ENGINEERING SCIENCES

д.т.н. Артюх С. Ф., к.т.н. Лазуренко А. П., Черкашина Г. И.

Национальный технический университет "Харьковский политехнический институт", Харьков, Украина

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ ОТ ВЫРАВНИВАНИЯ ГРАФИКА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ НАГРУЗКИ ЗА СЧЕТ БЫТОВЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ-РЕГУЛЯТОРОВ

В составе бытовых электрических приемников есть отдельный класс, который характеризуется возможностью управления ними без существенного дискомфорта для потребителей [1] с целью получения технического эффекта в виде выравнивания графика электрической нагрузки (ГЭН). Использование таких электрических приемников (ЭП) в качестве потребителей-регуляторов (ПР) для управления режимами энергетической системы требует экономического стимула для конечных потребителей электрической энергии (ЭЭ).

К классу бытовых потребителей-регуляторов относятся электрические водяные нагреватели накопительного типа (ЭВН НТ). Проведем оценку существующего ресурса этих устройств и их установленной мощности в Украине.

Согласно [2, 3, 4] с учетом того, что среднегодовой рост объемов продаж ЭВН НТ лежит в пределах от 10 до 15 % был построен график рис. 1

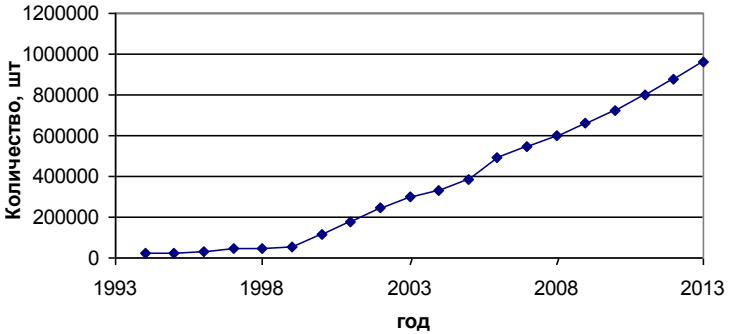

Рис.1 - Статистика продаж ЭВН НТ в Украине

Согласно [4] 50 % проданных водонагревателей предназначены для замены старых, 50 % – вновь установленные. Ссылаясь на исследования [2], наиболее распространенным типом проданных ЭВН НТ являются ЭВН объемом 50 литров. Мощность таких водонагревателей по данным производителей составляет 1,5 кВт, время нагрева 2 часа 30 минут. Таким образом, на конец 2013 года в Украине установленная мощность ЭВН НТ оценочно составляет 5500 МВт. Для сравнения, на сегодня установленная мощность гидравлических электрических станций Украины, которые традиционно предоставляют системные услуги «регулирования частоты» составляет 4700 МВт. Исходя из вышеизложенного, ЭВН НТ можно воспринимать як регулирующий ресурс на уровне энергетической системы Украины.

Формирование тарифа на электрическую энергию для бытовых потребителей

Сегодня тарифы на ЭЭ для населения являются дотационными. Согласно [5] розничный тариф на ЭЭ рассчитывается по следующему выражению:

$$T_{ij} = \frac{(Ц_P^{СЗ})}{(1-k_1)\cdot(1-k_2)} + T_j^{М} + T_i^{П}, \qquad (1)$$

где i – группа потребителей; j – класс напряжения распределительных сетей (РС); $Ц_P^{СЗ}$ – средняя оптовая цена закупки ЭЭ с оптового рынка ЭЭ на расчетный месяц (СОЗЦ); по расчетам Национальной комиссии, которая осуществляет государственное регулирование в сфере энергетики (НКРЭ) [6] удельный вес оптовой цены в розничном тарифе на ЭЭ составляет 80 %; k_j – экономические коэффициенты нормативных технологических потерь ЭЭ на ее передачу через РС соответствующего класса напряжения; $T_j^{М}$ – тариф на передачу ЭЭ РС j – го класса напряжения; $T_i^{П}$ – тариф на поставку ЭЭ i-му потребителю.

Проанализируем составляющие тарифа на ЭЭ для бытовых потребителей с точки зрения возможности их снижения за счет регулирования режимов работы энергетической системы (ЭС) со стороны конечного потребителя.

Средняя оптовая цена закупки ЭЭ с оптового рынка ЭЭ

СОЗЦ на ЭЭ отражает затраты производителя ЭЭ (закупка топлива для генерации ЭЭ, технологический процесс производства ЭЭ), прибыль генерирующих компаний, оплату работы и содержание системного оператора, оплату диспетчерских услуг. С точки зрения получения прибыли, в интересах генерирующих компаний как производителя товара произвести и продать как можно больше электрической энергии. Для производителя существенно не важно насколько режим генерации будет энергоэффективным, так как все затраты на производство ЭЭ возьмет на себя конечный потребитель. С другой стороны именно конечный потребитель своим спросом формирует режим работы генерирующих мощностей.

Рассмотрим составляющие СОЗЦ, величина которых непосредственно зависит от режимов потребления ЭЭ и технические характеристики, которыми они обусловлены.

СОЗЦ состоит из суммы цены на ЭЭ ТЭС ($Ц_{ТЭС}$), которая сложилась на энергетическом рынке и тарифа на ЭЭ ($Т_{ПРi}$) прочих источников генерации (АЭС, ГЭС, ВЭС и др.):

$$Ц_{Р}^{СЗ} = \sum_{i=1}^{n} K_{ПРi} \cdot Т_{ПРi} + K_{ТЭС} \cdot Ц_{ТЭС}, \qquad (2)$$

где $K_{ПРi}$, $K_{ТЭС}$ – весовые коэффициенты участия отдельных типов генерации в покрытии ГЭН.

Тариф на ЭЭ АЭС, ГЭС, ВЭС, СЭС и др. не зависит от режимов потребления ЭЭ – АЭС, исходя из принципа действия, могут поддерживать только постоянный режим; изменение режимов ГЭС, ВЭС, СЭС не вызывает дополнительных потерь, а следовательно денежных затрат на их компенсацию.

Оптовая цена закупки ЭЭ у ТЭС формируется на основании ценовых заявок производителей данного типа генерации согласно формулы [7]:

$$Ц_{Р}^{ОЗ} = \frac{\sum Д^{рм} + \sum Д^{э} + \sum Д^{мн} + \sum Д^{разгр}}{\sum Э^{фо}}, \qquad (3)$$

где $\sum Д^{рм}$ – плата за рабочую мощность блока (ПРМ); $\sum Д^{э}$ –

плата электростанции за отпущенную в Оптовый рынок ЭЭ (ПОЭЭ); $\sum Д^{мн}$ – плата за маневренность станции (ПМ); $\sum Д^{разгр}$ – плата за разгрузку ниже минимально допустимого состава оборудования станции (ПРМ); $\sum Э^{фо}$ – фактический отпуск ЭЭ станцией (ФОЭЭ).

Из выражения (3) видно, что кроме покрытия условно-постоянных затрат в цене учтены затраты связанные с энергетическими характеристиками оборудования и режимами выдачи энергии это:

1) ПМ, которая является функцией заявленного диапазона регулирования блока $Д^{мн} = f(\Delta P_{РЕГ})$, необходимость и величина которого вызвана неравномерностью потребления энергии во времени конечным потребителем. С технической точки зрения изменение мощности блоков приводит к дополнительным затратам топлива, дополнительным нагрузкам на оборудование блока в результате чего происходит его более интенсивный износ.

2) разгрузка по мощности ниже минимально допустимого состава оборудования станции необходима в случае возникновения несовместимого режима, который может наблюдаться в результате аварийных ситуаций в ЭС, а также в случае существенного несоответствия запланированного ГЭН фактическому. ПРМ является функцией соответствующей цены, которая отражает стоимость перерасхода топлива в таком режиме. Кроме того, такие режимы также приводят к более интенсивному износу оборудования станции.

3) ПРМ является функцией цены поддержания блоков в соответствующем состоянии. Если блок запланирован к пуску на следующие сутки, то плата также зависит от неравномерности ГЭН.

4) ПОЭЭ является функцией количества отпущенной ЭЭ с учетом коэффициента полезного отпуска блока.

Получение возможности управления бытовыми ПР с целью получения технического эффекта в виде выравнивания ГЭН приведет к получению экономического эффекта для производителя в виде снижения амортизационных отчислений на содержание оборудования и отсрочку необходимости его замены; для конечного потребителя – в виде снижения СОЗЦ за счет снижения ПМ, ПРМ, ПРМ, кроме аварийных случаев. По статистике [8] доля ПОЭЭ в структуре платежей ТЭС составляет $\approx 77\%$, доля ПМ – $\approx 10{,}5\%$, доля ПРМ – $\approx 9{,}5\%$, суммарная доля остальных составляющих – $\approx 3\%$. Следовательно, максимальное снижение СОЗЦ при условии

полностью выровненного ГЭН может составить 20 %.

Тариф на ЭЭ от АЭС формирует и утверждает НКРЭ. На период с 01.02.2014 р. по 10.02.2014 р. он составлял 23,215 коп./$кВт \cdot час$ [8]. За этот же период средняя цена продажи ЭЭ в ОРЕ ТЭС составила 59,123 коп./$кВт \cdot час$ [8].

Таким образом, получение возможности управления бытовыми ПР приведет к получению экономического эффекта для производителя с минимальной себестоимостью (АЭС) в виде увеличения отпускаемой ЭЭ и как следствие увеличение прибыли; для конечного потребителя – снижение СОЗЦ за счет увеличения весового коэффициента участия в покрытии ГЭН АЭС на величину $\Delta Ц_{Р}^{ОЗ} = \frac{\Delta Е_{АЭС} \cdot (Ц_{ТЭЦ} - Т_{АЭС})}{Э}$ где $\Delta Е_{АЭС}$ – увеличение выработки ЭЭ АЭС, $Э$ – общий объем выработки ЭЭ.

Для увеличения доли генерации ЭЭ АЭС необходимо увеличить постоянную составляющую ГЭН ЭС, что связано с низкой способностью маневрирования АЭС, а также обеспечить дополнительный резерв «регулирующих мощностей», необходимый для поддержания безопасного режима работы АЭС. Традиционно, системные услуги «регулирования» предоставляются ГАЭС, ГЭС, ГТУ, ПГУ. Современный ресурс бытовых ПР при получении возможности централизованного управления им со стороны энергетической системы может также предоставлять такие услуги.

Экономические коэффициенты нормативных технологических потерь

Экономические коэффициенты нормативных технологических потерь (ЭКНТП) ЭЭ ($К_j$) на соответствующих классах напряжения (j) отражают часть нормативных технологических потерь (НТП) ЭЭ потерь ($\sum \Delta Э_j$), которая определяется за расчетный период на j-м классе напряжения, в объеме сальдового поступления ЭЭ на j-м классе напряжения ($Э_j^{(Э)}$):

$$К_j = \frac{\sum \Delta Э_j}{Э_j^{(Э)}}. \quad (4)$$

Таким образом, и на уровне передачи энергоснабжающие компании напрямую не заинтересованы в снижении технологических потерь ЭЭ исходя из того, что стоимость потерь заложена в тарифе, по которому оплачивает ЭЭ конечный потребитель. Прибыль ЭК обеспечивается за счет тарифа на передачу ЭЭ и тарифа на поставку ЭЭ, что обуславливает заинтересованность в увеличении потребления ЭЭ конечным потребителем. В связи с этим, выделим составляющие, которые зависят от режимов потребления ЭЭ, что даст возможность выявить технико-экономический эффект от управления на уровне передачи ЭЭ.

НТП состоят из переменных расчетных потерь (ПРП) ЭЭ в линиях электропередач (ЛЭП) и трансформаторах; условно-постоянных расчетных потерь ЭЭ в трансформаторах и расчетных потерь в других элементах РС.

ПРП ($\Delta A_{\Pi j}$) на j-м классе напряжения напрямую зависят от характеристик режимов потребления ЭЭ, а именно от неравномерности ГЭН, которая учитывается дисперсионным коэффициентом (d_j), несимметрии распределения токов по фазным проводам системы, которая учитывается соответствующим коэффициентом и рассчитываются по формуле[9]:

$$\Delta A_{\Pi j} = \frac{(R_{ЭЛj} + R_{ЭТj}) \cdot (A_j)^2 \cdot d_j \cdot k_{Hj}}{1{,}05 \cdot U_{Hj}^2 \cdot T_p} \cdot (1 + tg^2(\varphi_j)), \qquad (5)$$

где T_P – количество часов в расчетном периоде; $R_{ЭЛj}, R_{ЭТj}$ – эквивалентные сопротивления соответственно ЛЭП и трансформаторов j-го класса напряжения; A_j – суммарный переток ЭЭ по ЛЕП и трансформаторам j-го класса напряжения; $tg(\varphi_j)$ – коэффициент реактивной мощности; U_{Hj} – номинальное напряжение j-го класса напряжения.

Также потери зависят от характеристик элементов системы электроснабжения (сопротивление) и энергопотребляющего оборудования (активная, реактивная). Запишем (5) выделив составляющие, которые непосредственно зависят от режима потребления ЭЭ.

$$\Delta A_{\sum j} = d_j \cdot k_{Hj} \cdot \Delta A_{Rj} . \quad (6)$$

$$\Delta A_{Rj} = \frac{(R_{ЭЛj} + R_{ЭТj}) \cdot (A_j)^2}{1{,}05 \cdot U_{Hj}^2 \cdot T_p} \cdot (1 + tg^2(\varphi_j)) . \quad (7)$$

Суммарное значение ПРП ЭЭ на j-м уровне напряжения можно записать как:

$$\Delta A_{\sum j} = d_j \cdot k_{Hj} \cdot \Delta A_{Rj} . \quad (8)$$

$$\Delta A_{Rj} = \frac{(R_{ЭЛj} + R_{ЭТj}) \cdot (A_j)^2}{1{,}05 \cdot U_{Hj}^2 \cdot T_p} \cdot (1 + tg^2(\varphi_j)) . \quad (9)$$

Получение возможности управления бытовыми ПР с целью получения технического эффекта в виде уменьшения потерь ЭЭ в элементах системы электроснабжения, за счет выравнивания ГЭН, приведет к получению экономического эффекта для энергокомпаний в виде увеличения прибыли за счет уменьшения реальных затрат на технологические потери, при условии сохранения тарифа на одном уровне, отсрочки необходимости затрат на замену элементов системы электроснабжения по причине интенсивного их износа и увеличения потребляемой мощности конечного потребителя; для конечного потребителя – снижение цены за счет снижения ЭКНТП ЭЭ на передачу, а именно $\Delta k_j = \frac{\Delta A_{Rj} \cdot \Delta d_j \cdot \Delta k_{Hj}}{\sum A_j}$, $\Delta d_j = d_{j1} - d_{j2}$, $\Delta k_{Hj} = k_{Hj1} - k_{Hj2}$, где d_{j1}, k_{Hj1}, d_{j2}, k_{Hj2} – значения дисперсионного коэффициента и коэффициента несимметрии соответственно до и после выравнивания; уменьшение платы за ЭЭ за счет использования «зонных» тарифов.

Тариф на ЭЭ для конечных потребителей, в составе которых имеются ПР, может иметь вид:

$$T_{ij\,ПР} = \frac{(Ц_P^{СЗ} - \Delta Ц_P^{СЗ})}{(1 - (k_1 - \Delta k_1) \cdot (k_2 - \Delta k_2))} + T_j^M + T_i^П ; \quad (10)$$

$$\Delta Ц_P^{СЗ} = \Delta Ц_{P1}^{СЗ} - \Delta Ц_{P2}^{СЗ} ,$$

где $Ц_{P1}^{СЗ}$, $Ц_{P2}^{СЗ}$ – СОЗЦ ЭЭ с оптового рынка ЭЭ (ОРЭ) на расчетный месяц до и после выравнивания.

Определить степень влияния работы конкретного бытового ПР на режимы работы генерирующих источников, а, следовательно, и размер платы за «режимные» услуги, является сложной многокритериальной задачей. В данной работе эффект от выравнивания ГЭН за счет бытовых ПР на уровне генерации предлагается распределить равномерно для всех участников процесса генерации, передачи и потребления ЭЭ. Что касается оплаты услуг «регулирования» конечных потребителей ЭЭ, то целью дальнейших исследований является разработка методики определения платы бытовым ПР на уровне передачи ЭЭ.

Общий технико-экономический эффект на уровне генерации от выравнивания ГЭН за счет бытовых ПР определим на примере суток 04.02.2014 г., с учетом использования всего потенциала бытовых ПР, который приведен на рис. 1. Количественную оценку эффекта получим за счет:

1) уменьшения ПМ блоков ТЭС. За сутки 04.02.2014 г. коэффициент заполнения графика необходимого покрытия $k_з$ составил 0,824 [8], количество отпущенной ЭЭ ТЭС – 230036,4 МВт·час, средняя цена продажи ЭЭ в ОРЭ ТЭС – 591,23 грн/МВт·час [8]. При использовании ресурса бытовых ЭВН НТ в качестве ПР можно получить значение коэффициента заполнения 0,877. Стоимость выработанной ЭЭ составила до выравнивания 136004,421 тыс. грн., после выравнивания может составить – 129386,578 грн. Разность – 6617,843 тыс. грн. или 4,87 %. Экономия в оплате за ЭЭ, потребленную ЭВН НТ составит 0,475 грн/кВт·час.

2) увеличение доли генерации ЭЭ АЭС. Количество выработанной ЭЭ АЭС за сутки 04.02.2014 г. составило 264050,9 МВт·час, средняя цена продажи ЭЭ в ОРЕ АЭС – 232,15 грн./МВт·час [8]. Таким образом, стоимость ЭЭ, которая была выработана на АЭС – 61299,416 тыс. грн. При использовании ресурса бытовых ПР долю вырабатываемой ЭЭ на АЭС можно увеличить на 9,1 %, т.е. на 24028,632 МВт·час. Уменьшение стоимости ЭЭ составит 8628,2 тыс. грн. Экономия в оплате за ЭЭ, потребленную ЭВН НТ составит 0,619 грн/кВт·час.

ВЫВОД

Управление бытовыми ПР может дать положительный технико-экономический эффект для энергетической системы в виде снижения потерь ЭЭ в элементах системы электроснабжения, повышения энергоэффективности режимов работы оборудования источников генерации, уменьшения износа оборудования блоков станций, увеличение доли генерации ЭЭ АЕС. С другой стороны, опираясь на механизм тарифообразования, энергосистема может поделиться полученной экономией с конечным потребителем в виде скидок к основному тарифу на ЭЭ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Лазуренко А.П., Лисичкина Д.С., Черкашина Г.И. Новый подход к классификации потребителей электрической энергии // Матеріали міжнародної науково-технічної конференції «Новітні технології в електроенергетиці». Харків: ХНАГХ, 2008.-97 с;
2. http://www.amina.biz Обзор и анализ рынка ЭВН в Украине;
3. http://www.bronepol.ru Бытовые ЭВН, рынок ЭВН на Украине, продажа бытовых ЭВН;
4. http://www.vira.ru Обзор рынка ЭВН;
5. Постанова КМУ №869 від 1 червня 2011 р. Про забезпечення єдиного підходу до формування тарифів на житлово-комунальні послуги;
6. http://www.nerc.gov.ua;
7. Правила Оптового ринку електричної енергії України затверджені Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики № 1028 09.08.2012 «Про погодження рішення Ради Оптового ринку електричної енергії України від 28.05.2012 (підпункт 5.9 протоколу N 8)»;
8. http://www.er.energy.gov.ua;
9. Методика складання структури балансу електроенергії в електричних мережах 0,38-150 кВ, аналіз його складових і нормування технологічних витрат електроенергії.