка, на котором установлено наличие неучтенного потребления электрической энергии;

– выделение диапазона участков ($N > 1$), на первом и последнем участке которого установлено наличие неучтенного потребления электрической энергии.

Рассмотрим первый случай, когда определен один участок с наличием неучтенного потребления.

При условии, что известна конфигурация сети и получены единовременно снятые показания приборов учета во всех точках их установки, становится возможным определить расчетное значение напряжения $\dot{U}_{2расч.макс}$ в одной из точек участка между двумя приборами учета (или другими измерительными устройствами) при условии, что ток небаланса внутри участка отсутствует.

Расчетное значение напряжения $\dot{U}_{2расч.макс}$ рассчитывается по формуле

$$\dot{U}_{2расч.макс} = \dot{U}_{1факт} - i_{2(1)} \dot{Z}_{уч}, \quad (3)$$

где $\dot{U}_{1факт}$ – фактическое значение напряжения в начале участка, полученное на основании информации из исходных данных; $i_{2(1)}$ – ток, протекающий через прибор учета, установленный в конце участка, приведенный к напряжению в начале участка $\dot{U}_{1факт}$ по углу сдвига; $\dot{Z}_{уч}$ – сопротивление участка.

Очевидно, что $\dot{U}_{2расч.макс}$ будет являться максимально возможным значением напряжения в конце участка ввиду сделанного допущения (отсутствует протекание неучтенных токов), а потому может быть использовано в качестве опорного для производства расчетов.

Следует отметить, что в общем случае для распределительной сети ток $i_{2(1)}$ будет представлять собой суммарный учтенный ток, который протекает по всей длине участка, что подтверждается исходными данными или полученной в ходе расчета информацией.

Тогда фактическое значение напряжения в конце участка, содержащего неучтенный ток $\dot{U}_{2\text{факт}}$, будет определяться по формуле

$$\dot{U}_{2\text{факт}} = \dot{U}_{2\text{расч.макс}} - i_{\text{ут}(1)} \dot{Z}_0 I_{\text{ут}}, \quad (4)$$

где $\dot{U}_{2\text{расч.макс}}$ – максимально возможное значение напряжения в конце участка, получаемое на основании расчета по формуле (3); $i_{\text{ут}(1)}$ – неучтенный ток, протекающий по части сопротивления участка, приведенный к напряжению в начале участка $\dot{U}_{1\text{факт}}$ по углу сдвига; \dot{Z}_0 – удельное сопротивление участка; $I_{\text{ут}}$ – расстояние от начала участка до места утечки.

В комплексной форме (4) можно переписать как

$$\dot{U}_{2\text{факт}} = (\dot{U}_{2\text{расч.макс.А}} - (i_{\text{ут}(1)} \dot{Z}_0)_A I_{\text{ут}}) - j(i_{\text{ут}(1)} \dot{Z}_0)_P I_{\text{ут}}, \quad (5)$$

где A – индекс, означающий, что в расчет принимается активная составляющая величины; P – индекс, означающий, что в расчет принимается реактивная составляющая величины.

Уравнение (4) может быть решено для любой корректно заданной распределительной сети. При этом при помощи простейших арифметических преобразований может быть получено квадратное уравнение, имеющее одно неизвестное:

$$\begin{aligned} & |i_{\text{ут}(1)} \dot{Z}_0|^2 I_{\text{ут}}^2 - (2 \cdot \dot{U}_{2\text{расч.макс.А}} (i_{\text{ут}(1)} \dot{Z}_0)_A + \\ & + 2 \cdot \dot{U}_{2\text{расч.макс.Р}} (i_{\text{ут}(1)} \dot{Z}_0)_P) I_{\text{ут}} + \\ & + |\dot{U}_{2\text{расч.макс}}|^2 - |\dot{U}_{2\text{факт}}|^2 = 0. \end{aligned} \quad (6)$$

Для найденных корней следует проводить проверку по условию

$$I_{\text{ут}} \leq I_{\text{уч}}, \quad (7)$$

где $I_{\text{уч}}$ – длина участка.

Искомый корень будет удовлетворять данному условию.

Графически процесс определения точки потребления неучтенного тока показан на фрагменте векторной диаграммы, представленной на рис. 3.

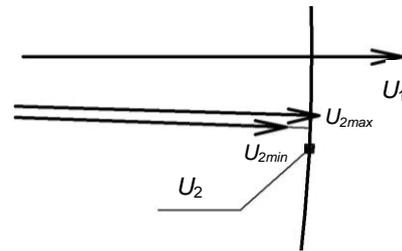


Рис. 3. Векторная диаграмма токов и напряжений в линии: U_1 – напряжение в начале участка; $U_{2\text{макс}}$ – максимально возможное напряжение в конце участка; $U_{2\text{мин}}$ – минимально возможное напряжение в конце участка; U_2 – напряжение в конце участка

Анализ векторной диаграммы (рис. 3) показывает, что $\dot{U}_{2\text{макс}}$ является максимальным по модулю и минимальным по отклонению возможным значением напряжения \dot{U}_2 (при условии, что неучтенный ток не протекает по сопротивлению участка (например, точка его подключения находится в точке \dot{U}_1)), а $\dot{U}_{2\text{мин}}$ является минимальным по модулю и максимальным по отклонению значением напряжения \dot{U}_2 (при условии, что неучтенный ток протекает по всему сопротивлению участка). Кривая \dot{U}_2 в данном случае является частью окружности с радиусом, равным $|\dot{U}_2|$, построенной из начала координат.

Таким образом, решением уравнения (4) будет являться длина прямой, сонаправленной с вектором $i_{\text{ут}(1)} \cdot \dot{Z}_0$ и проведенной из конца вектора $\dot{U}_{2\text{макс}}$ до точки пересечения с участком дуги окружности \dot{U}_2 .

Рассмотрим второй случай, когда был выделен диапазона участков ($N > 1$), на первом и последнем участке которого установлено наличие неучтенного потребления электрической энергии.

В данном случае потребуется произвести расчет, аналогичный применяемому для первого случая, дважды (для каждого из участков). При этом основную сложность представляет определение неучтенного тока на каждом из участков. Так как определение доли неучтенного тока на каждом из участков не может быть определено кор-

ректно, то в качестве результата будут получены участки, на которых выявлено неучтенное потребление электрической энергии.

Нетрудно заметить, что при решении приведенных выше уравнений неизбежно будет возникать погрешность в расчетах, вызванная невозможностью определения точного сдвига фазы напряжения у потребителей относительно напряжения источника питания, вследствие чего в расчетах будет накапливаться ошибка, которая может быть снижена до минимума путем проведения дополнительного приведения углов сдвига фаз токов в линии к углу сдвига фазы напряжения, рассматриваемого в качестве базового, но не может быть полностью устранена по причине невозможности определения фактического значения сдвига фазы напряжения у потребителей относительно источника питания в применяемых конструкциях линий электропередачи и приборов учета.

Результаты исследования. Рассмотрим реализацию метода на примере. Зададим сеть, гарантированно имеющую один участок с утечкой. Исходные данные для проведения расчета представлены в табл. 2. Схематичное изображение рассматриваемого участка сети представлено на рис. 1. Расчет производится на примере одной фазы.

Находим, что $\cos\varphi_1 = 0,88675$; $\sin\varphi_1 = 0,4622$; $\cos\varphi_2 = 0,9685$; $\sin\varphi_2 = 0,2490$. Тогда определяем активную и реактивную составляющие тока на подстанции и у потребителя:

$$I_a = I \cos\varphi; \quad (8)$$

$$I_r = I \sin\varphi. \quad (9)$$

Находим, что $I_{1a} = 35,0000$ А, $I_{1r} = 18,2450$ А, $I_{2a} = 19,3701$ А, $I_{2r} = 4,9799$ А.

Таблица 2. Исходные данные для проведения расчета

Параметр	Обозначение	Значение	Единицы измерения
Марка используемого провода	–	АС 70/11	–
Удельное активное сопротивление	r_0	0,306	Ом/км
Удельное индуктивное сопротивление	x_0	0,400	Ом/км
Длина линии	l	2	км
Напряжение источника питания	U_1	240,0000	В
Отдаваемый в сеть ток	I_1	39,4699	А
Отдаваемая в сеть мощность	P_1	8 400,0033	Вт
Напряжение у потребителя	U_2	214,1451	В
Потребляемый из сети ток	I_2	20,0000	А
Потребляемая мощность	P_2	4 184,0124	Вт

Таким образом установлено, что в сети присутствует факт неучтенного потребления электроэнергии, так как величина отдаваемого в сеть тока превышает величину потребляемого тока.

По формуле (1) определим расчетное напряжение в конце участка:

$$\dot{U}_{2\text{расч}} = (240,0000 + j \cdot 0) - (36,0160 + j \cdot 16,8341) = 203,9840 - j \cdot 16,8341 \text{ В.}$$

Модуль $\dot{U}_{2\text{расч}}$ составит $|\dot{U}_{2\text{расч}}| = 204,6774$ В, что меньше $|\dot{U}_{2\text{факт}}| = 214,1451$ В.

На основании этого делается вывод о наличии неучтенного потребления электроэнергии внутри участка.

По формуле (2) определим расчетное напряжение в начале участка относительно напряжения в конце участка (у потребителя):

$$\dot{U}_{1\text{расч}} = (214,1451 + j \cdot 0) + (15,8384 + j \cdot 12,4484) = 229,9835 + j \cdot 12,4484 \text{ В.}$$

Модуль $\dot{U}_{1\text{расч}}$ составит $|\dot{U}_{1\text{расч}}| = 230,3202$ В. Данное значение также не совпадает с фактически измеренным, что дополнительно подтверждает наличие утечки внутри участка.

По формуле (3) определим максимально возможное напряжение в конце участка: $\dot{U}_{2\text{расч.макс}} = \dot{U}_{1\text{факт}} - \dot{I}_{2(1)} \dot{Z}_{\text{уч}}$. Для этого предварительно определим $\dot{I}_{2(1)}$ – приведенное значение тока в конце участка (\dot{I}_2) к напряжению в начале участка (\dot{U}_1).

Получим приведенное значение тока $\dot{i}_{2(1)} = 19,0726 - j \cdot 6,0195$ А. Оно находится следующим образом: определяется угол сдвига тока \dot{i}_2 относительно напряжения $\dot{U}_{2\text{факт}}$ (0,2516 радиан по часовой стрелке), затем находят угол сдвига напряжения $\dot{U}_{1\text{расч}}$ относительно $\dot{U}_{2\text{факт}}$ (0,0541 радиан против часовой стрелки) и угол сдвига тока \dot{i}_2 относительно напряжения $\dot{U}_{1\text{расч}}$ (0,3057 радиан по часовой стрелке). Далее определяется приведенный коэффициент мощности $\cos(\varphi_{2(1)}) = 0,9536$, при помощи которого определяются значения активной и реактивной составляющей приведенного тока.

Тогда получим

$$\dot{U}_{2\text{расч.макс}} = 240,0000 + j \cdot 0 - (16,4881 + j \cdot 11,5742) = 223,5119 - j \cdot 11,5742 \text{ В.}$$

Модуль $\dot{U}_{2\text{расч.макс}}$ составит

$$|\dot{U}_{2\text{расч.макс}}| = 223,8114 \text{ В.}$$

Далее по формуле (4) требуется найти расстояние от начала участка до места утечки $l_{\text{ут}}$. Для этого необходимо определить величину неучтенного тока, приведенного к напряжению в начале участка (\dot{U}_1) – $\dot{i}_{\text{ут}(1)}$.

Приведенное значение тока утечки определяется разностью измеренного значения тока в начале участка и приведенного к напряжению в начале участка тока в конце участка ($\dot{i}_{2(1)}$). Тогда приведенное значение тока утечки будет определяться как $\dot{i}_{\text{ут}(1)} = \dot{i}_1 - \dot{i}_{2(1)}$ и в численном выражении его величина составит $\dot{i}_{\text{ут}(1)} = 15,9274 - j \cdot 12,2255$ А.

Затем численно определим коэффициенты квадратного уравнения (6): $102,2517 \cdot l_{\text{ут}}^2 - 4303,8740 \cdot l_{\text{ут}} + 4233,421 = 0$.

Решением данного уравнения будут являться два корня: $l_{\text{ут}1} = 1,0078$ км и $l_{\text{ут}2} = 43,0830$ км. Однако условию (7) соответствует только корень $l_{\text{ут}1}$.

Следовательно, на рассматриваемом участке сети на расстоянии в 1,0078 км от источника питания присутствует незаконное технологическое присо-

единение, через которое потребляется ток $\dot{i}_{\text{ут}(1)} = 15,9274 - j \cdot 12,2255$ А, что вызывает дополнительное падение напряжения $\Delta \dot{U}_d = 9,8398 - j \cdot 2,6504$.

Далее следует выполнить проверку проведенных расчетов:

$$\dot{U}_{2\text{расч}} = \dot{U}_{1\text{факт}} - \dot{i}_{2(1)} \dot{Z}_{\text{уч}} - \dot{i}_{\text{ут}(1)} \dot{Z}_0 l_{\text{ут}} = 213,6721 - j \cdot 14,2245 \text{ В.}$$

Модуль $\dot{U}_{2\text{расч}}$ составит

$$|\dot{U}_{2\text{расч}}| = 214,1451 \text{ В.}$$

В сети общего случая, когда число участков составляет два и более, расчет следует проводить таким же образом.

В том случае, если в сети находится несколько участков, содержащих точки неучтенного потребления (пример представлен на рис. 4, где такие участки выделены пунктиром), расчет может быть произведен отдельно для каждого ответвления от основной магистрали.

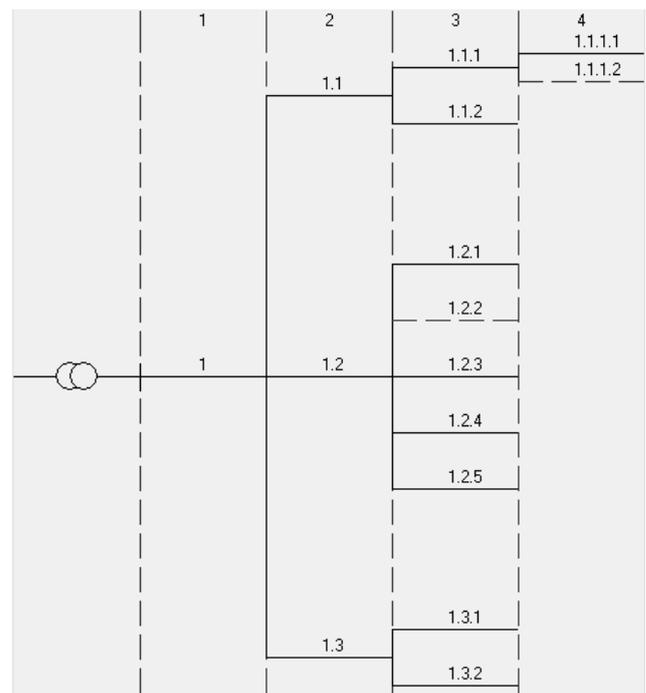


Рис. 4. Пример распределительной сети, имеющей сложную конфигурацию

Область применения данного метода довольно широка. Он может применяться как для выборочных проверок «подозрительных» сетей, которые характеризуются существенным небалансом электроэнергетики, так и для автоматического контроля, что позволит оперативно реагировать на

появление неучтенных подключений и буквально «ловить за руку» недобросовестных потребителей.

В общем случае рассматривается участок сети, оборудованный интеллектуальными приборами учета, которые установлены как на питающей подстанции (где измеряется объем и параметры электроэнергии, отпускаемой потребителям), так и в концах участков с учетом их возможных разветвлений, т. е. у конечных потребителей (измеряются объем и параметры получаемой электроэнергии).

При этом определение факта и места возникновения коммерческих потерь возможно внутри замкнутой контролируемой сети и любой отбор электроэнергии из какого-либо ее участка, не учитываемый соответствующим образом, будет регистрироваться как факт хищения.

Однако при таком способе контроля, когда измерения проводятся только для учета потребленной электроэнергии за отчетный период (месяц), т. е. через сравнительно большие интервалы времени, выявление неучтенного потребления электроэнергии возможно только в том случае, когда потребление осуществляется непосредственно в момент проведения измерения. Что в случае хорошей осведомленности и технической оснащенности некоторых потребителей может являться слабым местом метода.

Для обеспечения своевременности обнаружения неучтенного потребления может использоваться один из двух вариантов:

1) постоянный контроль – измерения через минимальные интервалы времени (в результате увеличивается точность до максимального уровня, но при этом растут необходимые вычислительные мощности и в некоторых случаях затраты на передачу данных);

2) внезапный контроль (в дополнение к учетному) – измерения через случайные интервалы времени (в результате уменьшается вероятность своевременно обнаружить неучтенное потребление, при этом снижается нагрузка на вычислительные устройства).

Определение факта неучтенного потребления электроэнергии осуществляется по факту небаланса за рассматриваемый период. Данный метод является способом непрерывного контроля: благодаря

тому, что приборы учета фиксируют всю отдаваемую и потребляемую электроэнергию, имеется возможность установления факта неучтенного потребления в интервалах времени между измерениями. Недостатком такого метода является высокая погрешность, поскольку отсутствует возможность выделить технологические потери, зависящие от уровня нагрузки, ввиду нелинейной зависимости потерь от передаваемой мощности. В связи с этим для уточнения факта неучтенного потребления возникает необходимость в измерении дополнительного параметра – величины протекающего тока.

В большинстве случаев в сети будет существовать небаланс между величиной тока в отходящей с подстанции линии и суммой токов у потребителей. Это происходит вследствие наличия токов утечки на землю и неучтенного потребления электроэнергии, а также комплексного характера протекающих токов и разницы между их арифметической и геометрической суммой.

Факт наличия утечки в сети фиксируется при появлении превышающего суммарную погрешность приборов небаланса отдаваемого и потребляемого токов (необходимо рассчитывать не арифметическую сумму потребляемых токов, а геометрическую) за вычетом тока утечки на землю.

Следует отметить, что анализ электрической сети на предмет наличия в ней коммерческих потерь для сетей 0,4 кВ следует выполнять пофазно ввиду повсеместной несимметричности нагрузки линий электропередачи данного класса напряжения в коммунально-бытовом секторе, а также ввиду особенностей выполнения неучтенного потребления электрической энергии. По статистике, наиболее часто неучтенно подключаются мощные бытовые однофазные электроприемники (сварочный аппарат, различные нагревательные элементы и т. п.). В сетях класса напряжения 6–10 кВ расчет допустимо производить для одной фазы в целях сокращения времени, затрачиваемого на проведение анализа одной сети.

Выводы. Разработанный и описанный метод определения факта и места возникновения коммерческих потерь в распределительных сетях позволяет устанавливать факт, а также определять величину и место неучтенного потребления электрической энергии в распределительных сетях.

В силу того, что в результате работы метода выявляются все существующие в сети утечки тока, обнаруженное «неучтенное потребление электрической энергии» на практике может быть вызвано неисправностью какого-либо элемента сети (например, изолятора, через который происходит значительная утечка тока).

Таким образом, становится возможным не только регистрировать незаконные подключения, но и производить «профилактику» сети, обнаруживая элементы сети в неудовлетворительном техническом состоянии.

Точность получаемых значений величины неучтенного тока на участках сети и координат места «подключения» является достаточной для практического использования, так как протяженность участка сети в сельских электрических сетях низкого напряжения, как правило, невелика³.

Очевидно, что применение метода, позволяющего своевременно и надежно выявлять самовольные подключения в сетях, позволит оперативно устранять такие подключения и, как следствие, сделает возможным снижение издержек электросетевых компаний и повышение надежности электроснабжения сельских электрических сетей.

В качестве перспективного направления продолжения исследований по данной проблеме можно рассматривать поиск решений для создания возможности автоматизации (алгоритмизации) расчетов и проведения анализа состояния электрических сетей на предмет наличия в них коммерческих потерь.

Список литературы

1. Казымов И.М., Компанец Б.С. Методика определения места незаконных подключений в магистральных распределительных сетях низкого напряжения // Горизонты образования. – 2017. – № 19. – С. 17–20.

2. Казымов И.М., Компанец Б.С. Математическая модель методики определения незаконных подключений в распределительной сети // Горизонты образования. – 2016. – № 18. – С. 32–34.

3. **Solutions** for detection of non-technical losses in the electricity grid: A review / J.L. Viegas,

³ Карапетян И.Г., Файбисович Д.Л., Шапиро И.М. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.

P.R. Esteves, R. Melício, et al. // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. – 2017. – Vol. 80. – P. 1256–1268.

4. **Ahmad T.** Non-technical loss analysis and prevention using smart meters // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. – 2017. – Vol. 72. – P. 573–589.

5. **Large-scale** detection of non-technical losses in imbalanced data sets / P. Glauner, A. Boechat, L. Dolberg, et al. // *IEEE Power and Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference, ISGT*. – 2016.

6. **Kochneva E., Sukalo A.** Impact of technical losses calculation method on bad data validation on the basis of a posteriori analysis // *IEEE International Energy Conference, ENERGYCON*. – 2016.

7. **Non-technical** losses identification using Optimum-Path Forest and state estimation / R.D. Trevizan, A. Rossoni, A.S. Bretas, et al. // *IEEE Eindhoven PowerTech, PowerTech*. – 2015.

8. **Huang S.C., Lo Y.L., Lu C.N.** Non-technical loss detection using state estimation and analysis of variance // *IEEE Transactions on Power Systems*. – 2013. – Vol. 28, issue 3. – P. 2959–2966.

9. **Kazymov I., Kompaneets B.** Definition of fact and place of losses in low voltage electric networks // 2019 International conference on industrial engineering, applications and manufacturing (ICIEAM). Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc. – 2019.

10. **Казымов И.М., Компанец Б.С.** Разработка эффективной методики обнаружения коммерческих потерь электроэнергии в сельских электрических сетях низкого напряжения // *Вестник Алтайского государственного аграрного университета*. – 2019. – № 11(181). – С. 161–165.

11. **Казымов И.М., Компанец Б.С.** Математическая модель методики определения незаконных подключений в распределительной сети // *Горизонты образования*. – 2016. – № 18. – С. 32–34.

12. **Neto E.A.C., Coelho, J.** Probabilistic methodology for Technical and Non-Technical Losses estimation in distribution system // *Electric Power Systems Research*. – 2013. – Vol. 97. – P. 93–99.

References

1. Kazymov, I.M., Kompaneets, B.S. Metodika opredeleniya mesta nezakonnykh podklyucheniy v magistral'nykh raspredelitel'nykh setyakh nizkogo napryazheniya [The method of determining the place of illegal connections in the single line low voltage networks]. *Gorizonty obrazovaniya*, 2017, no. 19, pp. 17–20.

2. Kazymov, I.M., Kompaneets, B.S. Matematicheskaya model' metodiki opredeleniya

nezakonnykh podklyucheniy v raspredelitel'noy seti [Mathematical model of the method for determining illegal connections in a distribution network]. *Gorizonty obrazovaniya*, 2016, no. 18, pp. 32–34.

3. Viegas, J.L., Esteves, P.R., Melício, R., Mendes, V.M.F., Vieira, S.M. Solutions for detection of non-technical losses in the electricity grid: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2017, vol. 80, pp. 1256–1268.

4. Ahmad, T. Non-technical loss analysis and prevention using smart meters. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2017, vol. 72, pp. 573–589.

5. Glauner, P., Boechat, A., Dolberg, L., State, R., Bettinger, F., Rangoni, Y., Duarte, D. Large-scale detection of non-technical losses in imbalanced data sets. *IEEE Power and Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference, ISGT*, 2016.

6. Kochneva, E., Sukalo, A. Impact of technical losses calculation method on bad data validation on the basis of a posteriori analysis. *IEEE International Energy Conference, ENERGYCON*, 2016.

7. Trevizan, R.D., Rossoni, A., Bretas, A., Gazzana, D.S., Bretas, N., Bettiol, A.L., Carniato, A., Passos, L.F. Non-technical losses identification using Optimum-Path Forest and state estimation. *IEEE Eindhoven PowerTech, PowerTech*, 2015.

8. Huang, S.C., Lo, Y.L., Lu, C.N. Non-technical loss detection using state estimation and analysis of variance. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2013, vol. 28, issue 3, pp. 2959–2966.

9. Kazymov, I. Kompaneets, B. Definition of fact and place of losses in low voltage electric networks. *2019 International conference on industrial engineering, applications and manufacturing (ICIEAM). Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc.*, 2019.

10. Kazymov, I.M. Kompaneets, B.S. Razrabotka effektivnoy metodiki obnaruzheniya kommercheskikh poter' elektroenergii v sel'skikh elektricheskikh setyakh nizkogo napryazheniya [Development of an effective method for detecting commercial losses of electricity in rural low-voltage electrical networks]. *Vestnik Altayskogo gosudarstvennogo agrarnogo universiteta*, 2019, no. 11, pp. 161–165.

11. Kazymov, I.M., Kompaneets, B.S. Matematicheskaya model' metodiki opredeleniya nezakonnykh podklyucheniy v raspredelitel'noy seti [Mathematical model of the method for determining illegal connections in a distribution network]. *Gorizonty obrazovaniya*, 2016, no. 18, pp. 32–34.

12. Neto, E.A.C., Coelho, J. Probabilistic methodology for Technical and Non-Technical Losses estimation in distribution system. *Electric Power Systems Research*, 2013, vol. 97, pp. 93–99.