

МЕТОД ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ БЫТОВЫМИ ПОТРЕБИТЕЛЯМИ В УСЛОВИЯХ РЕСПУБЛИКИ ТАДЖИКИСТАН

С.Ш. Таваров

Южно-Уральский государственный университет, г. Челябинск, Россия

По данным динамики электропотребления и состояния городских электрических сетей городов Республики Таджикистан по потерям электроэнергии, а также структурам электропотребления по группам, принятым в Республике Таджикистан, проведен анализ. Предлагается метод прогнозирования электропотребления и определения средней мощности в часы максимума нагрузок для бытовых потребителей с учётом условий местности Республики Таджикистан. Для выведения уравнения прогнозирования электропотребления предложен коэффициент времени максимума нагрузок – $\alpha_{в.м.н.}$, зависящий от территориального расположения и климатометеорологических условий местности Республики Таджикистан, имеющий различные значения, соответствующие условиям местности. Апробация предложенного метода прогнозирования электропотребления проведена для одного фидера подстанций «Восточная – 10/35/6 кВ» г. Душанбе. Установлена зависимость влияния территориального расположения и климатометеорологических условий местности городов Республики Таджикистан на режимы работы городской электрической сети, в частности, в узлах 0,4 кВ.

Ключевые слова: электропотребление, бытовые потребители, метод прогнозирования, факторные условия.

Введение

Перевод потребителей бытового сектора Республики Таджикистан (РТ) практически полностью на электроэнергию, а также появление новых видов бытовых нагрузок привели к увеличению потребления электроэнергии в данном секторе. На увеличение потребления электроэнергии повлиял и тот фактор, что после распада Советского Союза потребители бытового сектора на длительный период времени были лишены теплоснабжения, а также горячего водоснабжения.

В последние годы эта проблема частично начала решаться в г. Душанбе. После ввода в городе в эксплуатацию ТЭЦ-2 часть потребителей бытового сектора была подключена к централизованному теплоснабжению, что частично решило проблему по уменьшению электрической нагрузки в бытовом секторе. В остальной части страны данная проблема остается пока не решенной и все потребители бытового сектора работают от электрической энергии.

При этом необходимо отметить следующий фактор: по территориальному расположению температура окружающего воздуха в г. Душанбе в зимнее время не опускается ниже -5°C , а, например, в Горно-Бадахшанской автономной области температура окружающего воздуха в зимнее время может достигать -30°C и ниже (централизованное теплоснабжение отсутствует), поэтому время использования максимума нагрузок в течение суток в Горно-Бадахшанской автономной области будет существенно больше, чем в других регионах страны.

Постановка задачи

Задание одинаковой удельной нагрузки для бытового сектора согласно [1] для всей РТ не является корректным. Общеизвестно, что при неправильном установлении удельных нагрузок и проектировании систем электроснабжения по этим нормам происходит увеличение потерь электроэнергии [1–4], а в дальнейшем и уменьшение сроков работы элементов схем электроснабжения.

Существующие нормы удельных нагрузок для типовых домов [1, 2], применяемые в настоящее время при проектировании, разработаны во времена Советского Союза и частично в современной России, не учитывают климатометеорологические и территориальные особенности городов, а также нагрузку кондиционеров и электрических водонагревателей.

Введение новых норм удельных нагрузок в условиях РТ усложняется рядом причин; одной из главных является дефицит выработки электроэнергии в зимнее время.

Следовательно, актуальным решением является разработка норм электропотребления для бытовых потребителей, проживающих в домах, построенных по типовым проектам с соблюдением удельных нагрузок, но с учётом климатометеорологических и территориальных особенностей городов РТ.

Причина дефицита электроэнергии в зимний период времени связана с тем, что основным источником электроэнергии в РТ являются гидравлические электрические станции (ГЭС), на долю которых приходится более 90 % от общей вырабо-

тываемой электроэнергии в республике. В РТ на данный момент лишь одна ГЭС имеет свое водохранилище (Нурекская ГЭС), а остальные выполнены по русловому типу и зависят от притока воды, обусловленного таянием ледников.

Динамика производства и потребления электроэнергии за 1991–2016 гг. по Республике Таджикистан приведена на рис. 1.

Эти кривые описываются полиномами 5-го порядка (потребления) и 4-го порядка (производство) с коэффициентами аппроксимации для производства $R^2 = 0,8391$ и для потребления $R^2 = 0,6768$.

Для оценки эффективности городских и районных электрических сетей РТ по данным, пред-

ставленным ОАХК «Барки Точик», была построена гистограмма относительных потерь электроэнергии (плановых и фактических) в электрических сетях РТ в 2016 г. (рис. 2).

Из рис. 2 видно, что потери электроэнергии в электрических сетях РТ имеют превышения [1, 2] при этом на их долю больше влияют бытовые потребители городских электрических сетей.

Потребители электроэнергии в РТ делятся на следующие группы:

1-я группа – промышленные, непромышленные, сельскохозяйственные и приравненные к ним потребители;

2-я группа – потребители бюджетной сферы,



Рис. 1. Динамика производства и потребления электроэнергии в электрических сетях Республики Таджикистан за 1991–2016 гг.

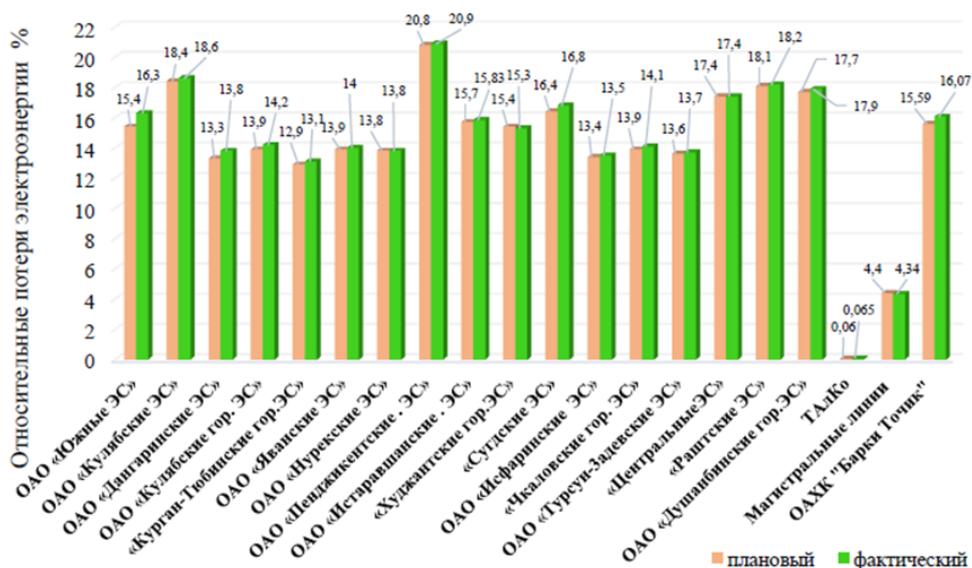


Рис. 2. Потери электроэнергии в электрических сетях РТ в 2016 г.

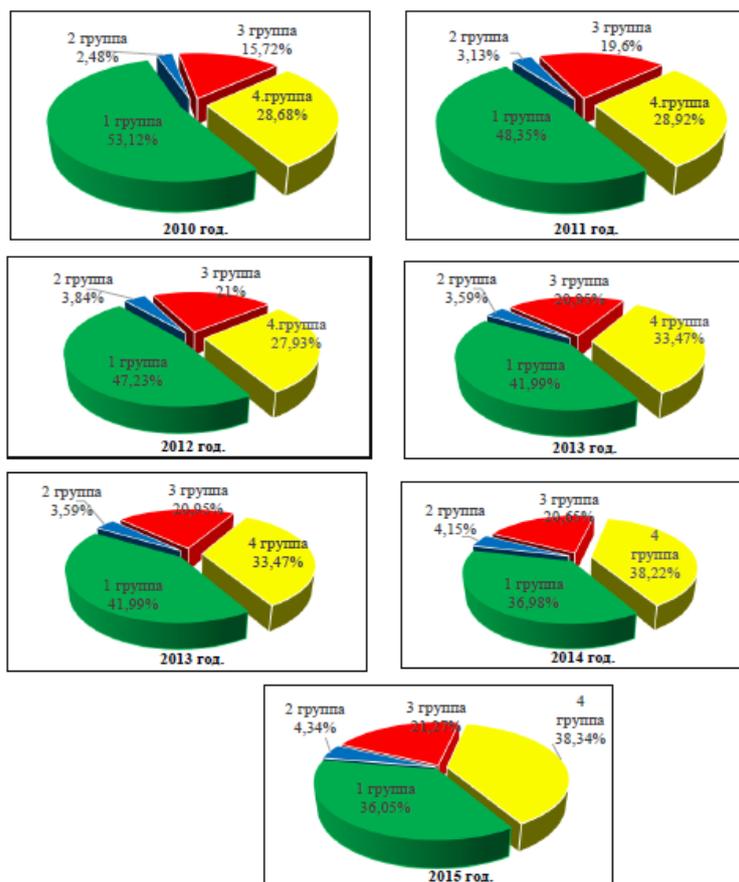


Рис. 3. Структура электропотребления по группам, принятым в РТ

предприятия коммунального хозяйства и электрифицированный транспорт;

3-я группа – насосные станции систем машинного орошения, скважинные и мелиоративные насосные станции;

4-я группа – население, населенные пункты и общезития.

На рис. 3 приведена структура электропотребления по указанным группам в 2010–2015 гг.

Согласно рис. 3 электропотребление населением, относящимся к 4-й группе, в последние годы стало больше, чем на предприятиях, относящихся к 1-й группе.

Таким образом, для повышения качества электроэнергии и надёжности электроснабжения необходимо разработать метод прогнозирования электропотребления с учётом нынешних норм удельных нагрузок и разрешенной мощности, установленной ОАХК «Барки Точик» для бытовых потребителей с типовыми домами, учитывая при этом ряд факторов, влияющих на электропотребление бытовыми потребителями.

К данным факторам относятся следующие: территориальное расположение городов и климато-метеорологических условий [5–20]. Данные факторы влияют на продолжительность времени максимума нагрузок в течение дня и месяца [21, 22].

Теоретическая часть

С целью регулирования режимных параметров городских электрических сетей оперативно-диспетчерской службой в работе предлагается метод прогнозирования электропотребления для бытовых потребителей в условиях Республики Таджикистан (РТ) на основе уравнений с учётом коэффициента времени максимума нагрузок – $\alpha_{в.м.н}$, полученного для различных городов РТ [3, 21] и имеющего функциональную зависимость:

$$\alpha_{в.м.н} = f(x_i), \quad (1)$$

$$x_i = x_1; x_2; x_3; x_4; x_5, \quad (2)$$

где x_1 – температура воздуха; x_2 – особенности конструкции домов; x_3 – высота расположения городов над уровнем моря; x_4 – количество осадков; x_5 – скорость ветра.

Учитывая сказанное, предлагаем метод прогнозирования электропотребления и средней нагрузки для бытовых потребителей в условиях РТ в виде системы уравнений с учётом коэффициента времени максимума нагрузок – $\alpha_{в.м.н}$ для различных городов РТ [3, 21], позволяющего учитывать территориальную и климатометеорологическую особенность РТ.

Уравнения прогнозирования электропотребления и средней мощности с учётом коэффициента времени максимума нагрузок – $\alpha_{в.м.н}$ городов РТ приведены ниже:

$$W_{\alpha_{в.м.н}+1} = W_{потр} \cdot \alpha_{в.м.н} \cdot (1 - \alpha_{в.м.н}), \quad (3)$$

$$P_{ср.в.м.сут} = \frac{W_{\alpha_{в.м.н}+1}}{t_{в.м.сут}} \cdot \alpha_{в.м.н}, \quad (4)$$

где $W_{потр.}$ – потребление электроэнергии в течение рассматриваемого периода, кВт·ч; $t_{в.м.сут}$ – время максимума нагрузок в течение суток, ч; $\alpha_{в.м.н}$ – коэффициент времени максимума нагрузок.

Полученные уравнения позволят прогнозировать, планировать и контролировать электропотребление [3, 21] без нарушения установленных норм удельных нагрузок. Для поддержания режимных параметров в системе электроснабжения необходимо разработать нормы электропотребления, не превышающие удельные нагрузки [1, 2].

Практическая часть

Согласно (3), (4) и приведенным выше помещенным показаниям учётов электроэнергии определим электропотребления и среднюю мощность в часы максимума нагрузок для одного из фидеров ПС «Восточная – 110/35/6 кВ».

В качестве примера (рис. 4) рассмотрим ТП-65 с потребительским трансформатором ТМ-630/6 при месячном электропотреблении $W_{п.мес} = 91418,19$ кВт·ч/мес.

Определим:

– электропотребление в часы максимума нагрузок:

$$W_{\alpha_{в.м.н}+1} = 91\,418,19 \cdot 0,145 \times (1 - 0,145) = 11\,333,57 \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

– среднюю мощность в часы максимума нагрузок:

$$P_{ср.в.м.сут} = \frac{11\,333,57}{2,5} \cdot 0,145 = 657 \text{ кВт}.$$

Результаты расчетов для остальных потребительских трансформаторных подстанций напряжением 6/0,4 кВ, приведенных на рис. 4, сведём в табл. 1.

По полученным данным, приведенным в табл. 1, определяем коэффициенты загрузки потребительских трансформаторных подстанций, потери напряжения в кабельных линиях 6 и 0,4 кВ, питаю-

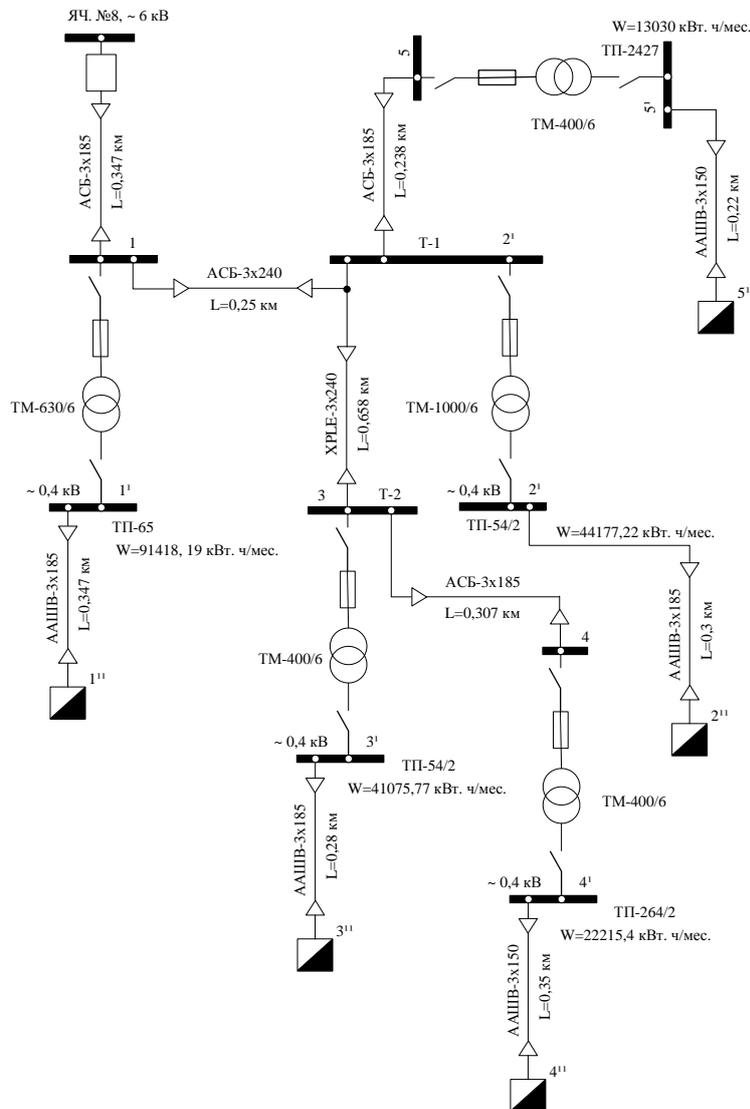


Рис. 4. Схема электроснабжения с исходными данными

Таблица 1

Результаты расчётов электропотребления и средней мощности в часы максимума нагрузок

№	Наименование	Тип и мощность ПТП, кВА	$W_{\text{п.мес.}}$, кВт · ч/мес.	$W_{\alpha_{\text{в.м.н}}+1}$, кВт · ч/ч	$P_{\text{ср.в.м.сут}}$, кВт
1	ТП-54/2, Т-1	ТМ-1000/6	44 177,22	5476,87	318
2	ТП-54/2, Т-2	ТМ-400/6	41 075,77	5092,37	295
3	ТП-264/2	ТМ-400/6	22 215,4	2754,15	159
4	ТП-2427	ТМ-400/6	13 030	1615,39	94

Таблица 2

Результаты расчетов потерь напряжения и коэффициентов загрузок ПТП-6/0,4 кВ

Питающие КЛ-6 кВ		Питающие КЛ-0,4 кВ		Потребительские трансформаторные подстанции 6/0,4 кВ		$K_{\text{загр}}$
Участки	$\Delta U_{\text{кл}}$, %	Участки	$\Delta U_{\text{кл}}$, %	Узлы	$\Delta U_{\text{тр}}$, %	
1-2	0,1	2'-2''	12	2'	1,18	0,35
2-5	0,013	5'-5''	3,5	5'	0,79	0,26
2-3	0,14	3'-3''	11,25	3'	2,7	0,81
3-4	0,03	4'-4''	8,1	4'	1,4	0,44

щих ПТП-6/0,4 кВ и ВРУ (внутренние распределительные устройства), а также потери напряжения в узлах 0,4 кВ ПТП-6/0,4 кВ в часы максимума нагрузок.

Расчет произведем для ТП-65 с потребительским трансформатором ТМ-630/6, марка и сечение, а также длины питающих кабелей 6 и 0,4 кВ приведены на рис. 4.

Согласно [1, 2, 4] коэффициенты загрузок однотрансформаторной подстанции и потери напряжения в рассматриваемых участках КЛ и узлах трансформатора определяются по следующим выражениям:

– коэффициент загрузки однотрансформаторной подстанции 6/0,4 кВ:

$$K_{\text{загр}} = \frac{S_p}{S_{\text{ном}}},$$

где S_p – расчетная полная мощность определяется по формуле

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}, \text{ кВА};$$

$S_{\text{ном}}$ – номинальная полная мощность силового трансформатора, кВА;

– потери напряжения в питающих кабельных линиях 6 и 0,4 кВ:

$$\Delta U = \frac{P_p \cdot R + Q_p \cdot X \cdot L}{U_n^2} \cdot 100 \%,$$

где P_p , Q_p – расчетная активная и реактивная мощности, МВт, МВАр.; R , X – активное и реактивное сопротивление кабельной линии, Ом; L – длина участка, км; U_n – линейное напряжения, кВ;

– потери напряжения в узлах трансформаторной подстанции:

$$U = \frac{P_p \cdot R + Q_p \cdot X}{U_n^2} \cdot 100 \%,$$

где R , X – активное и реактивное сопротивления силового трансформатора, Ом.

Если считать, что согласно [1, 2, 4] коэффициент активной мощности у бытовых потреби-

лей равен 0,9, тогда полную мощность определим по формуле

$$S_p = \sqrt{657^2 + 302^2} = 723 \text{ кВА};$$

– коэффициент загрузки:

$$K_{\text{загр}} = \frac{723}{630} = 1,15.$$

Учитывая, что согласно рис. 4 участок Яч. № 8 – ТП-65 через магистральную линию питает и другие ПТП-6/0,4, при определении потерь напряжения в питающем кабеле 6 кВ берем суммарную нагрузку.

КЛ-6 кВ, питающая группу потребителей:

$$\Delta U = \frac{1,523 \cdot 0,057 + 0,700 \cdot 0,025}{6^2} \cdot 100 \% = 0,29 \%;$$

КЛ-0,4 кВ, питающая ВРУ бытовых потребителей:

$$\Delta U_{\text{кл}} = \frac{0,657 \cdot 0,057 + 0,302 \cdot 0,025}{0,4^2} \cdot 100 \% = 28 \%;$$

– потери напряжения в узле 0,4 кВ ПТП-6/0,4:

$$\Delta U_{\text{тр}} = \frac{0,657 \cdot 0,0031 + 0,302 \cdot 0,0136}{0,4^2} \cdot 100 \% \approx 4 \%.$$

Аналогично произведем расчеты для остальной части схемы электроснабжения (см. рис. 4). Результаты расчётов приведены в табл. 2.

Приведенные результаты, рассчитанные по предложенному методу прогнозирования электропотребления с учётом факторных условий (см. табл. 2), устанавливают влияние электропотребления бытовыми потребителями в часы максимума нагрузок на режимы работы городской электрической сети, в особенности в сетях 0,4 кВ. Эта проявляется как в потерях напряжения, так и в загрузке трансформаторов.

Выводы

1. Предложен метод прогнозирования электропотребления бытовыми потребителями с учётом коэффициента времени максимума нагрузок – $\alpha_{\text{в.м.н}}$ для условий местности Республики Таджикистан.

2. Установлено влияние территориального расположения и климатометеорологической условий местности городов Республики Таджики-

стан на режимы работы городской электрической сети, в особенности в сетях напряжением 0,4 кВ.

Литература

1. СП 256. 1325800.2016. Электроустановки жилых и общественных зданий. Правила проектирования и монтажа. – <http://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293751/4293751598.htm> (дата обращения: 11.07.2017).
2. РМ-2696-01. Временная инструкция по расчету электрических нагрузок жилых зданий. – М.: Изд-во стандартов, 2001. – 22 с.
3. Сидоров, А.И. Нормирование электропотребления Республики Таджикистан с учетом климатических особенностей региона / А.И. Сидоров, С.Ш. Таваров // Научно-технический журнал «Энергия единой сети». – 2019. – № 3 (45). – С. 70–75.
4. 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
5. Репкина, Н.Г. Исследование факторов, влияющих на точность прогнозирования суточного электропотребления / Н.Г. Репкина // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. – 2015. – № 2. – С. 41–43.
6. Зубакин, В.А. Методы и модели анализа волатильности потребления электроэнергии с учетом цикличности и стохастичности / В.А. Зубакин, Н.М. Ковшов // Анализ, прогноз, управление. – 2015. – № 7 (15). – С. 6–12.
7. Коморник, С. Требования к системам прогнозирования энергопотребления / С. Коморник, Е. Калищец // Энерго. Рынок. – 2008. – № 3 – С. 5–7.
8. Макоклюев, Б.И. Моделирование электрических нагрузок электроэнергетических систем / Б.И. Макоклюев, В. Костилов // Электричество. – 1994. – № 10. – С. 6–18.
9. Макоклюев, Б.И. Влияние колебаний метеорологических факторов на электропотребление энергообъединений / Б.И. Макоклюев, В. Павликов, А. Владимиров // Энергетик. – 2003. – № 6. – С. 11–23.
10. Yahia, Z. An optimal load schedule of household appliances with leveled load profile and consumer's preferences / Z. Yahia, A. Pradhan // International Conference on the Domestic Use of Energy (DUE). – 2018. – P. 1–7. DOI: 10.23919/DUE.2018.8384382
11. Yahia, Z. A binary integer programming model for optimal load scheduling of household appliances with consumer's preferences / Z. Yahia, P. Kholopane // International Conference on the Domestic Use of Energy (DUE). – 2018. – P. 1–8. DOI: 10.23919/DUE.2018.8384381
12. Grigoras, G. Processing of smart meters data for peak load estimation of consumers / G. Grigoras, F. Scarlatache // 9th International Symposium on Advanced Topics in Electrical Engineering (ATEE). – 2015. – P. 864–867. DOI: 10.1109/ATEE.2015.7133922
13. Thanchanok Teeraratkul. Shape-Based Approach to Household Electric Load Curve Clustering and Prediction / Thanchanok Teeraratkul, Daniel O'Neill, Sanjay Lall // IEEE Transactions on Smart Grid. – 2017. – Vol. 9, no. 5. – P. 5196–5206. DOI: 10.1109/TSG.2017.2683461
14. Shashank Singh. Smart Load Node for Non-smart Load Under Smart Grid Paradigm: A New Home Energy Management System / Shashank Singh, Amit Roy, M.P. Selvan // IEEE Consumer Electronics Magazine. – 2019. – Vol. 8, no. 2. – P. 22–27. DOI: 10.1109/MCE.2018.2880804
15. Hussein Swalehe. Intelligent Algorithm for Optimal Load Management in Smart Home Appliance Scheduling in Distribution System / Hussein Swalehe, Boonruang Marungsri // International Electrical Engineering Congress (IEECON). – 2018. – P. 1–4. DOI: 10.1109/IEECON.2018.8712166
16. Nisha Mohan. Demand Side Management for a Household Using Resource Scheduling / Nisha Mohan, T. P Imthias Ahamed, Jenifer Mariam Johnson // International CET Conference on Control, Communication, and Computing (IC4). – 2018. P. 1–5. DOI: 10.1109/CETIC4.2018.8530929
17. Andrea Garulli. Models and Techniques for Electric Load Forecasting in the Presence of Demand Response / Andrea Garulli, Simone Paoletti, Antonio Vicino // IEEE Transactions on Control Systems Technology. – 2014. – Vol. 23, no. 3. – P. 1087–1097. DOI: 10.1109/TCST.2014.2361807
18. The household energy consumer in a smart metering environment / Ioana Opreș, Sorina Costinaș, Cristina Ionescu, Daniela Nistoran // 9th International Symposium on Advanced Topics in Electrical Engineering (ATEE). – 2015. – P. 43–48. DOI: 10.1109/ATEE.2015.7133677
19. Analysis of power usage at household and proper energy management / Jangkyum Kim, Jaesob Han, Nakyoung Kim et al. // International Conference on Information and Communication Technology Convergence (ICTC). – 2018. – P. 450–456. DOI: 10.1109/ICTC.2018.8539459

20. Таваров, С.Ш. Целесообразность децентрализации компенсации реактивной мощности в электрической системе Республики Таджикистан / С.Ш. Таваров // Вестник Воронежского государственного технического университета. – 2018. – Т. 14, № 1. – С. 59–63.

21. Таваров, С.Ш. Удельное электропотребление бытового сектора с учётом температуры окружающего воздуха и территориального расположения Республики Таджикистан / С.Ш. Таваров // Промышленная энергетика. – 2019. – Т. 7, № 7. – С. 19–22.

22. Sidorov, A.I. Ensuring the Efficiency of Distribution Networks C. Dushanbe and Republic of Tajikistan / A.I. Sidorov, O.A. Khanzhina, S.S. Tavarov // International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (FarEastCon). – 2019. – P. 1–4. DOI: 10.1109/FarEastCon.2019.8934377

Таваров Саиджон Ширалиевич, канд. техн. наук, доцент кафедры «Безопасность жизнедеятельности», докторант, Южно-Уральский государственный университет, г. Челябинск; tavarovss@susu.ru, tabarovsaid@mail.ru.

Поступила в редакцию 27 марта 2020 г.

DOI: 10.14529/power200203

METHOD FOR PROJECTING HOUSEHOLD ELECTRICITY CONSUMPTION IN THE REPUBLIC OF TAJIKISTAN

S.Sh. Tavarov, tavarovss@susu.ru, tabarovsaid@mail.ru

South Ural State University, Chelyabinsk, Russian Federation

This paper presents analysis based on data of electricity consumption and urban grid conditions in Tajikistani cities in terms of electricity loss; it also invokes consumption breakdown by user groups standardized in Tajikistan for such analysis. The authors propose a method for projecting the electricity consumption and finding the average power at peak loads for households, which is further adjusted for local conditions in the Republic of Tajikistan. To derive the projection equation, the paper proposes a maximum load time coefficient, $\alpha_{max.load\ time}$, which depends on the location and climate/weather conditions of Tajikistan; as such, it may vary depending on the local conditions. The proposed electricity consumption projection method has been tested on a single feeder of the 110/35/6-kV Vostochnaya substation in Dushanbe. The paper shows how the location and the climate/weather conditions of Tajikistani cities affect the grid operations, in particular the 0.4-kV nodes.

Keywords: electricity consumption, households, projection method, factor conditions.

References

1. SP 256. 1325800.2016. *Elektrostanovki zhilykh i obshchestvennykh zdaniy. Pravila proektirovaniya i montazha* [Electrical installations of residential and public buildings design and installation rules]. Available at: <http://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293751/4293751598.htm> (accessed 11.07.2017).

2. RM-2696-01. [Temporary instructions for calculating the electrical loads of residential buildings]. Moscow, Standartinform Publ., 2001. 22 p. (in Russ.)

3. Sidorov A.I., Tavarov S.Sh. [Rationing of power consumption of the Republic of Tajikistan taking into account the climatic features of the region]. *Nauchno-tehnicheskii zhurnal "Energiya edinoy seti"* [Scientific and technical journal "Unified Network Energy"], 2019, vol. 3, no. 45, pp. 70–75. (in Russ.)

4. 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

5. Repkina, N.G. [Study of factors affecting the accuracy of forecasting daily energy consumption]. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedenii. Elektromekhanika* [News of Higher Educational Institutions. Electromechanics], 2015, no. 2, pp. 41–43. (in Russ.)

6. Zubakin V.A., Kovshov N.M. [Methods and models for analyzing the volatility of electricity consumption taking into account the cyclical and stochastic]. *Analiz, prognoz, upravlenie* [Analysis, Forecast, Management], 2015, no. 7 (15), pp. 6–12. (in Russ.)

7. Komornik S., Kalichets E. [Requirements for energy forecasting systems]. *Energo. Rynok* [Energy. Market.], 2008, no. 3, pp. 5–7. (in Russ.)
8. Makoklyuev B.I., Kostikov V. [Modeling of electrical loads of electric power systems]. *Elektrichestvo* [Electrical Technology Russia], 1994, no. 10, pp. 6–18. (in Russ.)
9. Makoklyuev B.I., Pavlikov V., Vladimirov A. [The influence of fluctuations of meteorological factors on the energy consumption of energy associations]. *Energetik* [Power Engineer], 2003, no. 6, pp. 11–23. (in Russ.)
10. Zakaria Yahia, Anup Pradhan. An optimal load schedule of household appliances with leveled load profile and consumer's preferences. *International Conference on the Domestic Use of Energy (DUE)*, 2018, pp. 1–7. DOI: 10.23919/DUE.2018.8384382
11. Zakaria Yahia, Pule Kholopane. A binary integer programming model for optimal load scheduling of household appliances with consumer's preferences. *International Conference on the Domestic Use of Energy (DUE)*, 2018, pp. 1–8. DOI: 10.23919/DUE.2018.8384382
12. Gheorghe Grigoras, Florina Scarlatache. Processing of smart meters data for peak load estimation of consumers. *9th International Symposium on Advanced Topics in Electrical Engineering (ATEE)*, 2015, pp. 864–867. DOI: 10.1109/ATEE.2015.7133922
13. Thanchanok Teeraratkul, Daniel O'Neill, Sanjay Lall. Shape-Based Approach to Household Electric Load Curve Clustering and Prediction. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2017, vol. 9, no. 5, pp. 5196–5206. DOI: 10.1109/TSG.2017.2683461
14. Shashank Singh, Amit Roy, M.P. Selvan. Smart Load Node for Nonsmart Load Under Smart Grid Paradigm: A New Home Energy Management System. *IEEE Consumer Electronics Magazine*, 2019 vol. 8, no. 2, pp. 22 – 27. DOI: 10.1109/MCE.2018.2880804
15. Hussein Swalehe, Boonruang Marungsri. Intelligent Algorithm for Optimal Load Management in Smart Home Appliance Scheduling in Distribution System. *International Electrical Engineering Congress (IEECON)*, 2018, pp. 1–4. DOI: 10.1109/IEECON.2018.8712166
16. Nisha Mohan, T. P Imthias Ahamed, Jenifer Mariam Johnson. Demand Side Management for a Household Using Resource Scheduling. *International CET Conference on Control, Communication, and Computing (IC4)*, 2018, pp. 1–5. DOI: 10.1109/CETIC4.2018.8530929
17. Andrea Garulli, Simone Paoletti, Antonio Vicino. Models and Techniques for Electric Load Forecasting in the Presence of Demand Response. *IEEE Transactions on Control Systems Technology*, 2014, vol. 23, no.3, pp. 1087–1097. DOI: 10.1109/TCST.2014.2361807
18. Ioana Opriş, Sorina Costinaş, Cristina Ionescu, Daniela Nistoran. The household energy consumer in a smart metering environment. *9th International Symposium on Advanced Topics in Electrical Engineering (ATEE)*, 2015, pp. 43–48. DOI: 10.1109/ATEE.2015.7133677
19. Jangkyum Kim, Jaesob Han, Nakyoung Kim, Minkyung Kim, Junkyun Choi. Analysis of power usage at household and proper energy management. *International Conference on Information and Communication Technology Convergence (ICTC)*, 2018, pp. 450–456. DOI: 10.1109/ICTC.2018.8539459
20. Tavarov S.Sh. [The expediency of decentralization of reactive power compensation in the electrical system Republic of Tajikistan]. *Vestnik Voronezhskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta* [Bulletin of the Voronezh State Technical University], 2018, vol. 14, no. 1, pp. 59–63. (in Russ.)
21. Tavarov S.Sh. [Specific electricity consumption of the household sector, taking into account the ambient temperature and the territorial location of the Republic of Tajikistan]. *Promyshlennaya energetika* [Industrial Energy], 2019, iss. 7, no. 7, pp. 19–22. (in Russ.)
22. Sidorov A.I.; Khanzhina O.A.; Tavarov S.S. Ensuring the Efficiency of Distribution Networks C. Dushanbe and Republic of Tajikistan. *International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (FarEastCon)*, 2019, pp. 1–4. DOI: 10.1109/FarEastCon.2019.8934377

Received 27 March 2020

ОБРАЗЕЦ ЦИТИРОВАНИЯ

Таваров, С.Ш. Метод прогнозирования электропотребления бытовыми потребителями в условиях Республики Таджикистан / С.Ш. Таваров // Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». – 2020. – Т. 20, № 2. – С. 28–35. DOI: 10.14529/power200203

FOR CITATION

Tavarov S.Sh. Method for Projecting Household Electricity Consumption in the Republic of Tajikistan. *Bulletin of the South Ural State University. Ser. Power Engineering*, 2020, vol. 20, no. 2, pp. 28–35. (in Russ.) DOI: 10.14529/power200203