

МОДЕЛИРОВАНИЕ СУТОЧНЫХ ГРАФИКОВ НАГРУЗОК УЧАСТКОВ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 6–10 кВ ГОРОДОВ И НАСЕЛЕННЫХ ПУНКТОВ В УСЛОВИЯХ ОГРАНИЧЕННОГО ОБЪЕМА ИСХОДНОЙ ИНФОРМАЦИИ

Г.С. Валеев, М.А. Дзюба, Р.Г. Валеев

Южно-Уральский государственный университет, г. Челябинск

Рассматривается методика моделирования суточных графиков активных и реактивных нагрузок участков распределительных сетей напряжением 6–10 кВ с использованием следующего набора исходных данных:

- приводимых в справочной литературе типовых суточных графиков активной и реактивной мощности потребителей, получающих питание через соответствующие участки сетей;
- данных энергосбытовой организации об отпуске электроэнергии абонентам за расчетный месяц;
- параметров сетей и паспортных данных силовых трансформаторов;
- сведений о типах абонентов, подключенных к каждому силовому трансформатору;
- степени неравномерности потребления электроэнергии абонентами в различные характерные сутки расчетного месяца.

Приближение среднечасовых значений активной и реактивной мощностей к их реальным значениям при использовании рассматриваемой методики достигается за счет учета неравномерности энергопотребления, как в течение суток, так и в рабочие и выходные дни недели.

Ключевые слова: электрические сети, потери электроэнергии, моделирование графиков нагрузок, типовые графики электрических нагрузок.

При формировании тарифов на электроэнергию, отпускаемую потребителям сетевыми предприятиями, в качестве одной из составляющих учитываются затраты на покрытие технических потерь электроэнергии в элементах передачи, которые согласно данным [1–3] в распределительных сетях могут достигать 70 % от суммарных потерь по энергосистеме. Кроме того, такие потери учитываются и при составлении балансов электроэнергии в узлах систем электроснабжения (СЭС) и разработке организационных и технических мероприятий по энергосбережению. Технические потери электроэнергии в сетях, как правило, находятся расчетным путем [4–6].

Учитывая важность и социальную значимость как тарифов на электроэнергию, так и решение вопросов, связанных с энергосбережением, технические потери электроэнергии должны быть найдены как можно точнее.

Отметим, что технические потери электроэнергии принято делить на условно-постоянные и нагрузочные. К первым относятся, например, такие, как потери холостого хода в силовых трансформаторах, потери в конденсаторах, ограничителях перенапряжений, в изоляции кабельных линий и др. Определение их не представляет большого труда при наличии паспортных данных и графика изменения напряжения во времени, под воздейст-

вием которого находятся указанные элементы СЭС. Нахождение нагрузочных потерь является наиболее сложным и трудоемким процессом, особенно в условиях отсутствия информации о суточных графиках активной и реактивной нагрузок отдельных участков сетей.

Согласно [5, 6] нагрузочные потери электроэнергии за период наблюдения могут быть рассчитаны одним из следующих методов: оперативных расчетов, расчетных суток, средних нагрузок и методу числа часов наибольших потерь мощности.

Метод оперативных расчетов основан на использовании в расчетах регулярных измерений токовых нагрузок на всех участках сетей одновременно. Он является наиболее точным, но требует наличия автоматизированных информационно-измерительных систем с датчиками токов на всех участках сетей. Применение этого метода расчета потерь энергии во многих распределительных сетях пока практически невозможно по причине отсутствия указанных измерительных систем.

Сущность метода расчетных суток состоит в расчете потерь энергии за период наблюдения через потери за одни сутки расчетного месяца со среднесуточным отпуском электроэнергии в сеть $W_{\text{ср.сут}}$. При этом форма суточных графиков нагрузок в узлах принимается соответствующей кон-

трольным замерам, что не всегда соответствует действительности.

По методу средних нагрузок расчет потерь электроэнергии осуществляется через потери активной мощности, найденной по средней нагрузке S_{cp} элементов сети за рассматриваемый интервал времени. Точность метода зависит от точности определения S_{cp} и коэффициентов формы графиков нагрузок, для нахождения которых необходимо иметь информацию о суточных графиках активной и реактивной мощности на всех участках сети.

Наименее точным из вышеперечисленных методов определения нагрузочных потерь является метод числа часов наибольших потерь мощности, так как потери определяются с использованием числа часов максимальных потерь τ , который во многом зависит от точности измерения максимальной нагрузки.

Таким образом, определение технических потерь энергии в элементах сети по методикам, указанным выше, возможно только при наличии определенного набора исходных данных, причем каждая из перечисленных методик предполагает использование суточных графиков нагрузок.

Наиболее достоверные результаты при расчетах нагрузочных потерь в сетях можно получить при наличии графиков нагрузок на каждом участке сети и на стороне 0,4 кВ силовых трансформаторов, установленных в трансформаторных подстанциях (ТП) населенных пунктов. Однако при том уровне оснащения сетей средствами измерения и фиксации режимных параметров, который имеется сейчас, их практически невозможно восстановить без моделирования суточных графиков с использованием типовых графиков нагрузок потребителей. Поэтому имеется потребность в разработке относительно простых методов моделирования суточных графиков нагрузок всех участков распределительных сетей напряжением 6–10 кВ и трансформаторов ТП, опирающихся на ограниченный набор информации, позволяющих получать при этом результаты, приближенные к реальным значениям настолько, насколько позволяет объем имеющейся информации.

Учитывая то, что форма графиков нагрузок и суточное потребление энергии потребителями в большинстве случаев обладают свойством повторяемости, для проведения расчетов по определению нагрузочных потерь электроэнергии за расчетный месяц достаточно иметь суточные графики нагрузок для трех характерных суток расчетного месяца (рабочего, субботнего и воскресно-праздничного дней).

Ниже приводится описание действий по моделированию суточных графиков активной и реактивной нагрузки участков распределительных сетей напряжением 6–10 кВ и шинах 0,4 кВ транс-

форматоров ТП для указанных характерных суток расчетного месяца, которые проводятся в следующей последовательности:

1. На первом этапе по каждой ТП с номинальным напряжением (6–10)/0,4 кВ проводится анализ потребителей, в результате которого они делятся на характерные по режиму потребления электроэнергии группы. При этом используются сведения об энергобалансах за расчетный месяц по фидерам 6–10 кВ главной понизительной подстанции (ГПП).

2. Для каждой группы потребителей по справочнику [7] выбираются типовой суточный график нагрузки и средневзвешенное значение коэффициента реактивной мощности $\text{tg}\varphi$. Если для части потребителей ТП типовые суточные графики отсутствуют, то для них типовые графики нагрузок принимаются по условиям сходства режимов потребления электрической энергии.

3. Моделируются в первом приближении суточные графики активных и реактивных нагрузок всех ТП с использованием выбранных типовых графиков и $\text{tg}\varphi$ для отдельных групп ее потребителей. Моделирование указанных суточных графиков ТП осуществляется в следующей последовательности:

3.1. Используя сведения, полученные от энергосбытовой организации, определяется величина электроэнергии, «отпущенной» в рабочие сутки для каждой категории потребителей, питающихся от рассматриваемой ТП, по формуле

$$W_{\text{раб.}i} = \frac{W_{\text{мес.}i}}{n_{\text{раб}} + \gamma_{\text{суб.}i} \cdot n_{\text{суб}} + \gamma_{\text{вых.}i} \cdot n_{\text{вых}}}, \quad (1)$$

где $W_{\text{мес.}i}$ – количество электроэнергии, принятое по данным энергосбытовой организации для потребителей i -й группы в расчетном месяце; $n_{\text{раб}}$ – число рабочих дней в расчетном месяце; $n_{\text{суб}}, n_{\text{вых}}$ – число суббот и воскресений в расчетном месяце, причем праздничные дни учитываются как воскресные; $\gamma_{\text{суб}}, \gamma_{\text{вых}}$ – относительные значения потребления энергии за субботные и выходные дни, т. е. $\gamma_{\text{суб}} = W_{\text{суб}}/W_{\text{раб}}$ и $\gamma_{\text{вых}} = W_{\text{вых}}/W_{\text{раб}}$.

Значения коэффициентов $\gamma_{\text{суб}}$ и $\gamma_{\text{вых}}$ находятся путем проведения контрольных замеров потребления электроэнергии в характерные сутки расчетного месяца. При отсутствии возможности проведения таких экспериментов ориентировочные значения этих коэффициентов могут быть приняты по данным нижеприведенной таблицы, которые получены в результате проведения работ по энергоаудиту распределительных сетей.

3.2. Рассчитываются среднечасовые значения активной $P_{\text{раб.}ij}$ и воспроизводятся среднечасовые значения реактивной $Q_{\text{раб.}ij}$ мощности i -й группы потребителей за j -й час рабочих суток:

Отношение суточного потребления энергии за субботние и выходные дни
к ее потреблению в рабочие сутки для различных категорий потребителей

Наименование потребителя, узла СЭС	$\gamma_{\text{суб}}$	$\gamma_{\text{вых}}$
Жилой дом с газовой плитой	1,3	1,2
Жилой дом с электроплитой	1,4	1,25
Универсам	1	1
Общественная столовая	1	1
Школа с пищеблоком	1	0,4
Детские сады и ясли	1	0,2
Больницы	0,9	0,7
Поликлиники	1	0,3
Театры и спортивные заведения	1	1
ТП в жилом районе с газовыми плитами	1,15	1
ТП в жилом районе с электроплитами	1,2	1
Теплофикационный пункт	1	1
Тяговая подстанция	1	0,9
Промышленное предприятие с 2-сменным режимом работы	0,5	0,2
Городское освещение	1	1
Офисы, банки	0,8	0,2

$$P_{\text{раб.}ij} = \frac{P_{\text{тип.}ij} \cdot \Delta t_{\text{тип.}ij}}{\sum_1^{24} P_{\text{тип.}ij} \cdot \Delta t_{\text{тип.}ij}} \cdot \frac{W_{\text{раб.}i}}{\Delta t_j}; \quad (2)$$

$$Q_{\text{раб.}ij} = P_{\text{раб.}ij} \cdot \text{tg}\varphi_i, \quad (3)$$

где $P_{\text{тип.}ij}$ – относительное значение среднечасовой активной мощности i -й группы потребителей за j -й час рабочих суток, определяемое по типовому графику нагрузки потребителя; $\text{tg}\varphi_i$ – коэффициент реактивной мощности i -й группы потребителей, значение которого принимается по данным [7].

3.3. Определяются среднечасовые значения активной и реактивной нагрузки трансформатора за j -й час рабочих суток:

$$P_{Tj} = \sum_{i=1}^n P_{\text{раб.}ij}; \quad (4)$$

$$Q_{Tj} = \sum_{i=1}^n P_{\text{раб.}ij} \cdot \text{tg}\varphi_i, \quad (5)$$

где n – число характерных групп потребителей, получающих питание через рассматриваемый трансформатор.

4. Моделируются в первом приближении суточные графики нагрузок в конце каждой линии фидера. При этом среднечасовые активная и реактивная мощности в конце линии, питающей k -ый узел, за j -й час рабочих суток находятся по формулам:

$$P_{\text{кон.ли.}kj} = \sum_{i=1}^{n_{tk}} P_{\text{вн.ти.}kj} + \sum_{i=1}^{n_{lk}} P_{\text{нач.ли.}kj}; \quad (6)$$

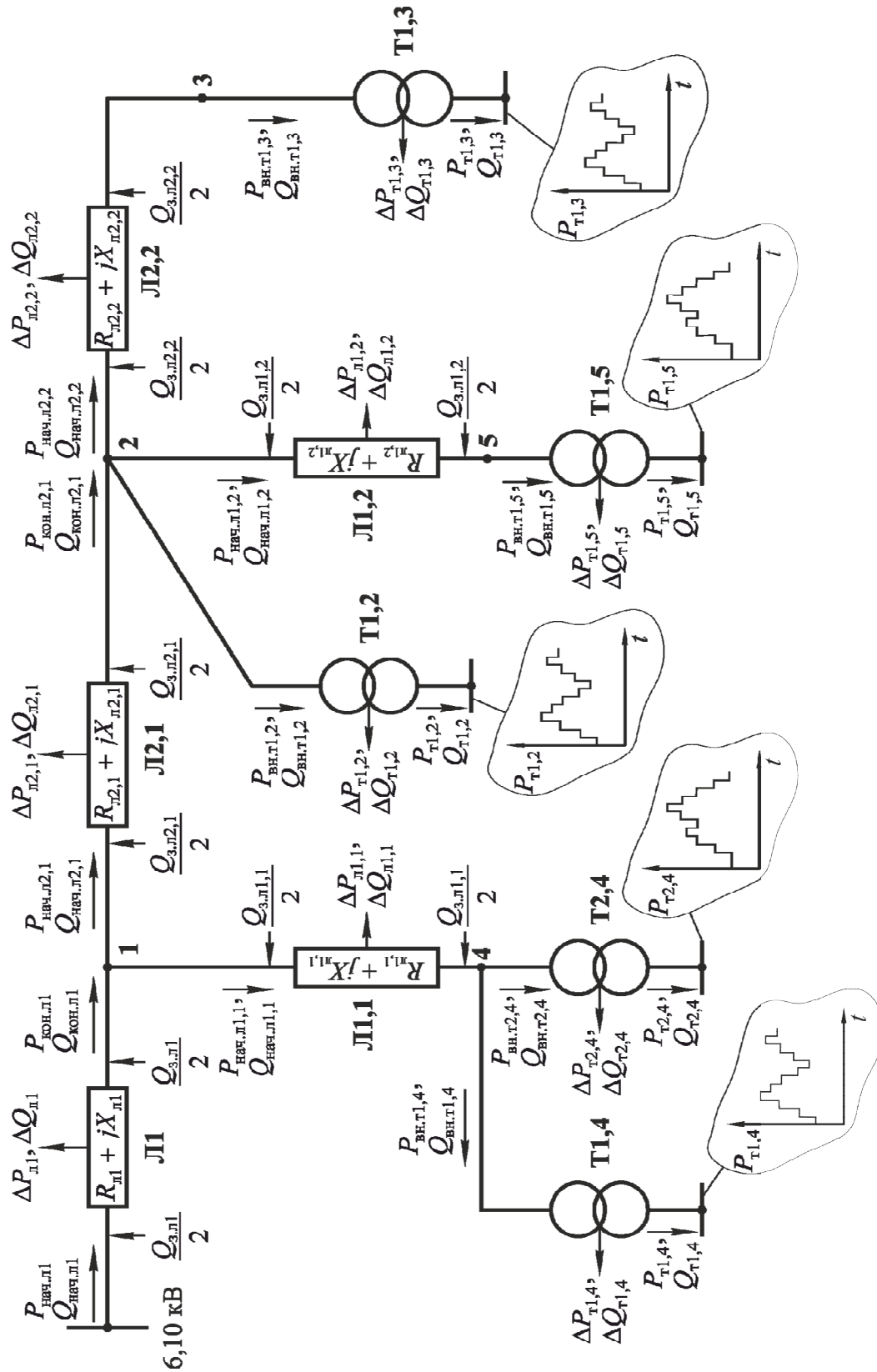
$$Q_{\text{кон.ли.}kj} = \sum_{i=1}^{n_{tk}} Q_{\text{вн.ти.}kj} + \sum_{i=1}^{n_{lk}} Q_{\text{нач.ли.}kj}, \quad (7)$$

где n_{tk} – число трансформаторов, подключенных непосредственно к k -му узлу фидера; n_{lk} – число участков кабельных и (или) воздушных линий, отходящих от k -го узла фидера; $P_{\text{вн.ти.}ikj}$, $Q_{\text{вн.ти.}ikj}$ – среднечасовые значения активной и реактивной мощности со стороны высшего напряжения i -го трансформатора на j -м часе рабочих суток; $P_{\text{нач.ли.}ikj}$, $Q_{\text{нач.ли.}ikj}$ – среднечасовые значения активной и реактивной мощности i -й линии, отходящей от k -го узла, на j -м часе расчетных суток.

В приведенных выше и всех последующих формулах индексация сетевых и режимных параметров выполнена в соответствии с обозначениями, приведенными на рисунке, где представлена принципиальная схема небольшого городского фидера напряжением 6–10 кВ. Эта схема не является частью какой-либо конкретной сети. Она, а также графики нагрузок ТП, изображенные на рисунке, предназначены лишь для наглядного представления порядка моделирования суточных графиков участков сетей и не основаны на справочных либо реальных данных. В буквенно-цифровых обозначениях линий и трансформаторов символ « k » обозначает порядковый номер узла на схеме фидера, символ « i » обозначает порядковый номер непосредственно подключенных к k -му узлу фидера линий или трансформаторов. Индекс линии, питающей k -й узел, определяется по ее началу (см. рисунок). Например, для 2-го узла выражения (6) и (7) примут вид:

$$P_{\text{кон.ли.}2j} = P_{\text{вн.т.1,2j}} + \sum_{i=1}^2 P_{\text{нач.ли.}2j};$$

$$Q_{\text{кон.ли.}2j} = Q_{\text{вн.т.1,2j}} + \sum_{i=1}^2 Q_{\text{нач.ли.}2j}.$$



Принципиальная схема городского фидера

Потери активной и реактивной мощности в трансформаторах и линиях на каждом j -м часе рабочих суток рассчитываются по формулам:

$$\Delta P_{Tj} = \Delta P_{xxj} + \frac{P_{Tj}^2 + Q_{Tj}^2}{U_{cpj}^2} R_T;$$

$$\Delta Q_{Tj} = \frac{S_{ном.т}}{100\%} I_{xx,\%} + \frac{P_{Tj}^2 + Q_{Tj}^2}{U_{cpj}^2} X_T;$$

$$\Delta P_{lj} = \frac{P_{кон.л. j}^2 + \left(Q_{кон.л. j} - \frac{Q_{3.л. j}}{2} \right)^2}{U_{cpj}^2} R_l;$$

$$\Delta Q_{lj} = \Delta P_{lj} \frac{X_l}{R_l},$$

где R_T и X_T – активное и индуктивное сопротивление трансформатора, приведенное к стороне высшего напряжения; $S_{ном.т}$, $I_{xx,\%}$ и ΔP_{xx} – номинальная мощность, ток и потери активной мощности холостого хода трансформатора; R_l и X_l – активное и индуктивное сопротивления линии; $Q_{3.л. j}$ – зарядная мощность линии на j -м часе рабочих суток, которая находится по удельной величине зарядной мощности $Q_{3.л.уд}$, приводимой в [7].

5. Моделируются суточные графики активной и реактивной нагрузки в начале линий фидера. При этом среднечасовые значения активной и реактивной мощности на j -м часе расчетных суток находятся по выражениям:

$$P_{нач.л. i, kj} = P_{кон.л. i, kj} + \Delta P_{ли, kj};$$

$$Q_{нач.л. i, kj} = Q_{кон.л. i, kj} + \Delta Q_{ли, kj} - Q_{3.л. i, kj}.$$

Моделируются суточные графики активной и реактивной нагрузки со стороны высшего напряжения трансформаторов. Среднечасовые значения активной и реактивной мощности на j -м часе расчетных суток находятся по выражениям:

$$P_{вн.т. i, kj} = P_{т. i, kj} + \Delta P_{т. i, kj};$$

$$Q_{вн.т. i, kj} = Q_{т. i, kj} + \Delta Q_{т. i, kj}.$$

Расчеты по пп. 4 и 5 производятся для каждого узла, начиная от самых удаленных узлов фидера, пока не будут в первом приближении смоделированы графики нагрузок в начале каждого фидера.

6. Определяются среднечасовые значения активной и реактивной нагрузки трансформаторов за j -й час субботнего и воскресно-праздничного дня расчетного месяца по расчетным выражениям:

$$P_{т. суб. j} = \sum_{i=1}^n \gamma_{суб. i} P_{раб. ij};$$

$$Q_{т. суб. j} = \sum_{i=1}^n \gamma_{суб. i} P_{раб. ij} \cdot \operatorname{tg} \varphi_i;$$

$$P_{т. вых. j} = \sum_{i=1}^n \gamma_{вых. i} P_{раб. ij};$$

$$Q_{т. вых. j} = \sum_{i=1}^n \gamma_{вых. i} P_{раб. ij} \cdot \operatorname{tg} \varphi_i.$$

7. Проводятся расчеты по пп. 4 и 5. В результате получаем смоделированные графики нагрузок ТП и участков линий напряжением 6–10 кВ в субботние и воскресно-праздничные дни.

Следует отметить, что смоделированные по вышеприведенной методике графики активной и реактивной нагрузок, как в начале фидера, так и на отдельных его участках и ТП, будут иметь отклонения от реальных графиков нагрузок соответствующих участков сети и ТП. Это обусловлено причинами, перечисленными выше, а также такими, как:

- неполным совпадением формы суточных графиков нагрузок потребителей с формой типовых;

- погрешностями систем учета электроэнергии потребителей;

- ошибками, допущенными при съеме показаний счетчиков электроэнергии и других.

Наконец отметим, что рассмотренная выше методика моделирования суточных графиков разработана и апробирована в процессе проведения работ по энергоаудиту электрических сетей в городах Озерск и Челябинск. Анализ полученных при этом результатов позволяет сделать следующие выводы:

1. С целью повышения точности моделирования суточных графиков нагрузок участков распределительных сетей напряжением 6–10 кВ городов и населенных пунктов целесообразно расширить в справочниках банк данных о типовых суточных графиках потребителей с указанием степени неравномерности потребления электроэнергии по характерным дням недели.

2. Моделирование суточных графиков нагрузок ТП и участков сетей с использованием типовых суточных графиков нагрузок потребителей позволяет подготовить базу для восстановления суточных графиков нагрузок ТП и участков сетей. Процедура восстановления суточных графиков нагрузок позволит повысить точность расчетов нагрузочных потерь в распределительных сетях.

Литература

1. Потери электрической энергии в электрических сетях энергосистем / В.Э. Воротницкий, Ю.С. Железко, В.Н. Казанцев и др.; под ред. В.Н. Казанцева. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 368 с.

2. Положение ОАО «Россети» о единой технической политике в электросетевом комплексе. – М.: ОАО «Россети», 2013 г. – 196 с.

3. Воротницкий, В.Э. Снижение потерь электроэнергии – важнейший путь энергосбережения в электрических сетях / В.Э. Воротницкий // Энергосбережение. – 2014. – С. 61–64.

4. Надтока, И.И. Методика учета формы графиков нагрузки при расчетах потерь элек-

троэнергии в сетях 6–10 кВ / И.И. Надтока, О.Г. Сколпина // Известия высших учебных заведений. Северо-Кавказский регион. Серия: Технические науки. – 2014. – № 6 (181). – С. 32–35. DOI: 10.17213/0321-2653-2014-6-32-35

5. Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям: Приказ Министерства энергетики Российской Федерации № 326 от 30.12.2008.

6. Железко, Ю.С. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях: Руководство для практических расчетов / Ю.С. Железко, А.В. Артемьев, О.В. Савченко. – М.: Изд-во НЦ ЭНАНС, 2006. – 280 с.

7. Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3: Производство, передача и распределение электрической энергии / под общ. ред. проф. МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). – М.: Издательский дом МЭИ, 2009. – 964 с.

Валеев Галимьян Сабирович, канд. техн. наук, доцент, кафедра «Системы электроснабжения», Южно-Уральский государственный университет, г. Челябинск; valeevgs@mail.ru.

Дзюба Михаил Александрович, канд. техн. наук, доцент кафедра «Системы электроснабжения», Южно-Уральский государственный университет, г. Челябинск; dzyubama@rambler.ru.

Валеев Рустам Галимьянович, канд. техн. наук, доцент, кафедра «Системы электроснабжения», Южно-Уральский государственный университет, г. Челябинск; valeevrustam@mail.ru.

Поступила в редакцию 4 декабря 2015 г.

DOI: 10.14529/power160203

MODELING DAILY LOAD CURVES OF THE ELEMENTS OF 6–10 kV URBAN POWER DISTRIBUTION NETWORKS UNDER CONDITIONS OF LIMITED INPUT INFORMATION

G.S. Valeev, valeevgs@mail.ru,
M.A. Dzyuba, dzyubama@rambler.ru,
R.G. Valeev, valeevrustam@mail.ru

South Ural State University, Chelyabinsk, Russian Federation

The paper considers the technique of modeling daily schedules of active and reactive loads of 6–10 kV distribution network sections with the following set of input data:

- typical daily schedules of active and reactive power of consumers supplied through the appropriate sections of networks, which are cited in reference literature;
- information of the energy sales company on consumer supply for a billing month;
- parameters of networks and rated values of power transformers;
- information on types of consumers connected to each power transformer;
- degree of non-uniform consumption on various specific days of the billing month.

Approximation of hourly average values of active and reactive power to their real values with the methods under consideration is achievable taking into account an uneven power consumption both during the day and on weekdays or weekends.

Keywords: power distribution network, electricity loss, modeling load graphs, typical graphs of electrical loads.

References

1. Vorotnitskiy V.E. *Poteri elektricheskoy energii v elektricheskikh setyakh energosistem* [The Losses in Electric Networks of Power Supply]. Moscow, Energoatomizdat, 1983. 368 p.
2. *Polozhenie OAO “Rosseti” o edinoy tekhnicheskoy politike v elektrosetevom komplekse* [The Position of “Rosseti” of a Unified Technical Policy in the Electric Grid]. Moscow, 2013. 196 p.

3. Vorotnitskiy V.E. [Decrease of Energy Losses – an Important Way of Energy Saving in Electric Networks]. *Energoberezhenie* [Energy Conservation], 2014, no. 3, pp. 61–64. (in Russ.)
4. Nadtoka I.I., Skolpina O.G. [Method of Accounting for Load Curve when Calculating Losses in Networks 6–10 kV]. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy Severo-Kavkazskiy region. Seriya: Tekhnicheskie nauki* [University News. North-Caucasian Region. Technical Sciences Series], 2014, no. 6, pp. 32–35. DOI: 10.17213/0321-2653-2014-6-32-35
5. [On the Organization of the Ministry of Energy of the Russian Federation Works According to Standards of Power Losses During Transmission Through Electric Grids: Order of the Ministry of Energy of the Russian-Federation] no. 326 of 30.12.2008. (in Russ.)
6. Zhelezko Yu.S. *Raschet, analiz i normirovanie poter' elektroenergii v elektricheskikh setyakh: Rukovodstvo dlya prakticheskikh raschetov* [Calculation, Analysis and Valuation of Losses in Electric Networks: a Guide for Practical Calculations]. Moscow, NTs ENANS Publ., 2006. 280 p.
7. *Elektrotekhnicheskiy spravochnik: V 4 t. T. 3. Proizvodstvo, peredacha i raspredelenie elektricheskoy energii* [Electrical Reference: In 4 t. T. 3. The Production, Transmission and Distribution of Electric Energy]. Moscow, MEI Publ., 2009. 964 p.

Received 4 December 2015

ОБРАЗЕЦ ЦИТИРОВАНИЯ

Валеев, Г.С. Моделирование суточных графиков нагрузок участков распределительных сетей напряжением 6–10 кВ городов и населенных пунктов в условиях ограниченного объема исходной информации / Г.С. Валеев, М.А. Дзюба, Р.Г. Валеев // Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». – 2016. – Т. 16, № 2. – С. 23–29. DOI: 10.14529/power160203

FOR CITATION

Valeev G.S., Dzyuba M.A., Valeev R.G. Modeling Daily Load Curves of the Elements of 6–10 kV Urban Power Distribution Networks under Conditions of Limited Input Information. *Bulletin of the South Ural State University. Ser. Power Engineering*, 2016, vol. 16, no. 2, pp. 23–29. (in Russ.) DOI: 10.14529/power160203