

именно такой вариант рассмотрен в данном случае, то после полной разрядки НЭ в часы утреннего пика нагрузки энергосистемы осуществляется его зарядка в часы полупиковых нагрузок (днём), когда тариф на покупку энергии также ниже максимального ( $T=T_{min2}$ , блок 8). После второй зарядки накопитель энергии включается под нагрузку в момент времени,  $T=T_{max2}$ , то есть в момент начала вечернего максимума нагрузки энергосистемы. К моменту окончания максимума, т.е. через 2–3 часа накопитель энергии разрядится и на этом суточный цикл его работа завершается.

Так как зона утреннего пика энергии, в которой величина тарифа приближённо в 3 раза выше ночного, составляет 2–3 часа, разрядка накопителя энергии обеспечивается полностью, когда мощность накопителя энергии ниже пиковой нагрузки потребителя. Так как именно такой вариант рассмотрен в данном случае, то после полной разрядки НЭ в часы утреннего пика нагрузки энергосистемы осуществляется его зарядка в часы полупиковых нагрузок (днём), когда тариф на покупку энергии также ниже максимального ( $T=T_{min2}$ , блок 8). После второй зарядки накопитель энергии включается под нагрузку в момент времени,  $T=T_{max2}$ , то есть в момент начала вечернего максимума нагрузки энергосистемы.

К моменту окончания максимума, т.е. через 2–3 часа накопитель энергии разрядится и на этом суточный цикл его работа завершается.

#### Список использованных источников

1. Забелло, Е.П. Режим потребления электрической энергии предприятиями АПК при наличии распределенной генерации / Е.П. Забелло, В.А. Дайнеко, Е.М. Прищепова // Энергетика и ТЭК. 2016. № 11. С. 44–48.

**Забелло Е.П., д.т.н., профессор,  
Базулина Т.Г., ст. преподаватель  
УО «Белорусский государственный аграрный технический  
университет», Минск, Республика Беларусь  
ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ  
СУТОЧНОГО УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМОМ РАБОТЫ  
НАКОПИТЕЛЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ**

Предприятия агропромышленного комплекса в условиях упрощенных тарифов на электрическую энергию, не стимулирующих

перенос части нагрузок из пиковых зон в непиковые, ранее практически не занимались вопросами совершенствования режимов электропотребления, хотя их доля в общем объеме электропотребления довольно значительная (более 10 % от суммарного по республике). Появление в последнее время в значительных и всё возрастающих объемах собственных энергоисточников в виде блок-станций на традиционном топливе, а также биогазовых, фотоэлектрических, ветроэлектростанций заставили потребителей агропромышленного комплекса существенным образом поменять подходы к режимным вопросам, тем более что вместе с ростом объемов электропотребления возросли и требования к надежности электроснабжения потребителей.

Рассмотрим случай, когда накопитель энергии включен в состав электрохозяйства потребителя. Тогда реализуется вполне понятный и обоснованный вариант схемы электроснабжения, согласно которому потребитель в соответствии с рассчитанным режимом с учетом своего графика нагрузки получает энергию от энергосистемы, и/или фотоэлектрической станции (ФЭС), ветроэлектростанции (ВЭС), биогазовой установки (БГУ). Накопитель энергии рассматривается как дополнительная, но управляемая нагрузка, поскольку он включается на зарядку в провалы нагрузки энергосистемы, т.е. в основном в ночные часы и при необходимости – часы полупиковых нагрузок. В часы пиковых нагрузок энергия от НЭ замещает потребителю энергию, покупаемую в энергосистеме, тем самым снижая в ней пиковую нагрузку на некоторую величину. Так как блоки ФЭС, ВЭС и БГУ имеют связь с энергосистемой, то реализуются и варианты передачи энергии в энергосистему в целях или заполнения провалов нагрузки, или покрытия ее пиков. Разумеется, в таких случаях перетоки энергии должны быть односторонними, то есть при токах от ФЭС, ВЭС и БГУ в энергосистему переток из энергосистемы должен отсутствовать и наоборот.

Рассмотрим в упрощённом варианте технико-экономическое обоснование использования накопителя энергии в данном случае на основании следующих исходных данных:  $T_{min} = T_H = 0,2$  руб/кВтч для зоны минимальных (ночных) нагрузок;  $T_{max} = T_{II} = 0,6$  руб/кВтч для зоны максимальных (пиковых) нагрузок;  $T_{III} = 0,4$  руб/кВтч для зоны дневных (полупиковых) нагрузок;  $P_{H3}$  – суммарная мощность

накопителя энергии, кВт,  $W_3$  – объем накопленной энергии за одну зарядку, кВтч.

Расчетные формулы для определения экономии платы  $\Delta\Pi$  в результате увеличения объема покупки энергии в энергосистеме на зарядку НЭ в часы с низкими тарифами и сокращения объема покупки в часы пиковых нагрузок по высокому тарифу в течение суток и года имеют следующий вид

$$\Delta\Pi_{\text{сут}} = W_3(T_{\text{п}} - T_{\text{н}}) + W_3(T_{\text{п}} - T_{\text{пп}}), \quad (1)$$

$$\Delta\Pi_{\text{год}} = \sum_{i=1}^t \Delta\Pi_{\text{сут}i}, \quad (2)$$

где  $t$  – число дней в году, в течение которых накопитель энергии использовался.

Как видно из формул (1) и (2) полагается, что в течение суток совершаются два цикла зарядки-разрядки накопителя энергии, как и представлено на блок-схеме алгоритма (см. рис.2). Значение  $t$  – это число дней в пределах года, в течение которых накопитель энергии использовался, может быть различным в зависимости от режима работы потребителя в течение года.

Используя расчётные формулы (1) и (2), определим размер снижения величины платы за электроэнергию, потребляемую из энергосистемы в течение суток и года при условии, что  $W_3=200$  кВтч,  $t=300$  дней:

$$\Delta\Pi_{\text{сут}} = 200(0,6-0,2) + 200(0,6-0,4) = 120 \text{ руб.}$$

$$\Delta\Pi_{\text{год}} = 120 \cdot 300 = 36000 \text{ руб.}$$

Учитывая удельную стоимость мощности накопителя, приведенную, например, в [1], можно рассчитывать на то, что за счёт экономии годовой оплаты энергосистеме в течение года потребитель может приобрести модули накопителя энергии мощностью  $\Delta\Pi_{\text{год}}$ :  $Z_{\text{уд}} = 36000 : 1500 = 24$  кВт.

Модули подобной мощности может накопить за одну зарядку до 70 кВтч энергии и, таким образом, можно полагать, что при принятом в примере значении  $W_3$  (200 кВтч) обеспечивается окупаемость накопителя энергии в течение трёх-четырёх лет, если учесть дополнительные затраты на монтаж и наладку коммутационной аппаратуры и защит.

## Список использованных источников

1. Молочко, А.Ф. Оценка возможности использования новых типов электроаккумуляторов для регулирования нагрузки энергосистемы / А. Ф. Молочко, Ф. И. Молочко // Энергетическая стратегия. 2017. № 3. С. 20–21.

**Иванов Д.М., ст. преподаватель**  
**УО «Белорусский государственный аграрный технический университет», Минск, Республика Беларусь**  
**ЭЛЕКТРОМАГНИТНАЯ СОВМЕСТИМОСТЬ**  
**ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ЧАСТОТНО-РЕГУЛИРУЕМОГО**  
**АСИНХРОННОГО ЭЛЕКТРОПРИВОДА**

В последние годы с развитием силовой электроники и микропроцессорной техники в промышленности всё чаще используется частотно-регулируемый асинхронный электропривод (ЧРАЭП). Такое широкое его применение обоснованно, ведь замена морально устаревших электроприводов на ЧРАЭП позволяет повысить энергетические и динамические показатели, повысить надёжность и снизить аварийность электрооборудования за счёт устранения ударных пусковых токов, значительно упрощается процесс автоматизации и это только небольшая часть преимуществ.

Наряду с достоинствами силовые полупроводниковые преобразователи обладают таким существенным недостатком, как ухудшение электромагнитной обстановки: засорение питающей сети высшими гармониками тока. Конечно, преобразователь частоты (ПЧ) является только частью системы ЧРАЭП, но вместе с асинхронным электродвигателем (АД), и такими компонентами, как магнитные контакторы, реле и т.п. он является одним из самых сильных источников электромагнитных помех. Следует учитывать, что сам ПЧ является прибором, чувствительным к электромагнитным помехам. К настоящему времени нормативная база, регламентирующая нормы электромагнитной совместимости (ЭМС) на территории Республики Беларусь, приведена в соответствии с рекомендациями МЭК. ГОСТы в области ЭМС можно разделить на три группы [1]:

1) стандарты, накладывающие ограничения на низкочастотные помехи, передаваемые от источника ЭМС в питающую сеть;