

$$\overline{T}_1 = \frac{3,256}{7,3} = 0,445 \text{ руб/кВт·ч}$$

$$\overline{T}_2 = \frac{1,356}{3,42} = 0,395 \text{ руб/кВт·ч}$$

$$\overline{T}_3 = \frac{1,268}{3,42} = 0,37 \text{ руб/кВт·ч}$$

Подобные значения средних тарифов на покупку электроэнергии от ЭС и ряд других, хотя пока и ориентировочных данных могут послужить для более достоверных обоснований развития распределенной генерацией с применением ФЭС по мере увеличения объема ее развития и получения достоверных фактических данных как стоимостных, так и технико-экономических показателей.

ЛИТЕРАТУРА

1. Малащенко, М. П. О перспективах использования возобновляемых источников энергии с учетом ввода в эксплуатацию Белорусской АЭС / М. П. Малащенко // Энергоэффективность. – 2019. – № 1. – С. 2–4.
2. Крупнейшая в Беларуси солнечная электростанция появится в Чериковском районе. По информации ЗАО «Белзарубежстрой» и БЕЛТА // Энергоэффективность. – 2019. – № 1. – с. 11.
3. URL: <http://inaleks.bu/need-to-know/what-is-net-worked-solar-power-station.html> (дата обращения 23.02.2019).
4. Миненков, А. Курс – на использование возобновляемых источников энергии / А. Миненков, А. Котик // Энергоэффективность. – 2016. – № 6. – С. 11.

ПРИМЕНЕНИЕ ИНТЕРВАЛЬНО-ДИФФЕРЕНЦИРОВАННЫХ ТАРИФОВ НА ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ ЭНЕРГИЮ ПРИ КОСВЕННОМ УПРАВЛЕНИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИМИ НАГРУЗКАМИ

APPLICATION OF INTERVAL-DIFFERENTIATED TARIFFS ON ELECTRIC ENERGY AT INDIRECT ELECTRIC LOAD MANAGEMENT

**Е. П. Забелло, В. Л. Петрович,
E. Zabello, V. Petrovich**

*Белорусский государственный аграрный технический университет,
г. Минск, Республика Беларусь
rektorat@bsatu.by
Belarusian State Technical University, Minsk, Republic of Belarus*

Любое совершенствование тарифа на электрическую энергию связано с необходимостью иметь оперативную и достоверную информацию об электропотреблении, получение которой возможно с применением автоматизированных информационно-измерительных систем учета и контроля электроэнергии. С помощью таких систем возможно получение суточных графиков нагрузок любого потребителя, а на основе этих графиков и с учетом средств измерений, установленных в питающих и распределительных сетях, получение и суточного графика нагрузок энергосистемы. Анализ подобных суточных графиков показывает, что тенденция роста их неравномерности сохраняется, поэтому снижение пиковых нагрузок на контрольных интервалах (утренние, вечерние часы) остается острой проблемой и на ближайшую перспективу.

Any improvement in the electricity tariff is associated with the need to have prompt and reliable information on electricity consumption, which can be obtained using automated information and measurement systems for metering and control of electricity. With the help of such systems it is possible to obtain daily load schedules of any consumer, and on the basis of these schedules and taking into account the measuring instruments installed in the supply and distribution networks, obtaining and daily schedule loads of the power system. Analysis of such daily graphs shows that the trend of growth of their unevenness persists, and therefore the reduction of peak loads at the control intervals (morning, evening hours) remains an acute problem for the near future.

Ключевые слова: электрическая энергия, график нагрузок, средства измерения, тариф.

Keywords: electrical energy, load schedule, measuring instruments, tariff.

Известен ряд вариантов тарифных систем, например, система, основанная на курсовой калькуляции цены (ККЦ). В подобной системе оплата за электроэнергию осуществляется на основании текущей цены [1], для чего потребовалась повсеместная замена существующих средств измерения расходов энергии на электронные. В теории курсовой калькуляции цен различают три типа цен: пятиминутные, двадцатичетырехчасовые и предопределенные. Смысл тарифицирования в данном случае заключается в том, что электроэнергия, поступающая на рынок в разное время, имеет разную цену. Это условие было учтено еще в первые годы создания многоуровневых систем учета энергии в энергосистеме Советского Союза, а впоследствии оно стало неотъемлемой частью функции косвенного управления нагрузками с помощью дифференцированных тарифов, в том числе и интервально-дифференцированного, сущность которого изложена в [2]. В основе тарифа положена оценка несоответствия графика нагрузок потребителя графику нагрузок энергосистемы на всех временных интервалах, и прежде всего – суточных. В [2] приведена следующая формула расчета текущего значения тарифа T_z на электроэнергию, зависящего от его минимального (T_n), максимального (T_p) значения и коэффициента несоответствия формы графика нагрузок (ФГН) потребителя форме графика нагрузок энергосистемы (K_n):

$$T_z = T_n + \frac{(T_p - T_n)(1 - K_n)}{2}, \quad (1)$$

Из формулы (1) видно, что при $K_n = 1$ (все нагрузки потребителя приходятся на ночную зону) $T_z = T_n$, а при $K_n = -1$ (все нагрузки находятся в пиковой зоне) $T_z = T_p$. При любых других значениях K_n в пределах от -1 до 1 значение T_z будет находиться в пределах от T_n до T_p . При $K_n = 0$

$$T_z = \frac{T_p + T_n}{2}, \quad (2)$$

Таким образом, для потребителей, имеющих графики нагрузок идентичные по форме графику нагрузок энергосистемы, величина тарифа равна полусумме ночного и пикового тарифов.

Как следует из принципов формирования тарифа T_z , его можно использовать для косвенного управления электрическими нагрузками следующим образом:

- изначально рассчитываются значения тарифов для покрытия нагрузок в ночной зоне (минимальные нагрузки) и то же – в пиковых зонах 9 максимальные;
- на основании данных, получаемых с помощью автоматизированной системы энергоучета и контроля (АСКУЭ), формируется база данных по почасовым нагрузкам каждого дня, и строится суточный график нагрузок потребителя;
- в базу данных АСКУЭ потребителя заносится (в относительных единицах) суточный график нагрузок энергосистемы;
- выполняется расчет значений K_n по каждому часовому периоду;
- рассчитывается плата $\Pi_{\text{час}}$ по каждому часовому периоду и Π_{Σ} – в целом на суточном интервале.

На рис. 1 приведен алгоритм расчета платы за электропотребление по предложенному варианту. Этот алгоритм можно применять и в случае, когда рассматриваются взаимные перетоки по линиям различного напряжения, однако до нашего времени, хотя принципы формирования интервально-дифференцированного тарифа известны давно, тариф не получил широкого внедрения, не пройдя даже полноценной опытной проверки при условии односторонних перетоков. Переточные линии в двух направлениях начинают приобретать все большее распространение в связи с развитием распределенной генерации, когда ее источники, принадлежащие потребителю, могут работать в двух режимах: потребление энергии и ее отдача в энергосистему в случаях, когда это экономически выгодно обоим режимно взаимодействующим сторонам. В подобном случае необходима разработка гибких тарифов для обоих случаев перетока энергии, так как в режиме основного поставщика энергии – энергосистемы закупка электроэнергии у потребителей экономическими расчетами не обоснована, хотя собственная генерация приобретает все более широкое распространение.

На рис. 2 приведена блок-схема расчета платы за электропотребление в условиях наличия переточных линий. Согласно схеме, на первых этапах расчета вводятся массивы данных по абсолютным и относительным значениям потребления и генерации, усредненные на часовых интервалах мощностей со стороны поставщика ($P_{\text{эст}}^*$, $P_{\text{нт}}^*$) и потребителя ($P_{\text{эст}}^*$, $P_{\text{нт}}^*$) и массивы констант: суточный график нагрузок энергосистемы ($P_{\text{эс}}^*$), максимальные и минимальные тарифы, рассчитанные для энергосистемы (T_{n1} , T_{n2}) и потребителя (T_{n1} , T_{n2}) как поставщиков энергии. В модулях 5–10 блок-схемы проводятся соответствующие вычисления суммарных величин энергии с учетом направления ее перетоков ($W_{\text{нт}}$ – прямой и $W_{\text{по}}$ – обратный), относительных величин мощности также с учетом направления перетоков ($P_{\text{нт}}^*$, $P_{\text{по}}^*$) и величин генерируемой мощности ($P_{\text{эс1}}^*$, $P_{\text{эс2}}^*$). На заключительном этапе цикла выполняются расчеты платы ($\Pi_{\text{эс2}}$) за электроэнергию передающей стороне и принимающей стороне ($\Pi_{\text{эс1}}$) по формулам [3]:

$$\Pi_{\text{эс2}} = W_2 \left[T_{n1} + \frac{(T_{n1} - T_{n2})(1 - K_{n2})}{2} \right], \quad (3)$$

$$\Pi_{\text{эс1}} = W_1 \left[T_{n2} + \frac{(T_{n2} - T_{n1})(1 - K_{n1})}{2} \right], \quad (4)$$

где T_{n1} , T_{n2} – удельная плата, руб./кВт ч, рассчитанная для передающей стороны и включающая выработку и передачу энергии по линиям высокого напряжения; K_{n2} – рассчитанный на основании графиков нагрузок для ЭС1 и ЭС2 критерий; W_1 , W_2 – суммарное потребление электроэнергии в течение суток передающей и принимающей стороной, кВт ч.

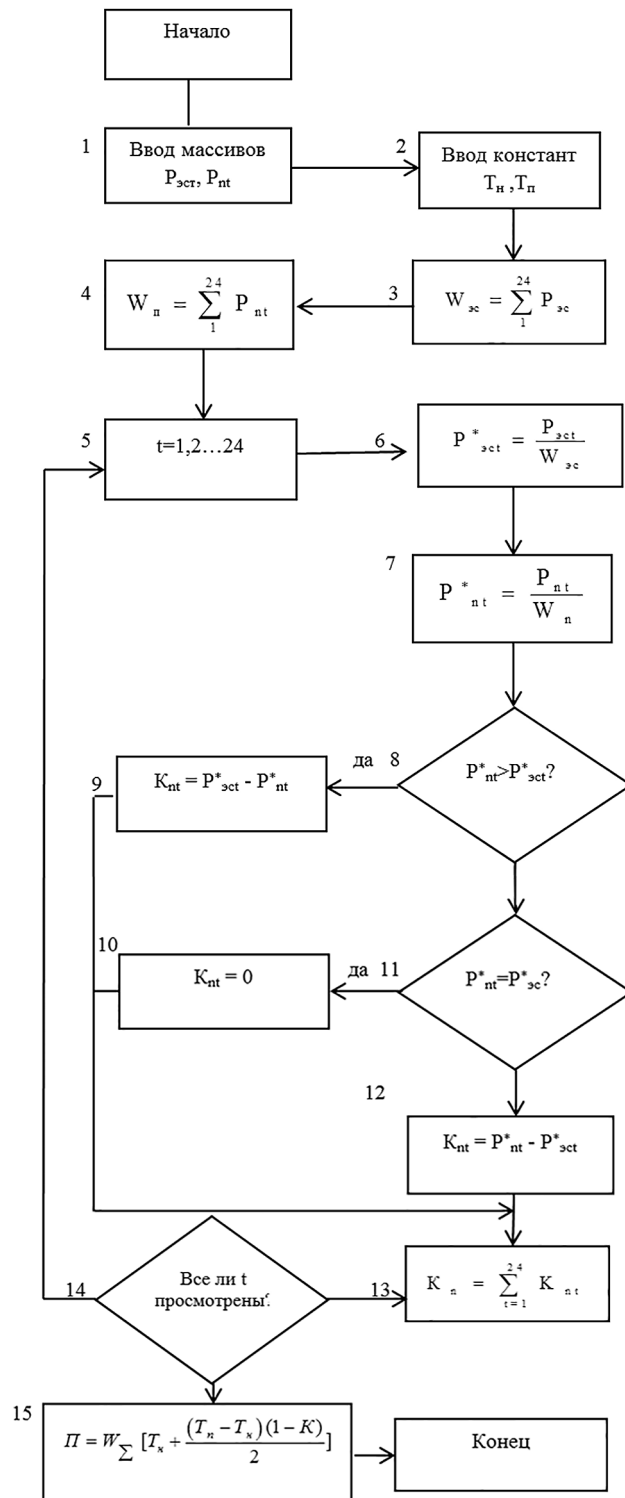


Рисунок 1 – Блок-схема расчета платы за электропотребление с учетом формы графика нагрузки потребителя

Как видно из (3) (4), при устойчивых значениях границ тарифов (от T_n до T_n) расчет платы за электропотребление обеими режимно взаимодействующими сторонами представляет простую задачу, так как переменными величинами будут только значения W – перетоков энергии в прямом и обратном направлении и значения критерия K_{n2} .

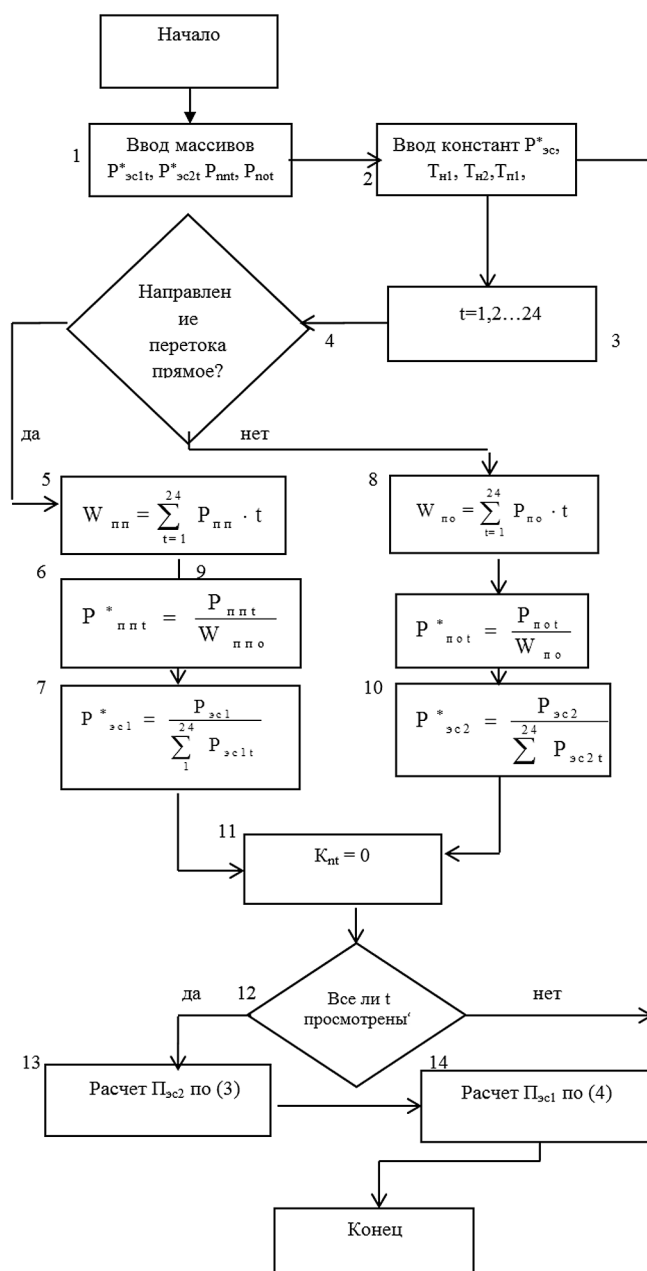


Рисунок 2 – Блок-схема расчета и платы за электропотребление в условиях наличия переточных линий

ЛИТЕРАТУРА

1. Ebbinghaus. K. Stromferbrauchs – Vebtechnik und Tarifstructur. Moglicheiter der Mikroelektronik // K. Ebbinghaus, R. Ruster, W. Werse. – Brenn – Stoff – Wärme – Kraft. – 1981. – No. 7/8. – P. 303–312.
2. Забелло, Е. П. О совершенствовании тарифов на электроэнергию / Е. П. Забелло // Промышленная энергетика. – 1985. № 5.
3. Забелло, Е. П. Автоматизированные системы контроля и учета энергоресурсов: учеб.-метод. пособие / Е. П. Забелло, В. А. Дайнеко, В. Г. Булах. – Минск: БГАТУ. – 2016. – 436 с.