ISSN 2411-3336; e-ISSN 2541-9404

ЗАПИСКИ ГОРНОГО ИНСТИТУТА

Journal of Mining Institute

Сайт журнала: pmi.spmi.ru




*Научная статья* *Энергетика*

# Формирование отраслевой методики расчета параметров системы накопления электроэнергии для объектов газовой промышленности

**И.С.Токарев**

*Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, Санкт-Петербург, Россия*

***Как цитировать эту статью*:** Токарев И.С. Формирование отраслевой методики расчета параметров системы накопления электроэнергии для объектов газовой промышленности // Записки Горного института. 2025. Т. 272. № 16516. С. 171-180. EDN UIZSOQ

***Аннотация***

Рассматривается вопрос определения основных параметров систем накопления электроэнергии – мощности и энергоемкости, определение которых является принципиально важной задачей при внедрении подобных устройств в системы электроснабжения предприятий как по техническим (технологическим), так и по экономическим причинам. В работе анализируются задачи, решение которых возможно путем установки систем накопления электроэнергии на объектах газовой промышленности. Сформирована отраслевая методика расчета параметров системы накопления электроэнергии на базе традиционной методики и методики, направленной на минимизацию нормированной стоимости электроэнергии с адаптацией к условиям газовой отрасли. Отличительной чертой представленной методики является возможность определения мощности и энергоемкости систем накопления электроэнергии при выполнении нескольких функций. Методика апробирована на типовом объекте газовой промышленности – компрессорной станции «Ярынская» ООО «Газпром трансгаз Ухта», характерной чертой которого является автономная система электроснабжения. Приводится пример расчета нормированной стоимости накопления электроэнергии с помощью усовершенствованного показателя LCOS, учитывающего влияние изменения коэффициента заполнения графика электрических нагрузок на величину потребления газа электростанцией собственных нужд. Для подтверждения экономической эффективности внедрения систем накопления электроэнергии, рассчитанной по приведенной методике, представлены вычисления интегрального эффекта, чистого дисконтированного дохода и индекса эффективности.

***Ключевые слова***

система накопления электроэнергии; автономная система электроснабжения; регулирование электрической нагрузки; замещение горячего резерва; нормированная стоимость электроэнергии; газовая отрасль

***Поступила: 12.06.2024*** ***Принята: 18.07.2024*** ***Онлайн: 26.07.2024*** ***Опубликована: 25.04.2025***

## Введение

Одной из основных проблем энергообеспечения автономных объектов и технологических комплексов в газовой промышленности является недостаточный уровень технико-экономической эффективности систем автономного электроснабжения [1], связанный с необходимостью одновременного обеспечения надежности и бесперебойности электроснабжения, устойчивости и экономичности работы источников электрической энергии, особенно в случаях создания систем для электроснабжения далеко разнесенных друг от друга потребителей или потребителей, имеющих резкопеременный график электрических нагрузок (в соответствии с Концепцией развития энергоснабжения производственных объектов ПАО «Газпром» на период до 2030 г.).

Решением указанной проблемы может являться применение системы накопления электрической энергии (СНЭЭ). Развитие технологий накопления электроэнергии позволяет всерьез рассматривать данные устройства в качестве основного элемента систем электроснабжения [2-4]. Отличительной чертой систем накопления электроэнергии, стимулирующей их повсеместное внедрение, является возможность выполнения одним устройством нескольких функций [5]. Даже без учета функциональных особенностей СНЭЭ при интеграции возобновляемых источников электроэнергии (ВИЭ) [6-8] применение данных устройств в централизованных и автономных системах позволяет следующее:

• уменьшить плату за установленную мощность за счет покрытия пиков нагрузки средствами СНЭЭ;



Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

© И.С.Токарев, 2024

• уменьшить капитальные вложения в создание и эксплуатационные затраты для электростанций собственных нужд за счет уменьшения количества работающих агрегатов и покрытия пиковой нагрузки средствами СНЭЭ;

• повысить бесперебойность электроснабжения и качество электроэнергии;

• снизить затраты на обеспечение требуемого уровня категорийности путем исключения нагруженного (вращающегося) резерва по электроагрегатам и его замены средствами СНЭЭ;

• снизить негативное влияние резкопеременной нагрузки на приводные двигатели электростанций за счет покрытия переменной части нагрузки средствами СНЭЭ.

При рассмотрении СНЭЭ в качестве основного элемента системы электроснабжения необходимо рассчитать ее физические параметры: номинальную энергоемкость, номинальную мощность, предельное количество полных циклов заряд/разряд, характеристику зависимости предельного числа циклов заряд/разряд от их глубины, КПД, постоянную саморазряда, удельную энергоемкость и др. При этом, учитывая широкий функционал систем накопления электроэнергии, определение ее параметров становится трудоемким, поскольку сводится к многокритериальной оптимизации, когда приходится одновременно рассматривать набор из нескольких несоизмеримых, противоречивых целевых функций [9-11].

Несмотря на активные работы по определению критериев, оказывающих наибольшее влияние на выбор параметров СНЭЭ, в настоящее время не существует единой установленной методики расчета основных параметров СНЭЭ – мощности и энергоемкости. Так, в работах [12-14] методики разработаны, исходя из особенностей функционирования систем электроснабжения с ВИЭ; в статье [15] методика направлена на расчет параметров СНЭЭ для применения в микросетях. В источнике [16] в основе методики лежат эмпирические выражения, направленные на определение энергоемкости накопителя электроэнергии для рекуперации энергии тягового подвижного состава. В статье [17] описывается методика расчета оптимальных параметров СНЭЭ, исходя из доступной мощности технологического присоединения, и дополняется критерием поддержания определенного напряжения в наиболее загруженном узле сети. В источнике [18] параметры систем накопления электроэнергии предлагается рассчитывать с использованием линейной фильтрации, которая заключается в анализе гармонического состава нагрузочных диаграмм генерирующих агрегатов и определении тех гармоник, что подлежат подавлению. В статье [19] приводится альтернативная методика выбора параметров СНЭЭ по условиям ограничения глубины провалов напряжения.

Применение указанных методик для решения задач в газовой отрасли весьма затруднительно, поскольку они либо ориентированы на другую отрасль и практически не подлежат адаптации, либо нацелены на решение только одной задачи, что, в свою очередь, сказывается на окончательном эффекте от внедрения СНЭЭ. Поэтому целью данного исследования является обобщение и формирование универсальной методики определения основных параметров СНЭЭ для объектов газовой отрасли с автономной системой электроснабжения [20-22].

**Методы**

Для формирования методики определения параметров СНЭЭ сформулированы перспективные задачи для автономных систем электроснабжения газовой отрасли – замещение вращающегося резерва электростанции собственных нужд и обеспечение стабильной работы или изменение установленной мощности генерирующих агрегатов за счет выравнивания графиков электрических нагрузок.

Применение систем накопления электроэнергии позволит сократить расходы на поддержание агрегата в работающем состоянии, что в свою очередь сократит расход топлива и увеличит межсервисный интервал. Также предполагается обеспечение более равномерной загрузки электроагрегатов с накапливанием энергии в часы наименьшего потребления и отдачей энергии в часы наибольшего потребления. При необходимости возможно уменьшение мощности технологического присоединения к внешней энергосистеме за счет снижения потребления от нее в пиковые часы [23, 24].

С учетом выявленных задач и анализа уже разработанных методик расчета параметров СНЭЭ наиболее подходящими являются традиционная (классическая) методика [25] и методика, направленная на минимизацию нормированной стоимости электроэнергии [26]. Однако они требуют дополнительной адаптации к особенностям газовой отрасли.

Традиционная методика расчета отличается простотой, но не учитывает экономическую составляющую внедрения подобных систем, в расчетах фигурируют только технические и технологические аспекты. Согласно адаптированной традиционной методике, мощность СНЭЭ определяется из нескольких составляющих:


Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

*Записки Горного института.* 2025. Т. 272. С. 171-180
© И.С.Токарев, 2024

• Мощность, требуемая для покрытия мощности генерации при аварийном отключении одного из генераторов, которая рассчитывается путем определения мощности замещаемого агрегата вращающегося резерва, равной произведению установленной мощности генерирующего агрегата на коэффициент загрузки (без учета дерейтинга):

$$P_{\text{СНЭЭ}} = P_{\text{агр}} k_{\text{заг}}, \quad (1)$$

где $P_{\text{агр}}$ – расчетная мощность заменяемого агрегата, кВт; $k_{\text{заг}}$ – коэффициент загрузки агрегата, отн. ед.

Коэффициент загрузки агрегата зависит от количества работающих агрегатов и определяется внутренними нормативными документами, например СТО Газпром 2-6.2-208-2008, СТО Газпром 2-6.2-1028-2015.

• Мощность, требуемая для равномерной загрузки электроагрегатов. Необходимость ограничения потребляемой нагрузкой мощности имеет технические и организационные условия, связанные с количеством работающих электроагрегатов.

На рис.1, *а* в качестве примера представлен график нагрузки. Пусть требуется, чтобы мощность для питания нагрузки, получаемая от электроагрегатов, не превышала предельного значения $P_{\text{пред}}$, определяемого количеством работающих установок. Красным цветом обозначена область, в которой нагрузка превышает предельную мощность. Обеспечить устранение этого небаланса и призвана СНЭЭ.

На рис.1, *б* приведен тот же график нагрузки с установленной СНЭЭ. При превышении мощностью нагрузки предельной мощности система накопления энергии переходит в режим выдачи электроэнергии (разряда) и обеспечивает устранение небаланса. В этом случае расчетная мощность СНЭЭ должна соответствовать следующему неравенству:

$$P_{\text{СНЭЭ}} \geq P_{\text{max наг}} - P_{\text{пред}},$$

где $P_{\text{max наг}}$ – максимальная мощность нагрузки, кВт.

Потребление электроэнергии СНЭЭ (заряд) происходит в периоды, когда мощность нагрузки не превышает предельной – на рис.1, *б* такие области показаны зеленым цветом. В данном случае суммарная площадь зон заряда должна быть больше площади зон разряда в $\eta^2$ раз для обеспечения баланса энергии на заданном промежутке времени (η – эквивалентный КПД элементов СНЭЭ – согласующего трансформатора, фильтра и инвертора, согласно ГОСТ Р 58092.2.1-2020, ГОСТ Р 58092.3.1-2020).

Также для более точного определения расчетной мощности СНЭЭ необходимо учесть коэффициент запаса, установленный требованиями объекта:

$$P_{\text{СНЭЭ}} \geq \left| P_{\text{max наг}} - P_{\text{пред}} \right| k_{\text{зап}}, \quad (2)$$

где $k_{\text{зап}}$ – коэффициент запаса, отн. ед. (определяется нормативными документами); если требований по наличию запаса нет, то $k_{\text{зап}} = 1$.

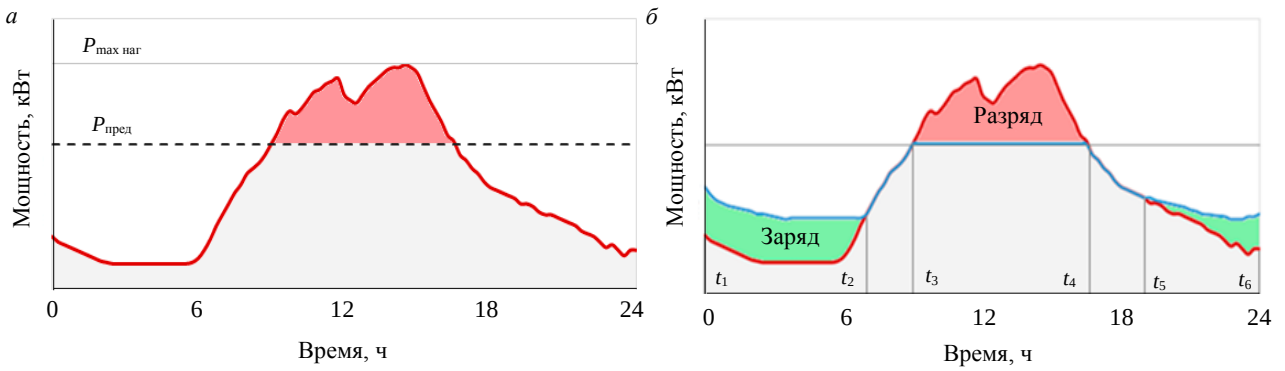



Рис.1. Суточный график электрической нагрузки (*а*) и график нагрузки с работающей СНЭЭ (*б*)


Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Расчет энергоемкости СНЭЭ с помощью адаптированной традиционной методики, состоящей из нескольких этапов, необходимо начать с расчета энергоемкости, требуемой для запуска в работу резервного агрегата (время до запуска составляет 15 мин – максимальное возможное время):

$$E_{\text{СНЭЭ}} = \frac{1}{k_{\text{зап}}} \frac{1}{\eta} \int_0^{15} P_{\text{агр}}(t)dt. \quad (3)$$

Определение энергоемкости, требуемой для ограничения загрузки электроагрегатов, необходимо разделить на следующие подзадачи, решаемые последовательно:

• определение обменной энергоемкости – количества энергии, которым СНЭЭ обменивается с энергосистемой в процессе управления мощностью при выполнении заявленных функций;

• определение минимальной энергоемкости подсистемы накопления.

Расчет обменной энергии на примере графика (рис.1, *б*) необходимо начать с вычисления энергии, которую выдает подсистема накопления, численно равная площади красной зоны, поделенной на КПД СНЭЭ:

$$E_{\text{СНЭЭ пр}} = \int_{t_4}^{t_3} \left( P_{\text{тек}}(t) - P_{\text{треб}}(t) \right) dt\, \eta^{-1},$$

где $P_{\text{тек}}(t)$ – текущая мощность, кВт; $P_{\text{треб}}(t)$ – требуемая мощность, кВт.

Энергия, которую накапливает подсистема накопления, равна площади зеленой зоны, умноженной на КПД СНЭЭ:

$$E_{\text{СНЭЭ нак}} = \int_{t_1}^{t_2} \left( P_{\text{треб}}(t) - P_{\text{тек}}(t) \right) dt\, \eta + \int_{t_6}^{t_5} \left( P_{\text{треб}}(t) - P_{\text{тек}}(t) \right) dt\, \eta.$$

В рассматриваемом суточном интервале времени СНЭЭ выдает столько же энергии, сколько накапливает ($E_{\text{СНЭЭ выд}} = E_{\text{СНЭЭ нак}}$). Однако возможны различные варианты конфигурации графика нагрузки и, соответственно, графика заряда/разряда СНЭЭ, когда режимы выдачи либо потребления мощности в рассматриваемом периоде чередуются – один режим на непродолжительное время сменяется другим [27, 28]. В таком случае необходимо индивидуально подходить к анализу графика нагрузки и расчету энергоемкости, основываясь на приведенном подходе.

Правила для определения обменной энергоемкости:

• Если для достижения желаемой зависимости $P(t)$ требуется выдать некоторую $E_{\text{треб}}$ (определяется интегрированием), подсистема накопления должна быть способна выдать величину $E_{\text{треб}}/\eta$ (бóльшую величину).

• Если для достижения желаемой зависимости $P(t)$ требуется потребить некоторую $E_{\text{треб}}$, подсистема накопления должна быть способна потребить величину $E_{\text{треб}}\eta$ (меньшую величину).

Для определения минимальной энергоемкости подсистемы накопления необходимы следующие данные: требуемая обменная энергоемкость подсистемы накопления с учетом потерь на элементах $E_{\text{обм}}$; требуемый срок службы (лет) аккумуляторной батареи или требуемый ресурс по количеству циклов заряда/разряда [29]; параметры применяемых аккумуляторных батарей (зависимость количества доступных циклов от глубины разряда) [30].

На основе указанных данных строится зависимость срока службы в циклах от глубины разряда накопителя электроэнергии. Используя методы интерполяции и экстраполяции и располагая знаниями об ориентировочном количестве циклов заряда/разряда, можно определить предельное значение глубины разряда СНЭЭ (DoD, отн.ед.). После определения расчетной глубины разряда рассчитывается конечная энергоемкость СНЭЭ. Далее полученное значение энергоемкости используется для выбора компоновки подсистемы накопления по формуле

$$E_{\text{СНЭЭ кон}} = \frac{E_{\text{обм}}}{\text{DoD}}. \quad (4)$$

Однако в традиционном методе при расчете параметров СНЭЭ внимание фокусируется лишь на технических аспектах решения поставленной задачи, экономическая составляющая проекта в расчетах никак не фигурирует, что принципиально важно при внедрении подобных систем [31, 32].



Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

*Записки Горного института.* 2025. Т. 272. С. 171-180
© И.С.Токарев, 2024

Учесть экономическую составляющую позволят применение методики, основанной на минимизации удельной стоимости накопления электроэнергии Levelized Cost of Storage – LCOS [33-35]. Данный показатель является альтернативой показателю нормированной стоимости электроэнергии Levelized Cost of Electricity – LCOE [36] и позволяет сравнивать различные системы накопления энергии и альтернативные решения, например, как это осуществляется при планировании строительства электростанций. Подробный разбор состояния расчета показателя LCOS, а также адаптация данного показателя для задач, решаемых при внедрении СНЭЭ в электротехнических комплексах газовой отрасли, представлен в статье [37].

Отличительной особенностью предлагаемой методики расчета LCOS [37] является возможность учитывать многофункциональность СНЭЭ, что также соответствует цели исследования:

$$\mathrm{LCOS} = \frac{\mathrm{Capital} + \sum_{t=1}^{T} \frac{OM_t (1+i)^t + (Aux_t)(1+e)^t + Am_t}{(1+r)^t} - \Delta ST}{\sum_{t=1}^{T} \frac{k_2 Phn (1+e)^t + MWh_t (1+e)^t}{(1+r)^t}}, \quad (5)$$

где Capital – капитальные затраты, тыс. руб.; $t$ – номер года эксплуатации; $T$ – срок эксплуатации; $OM_t$ – затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание за год, тыс. руб.; $i$ – темп инфляции, отн. ед.; $Aux_t$ – стоимость электроэнергии на собственные нужды СНЭЭ за год, тыс. руб.; $e$ – темп ежегодного изменения стоимости электроэнергии, отн. ед.; $Am_t$ – ежегодные издержки на амортизацию, тыс. руб.; $r$ – ставка дисконтирования, отн. ед.; $P$ – расчетная мощность заменяемого агрегата, кВт; $k_2$ – коэффициент загрузки агрегата; $h$ – время запуска резервного агрегата, с; $n$ – количество аварийных пусков в год; $MWh_t$ – количество энергии, произведенной СНЭЭ для выравнивания графика нагрузки, МВт·ч; $\Delta S$ – сокращение затрат на топливо, тыс. руб.

Впервые введен показатель, позволяющий соотнести уровень выравнивания графика электрических нагрузок и изменение потребления топлива генерирующим оборудованием:

$$\Delta S = 0{,}537\ З_0 MWh_t \left(\gamma^{-1} - \gamma_в^{-1}\right), \quad (6)$$

где $\gamma$ – коэффициент заполнения графика нагрузки (плотность графика нагрузки); $\gamma_в$ – коэффициент заполнения графика нагрузки после выравнивания (плотность графика нагрузки); $З_0$ – суммарные затраты на топливо в год, тыс. руб.

Формула (6) позволяет учесть эффект от замещения вращающегося резерва и выравнивания графика электрических нагрузок, что, в свою очередь, позволяет точнее рассчитать величину LCOS.

Обобщенная методика расчета параметров СНЭЭ на базе адаптированных традиционной методики и методики, основанной на минимизации удельной стоимости накопления электроэнергии, представляет собой следующую последовательность действий:

1. Расчет параметров СНЭЭ для замещения вращающегося резерва по формулам (1), (3).
2. Расчет параметров СНЭЭ для выравнивания графика электрических нагрузок при $\gamma_в = 1$ по формулам (2), (4).
3. Расчет показателя LCOS по усовершенствованной методике (5).
4. Если показатель LCOS превышает значение, допускающее положительный эффект (согласно концепции развития рынка систем накопления электроэнергии в РФ – 36 руб./кВт·ч), необходимо повторно рассчитать параметры СНЭЭ для выравнивания графика электрических нагрузок при $\gamma_в < 1$. Однако величина коэффициента заполнения графика нагрузки после выравнивания должна обеспечивать выполнение условия минимального значения LCOS (min{LCOS}).
5. Если показатель LCOS обеспечивает потенциальный положительный экономический эффект, то параметры СНЭЭ, использованные при расчете, можно учитывать для дальнейшего подробного технико-экономического обоснования применения выбранной системы.
6. Если добиться минимального значения LCOS не удается, необходимо отказать от ряда выполняемых СНЭЭ функций и повторно рассчитать данный показатель. Если даже в этом случае значение LCOS будет превышать минимально допустимую величину, обеспечивающую достижение положительного экономического эффекта, то от применения данных устройств стоит отказаться.


Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

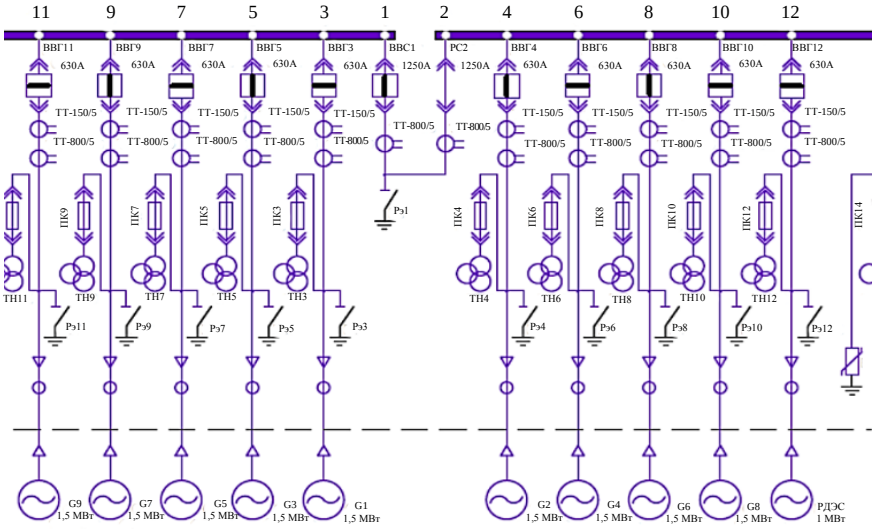



Рис.2. Проектная схема работы электростанции собственных нужд

ВВГ – выключатель высоковольтный; ВВС – выключатель высоковольтный секционный; РС – разъединитель секционный; ТТ – трансформатор тока; ПК – высоковольтный предохранитель; Рэ – разъединитель; РДЭС – резервная дизельная электростанция; ТН – трансформатор напряжения; G – генератор

Для апробации представленной методики параметры СНЭЭ рассчитываются на примере реального объекта газовой отрасли – типовой компрессорной станции «Ярынская» ООО «Газпром трансгаз Ухта», элемент проектной схемы которой представлен на рис.2. Компрессорная станция (КС) относится к современным высокотехнологичным объектам транспорта газа, обеспечивает транспортировку газа по северо-западному коридору системы магистральных газопроводов ПАО «Газпром». Основные потребители электроэнергии на КС «Ярынская» – аппараты воздушного охлаждения газа и газоперекачивающие агрегаты с газотурбинным приводом. Энергосистема данной КС полностью автономна, а электроснабжение осуществляется от электростанции собственных нужд на базе девяти газопоршневых электроагрегатов мощностью 1,5 МВт со средней нагрузкой 3-4 МВт. Такая нагрузка предписывает постоянное использование в работе минимум четырех энергоблоков для обеспечения вращающегося резерва, а в случае остановки одного из энергоблоков – распределение нагрузки на оставшиеся агрегаты без остановки технологического процесса.

**Обсуждение результатов**

Для подтверждения экономической эффективности внедрения СНЭЭ, рассчитанной по приведенной методике, используется интегральный эффект – чистый дисконтированный доход (ЧДД) и индекс эффективности. За счет внедрения системы накопления электроэнергии предполагается изменить количество постоянно работающих агрегатов с четырех с загрузкой 70 % до трех с загрузкой 90 %, а также добиться дополнительного эффекта от выравнивания графика электрических нагрузок за счет снижения потребления газа.

В результате анализа литературных источников [2, 3, 5] можно сделать вывод, что подсистема накопления электрохимического типа на основе литий-ионных аккумуляторных батарей наиболее перспективна для применения в составе СНЭЭ для решения поставленных в исследовании задач, поскольку позволяет управлять как режимами работы электросетевого оборудования, так и параметрами сети. В таком случае СНЭЭ является не просто локальным буфером электрической энергии, а активным элементом, напрямую влияющим на энергоэффективность электроснабжения.

При использовании СНЭЭ на базе литий-ионных аккумуляторов можно реализовать следующие функции – обеспечение качества электроэнергии, управление электропотреблением, смещение пиков потребления, выравнивание графика нагрузки, холодный резерв – полностью соответствующие задачам данного исследования.

Несмотря на то, что сдерживающим фактором применения накопителей данного типа являлась их дороговизна, ожидается, что к 2030 г. стоимость накопителей данного типа сократится в четыре раза по сравнению с 2018 г.


*Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0*

*Записки Горного института.* 2025. Т. 272. С. 171-180
© И.С.Токарев, 2024

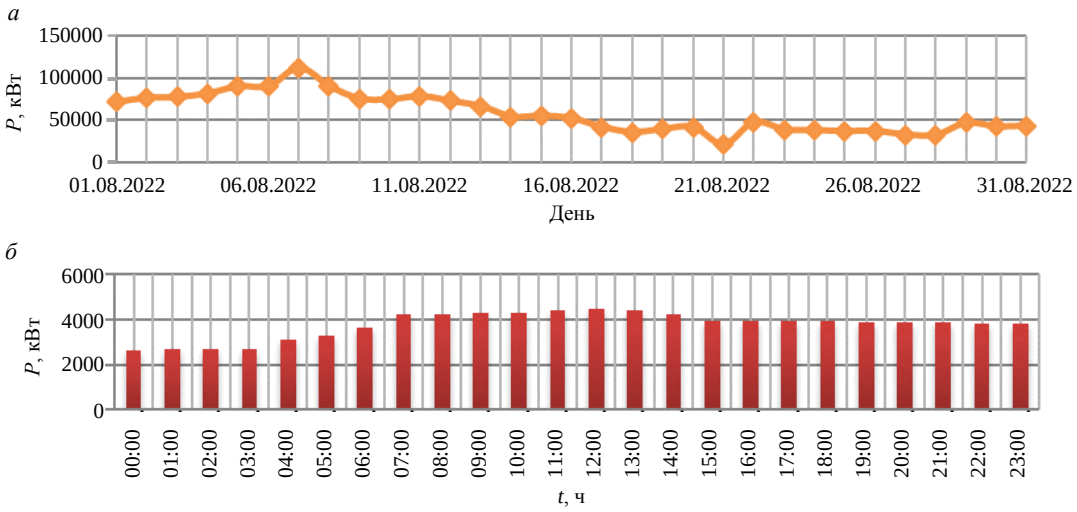



Рис.3. График электрических нагрузок КС «Ярынская»:
*а* – наиболее загруженный месяц (август); *б* – наиболее загруженные сутки (7 августа)

Основные параметры СНЭЭ рассчитываются согласно пунктам 1 и 2 предлагаемой методики. Если расчет мощности и энергоемкости СНЭЭ для замещения вращающегося резерва не вызывает трудностей (мощность агрегата 1,5 МВт; коэффициент загрузки 0,8; время запуска 15 мин), то для расчета параметров для регулирования графика нагрузки требуется подробный анализ электрических нагрузок выбранного объекта.

При анализе электрических нагрузок КС «Ярынская» установлено, что наиболее загруженным месяцем является август (рис.3, *а*), а наиболее загруженным днем – 7 августа (рис.3, *б*). Период осреднения графика электрических нагрузок определяется, исходя из условий и способа решения поставленной задачи. В рассматриваемом случае и для унификации расчетов период осреднения принимается равным шести постоянным времени нагрева кабельных линий напряжением до 6 кВ и выше, питающим цеховые трансформаторные подстанции и распределительные устройства, что соответствуют одному часу. При этом указанный интервал осреднения не противоречит условиям использования СНЭЭ для решения задачи выравнивания графика электрических нагрузок – интервал осреднения графика нагрузок должен быть более длительным, чем время отклика аккумулятора и время разряда минимального уровня заряда аккумулятора, но при этом не должен превышать время разряда текущего уровня заряда аккумулятора. Эти условия обеспечивают наличие энергии, запасенной в аккумуляторе, для выполнения поставленной задачи.

На графике нагрузки (рис.3, *б*) видно, что в часы дневного максимума потребление электроэнергии превышает 4000 кВт/ч, что приводит к запуску дополнительного генератора и, соответственно, дополнительному расходу ресурсов. Этого можно избежать, перераспределив переизбыток энергии на часы утреннего минимума. Тогда СНЭЭ выдает столько же энергии, сколько накапливает ($E_{\text{СНЭЭ выд}} = E_{\text{СНЭЭ нак}}$), при этом, согласно графику электрических нагрузок, мощность не должна превышать значения 4000 кВт. Мощность и минимально допустимая энергоемкость рассчитывается по формулам (2) и (4), строится график нагрузки после регулирования (рис.4).

Применение СНЭЭ для регулирования графика электрических нагрузок позволяет достигнуть изменения плотности графика с 0,83 до 0,86 при энергоемкости накопителя 800 кВт·ч. Однако

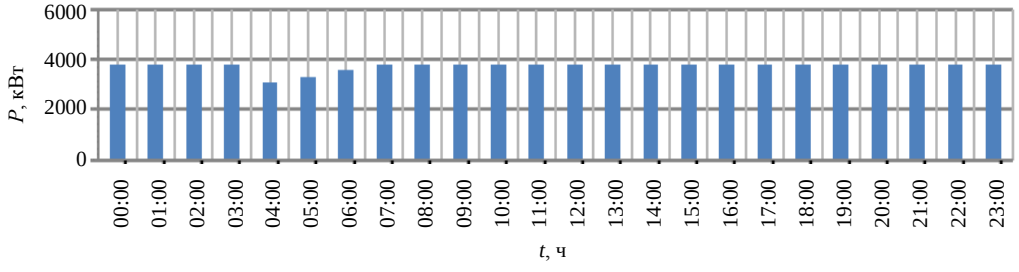



Рис.4. Суточный график нагрузки КС «Ярынская» после регулирования с применением СНЭЭ



Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

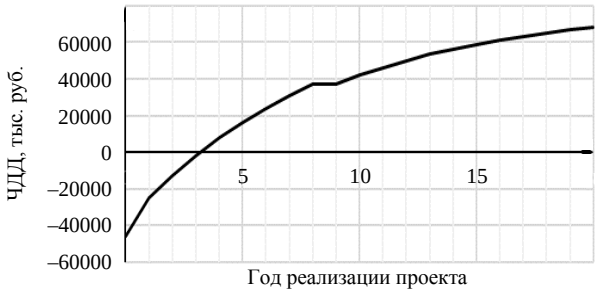



Рис.5. Изменение ЧДД в зависимости от года реализации проекта

даже такая небольшая разница в плотности позволит добиться экономии газа до 2000000 руб. в год, согласно расчету по формуле (6).

Далее необходимо рассчитать усовершенствованный показатель нормированной стоимости накопления электроэнергии. Исходные данные для расчета LCOS: суммарные капитальные затраты (Capital), стоимость СНЭЭ (включая стоимость транспортирования до объекта), проведение монтажных, пусконаладочных работ и испытаний – 119541,65 тыс. руб.; затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание (O&M), техническое обслуживание и ремонт – 796 тыс. руб.; стоимость электроэнергии для вспомогательной подсистемы – 6364,872 тыс. руб.; количество электроэнергии, которую выдала СНЭЭ за расчетный срок эксплуатации – 6714 кВт·ч; расчетная мощность СНЭЭ – 1600 кВт; расчетная энергоемкость СНЭЭ – 2745 кВт·ч; КПД СНЭЭ – 94 %; расчетный срок эксплуатации – 20 лет; ставка дисконтирования – 0,08 отн. ед.; ежегодный коэффициент коррекции стоимости электроэнергии – 0,06 отн. ед.; ежегодная инфляция – 0,077 отн. ед.; сокращение затрат на топливо в год – 23000 тыс. руб. Исходные данные для расчета капитальных затрат, затрат на монтажные работы и стоимость СНЭЭ определены, исходя из опыта эксплуатации подобных систем заводом-изготовителем СНЭЭ.

По формуле (5) рассчитан показатель LCOS – 20,68 руб./кВт·ч, что подтверждает эффективность совмещения нескольких функций для одной СНЭЭ и позволяет прогнозировать положительный экономических эффект от реализации проекта.

В результате расчета показателей интегрального эффекта без учета снижения затрат на капитальный ремонт и показателей амортизационных отчислений и налога на имущество получены следующие значения: ЧДД – 68,207 млн руб.; срок окупаемости по ЧДД – три года; внутренняя норма доходности – 23 %. График изменения ЧДД от года реализации проекта представлен на рис.5.

Внедрение СНЭЭ, рассчитанной по представленной методике, будет экономически эффективно, поскольку величина интегрального эффекта положительна, срок окупаемости по ЧДД составит три года.

**Заключение**

Проведенные исследования подтверждают возможность расчета параметров системы электроснабжения – мощности и энергоемкости – с помощью предложенной отраслевой методики, при разработке которой предыдущий опыт исследования вопроса расчета параметров систем накопления электроэнергии обобщался и адаптировался под особенности функционирования автономных систем электроснабжения объектов газовой промышленности.

Отличительной чертой представленной методики является попытка учесть многофункциональность СНЭЭ с технической и экономической точки зрения при внедрении подобных систем.

Выбор в качестве целевой функции минимизации усовершенствованного показателя LCOS предоставляет заинтересованным сторонам следующие возможности:

• отбор наиболее эффективных комбинаций функций СНЭЭ при определении параметров системы, в особенности мощности и энергоемкости;

• комплексный анализ влияния технико-экономических и финансовых изменений на внедрение СНЭЭ в систему электроснабжения предприятия;

• сравнение отечественных и зарубежных технологий, определение конкурентных преимуществ различных технологий накопления электроэнергии.

Показатель LCOS не ограничивает расчет какими-то рамками и может усложняться до бесконечности за счет введения дополнительных коэффициентов и переменных, позволяющих учитывать большее количество факторов и тем самым повышать точность расчета. Также в пользу представленной методики говорит то, что количество задач, связанных с внедрением СНЭЭ, с каждым годом будет увеличиваться, поэтому целесообразно использовать модель расчета LCOS в качестве ключевого критерия определения состава СНЭЭ и выполняемых функций.

Показатель LCOS должен носить отраслевой характер, поскольку в двух одинаковых системах накопления, работающих на разных объектах, с разными технологическими процессами,


*Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0*

характером электрических нагрузок, типом системы электроснабжения, будет принимать разные значения. Расчет компонентов, влияющих на величину LCOS, таких как начальные капиталовложения и, особенно, обменная энергоемкость системы накопления электроэнергии, всегда должен адаптироваться под особенности систем электроснабжения рассматриваемых объектов.

**ЛИТЕРАТУРА**

1. *Baburin S., Turysheva A.V., Kovalchuk M.S.* Algorithm for the choice of power supply system rational structure of gas pumping stations // Journal of Physics: Conference Series. 2021. Vol. 1753. № 012009. DOI: 10.1088/1742-6596/1753/1/012009

2. *Ping-Chang Tsai, Jia-Zhang Jhan, Samuel Sin-Shuan Tang, Cheng-Chien Kuo.* Estimation of Energy Storage Requirements in an Independent Power System from an Energy Perspective // Applied Sciences. 2024. Vol. 14. Iss. 2. № 814. DOI: 10.3390/app14020814

3. *Зырянов В.М., Кирьянова Н.Г., Коротков И.Ю. и др.* Системы накопления энергии: российский и зарубежный опыт // Энергетическая политика. 2020. № 6 (148). С. 76-87. DOI: 10.46920/2409-5516_2020_6148_76

4. *Токарев И.С., Югай В.Ф., Толмачев В.Н. и др.* Применение систем накопления электроэнергии в составе генерирующего оборудования систем электроснабжения производственных объектов ПАО «Газпром» // Газовая промышленность. 2023. № S3 (853). С. 34-40.

5. *Das C.K., Bass O., Kothapalli G. et al.* Overview of energy storage systems in distribution networks: Placement, sizing, operation, and power quality // Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2018. Vol. 91. P. 1205-1230. DOI: 10.1016/j.rser.2018.03.068

6. *Fotopoulou M., Pediaditis P., Skopetou N. et al.* A Review of the Energy Storage Systems of Non-Interconnected European Islands // Sustainability. 2024. Vol. 16. Iss. 4. № 1572. DOI: 10.3390/su16041572

7. *Alsalman A.S., Alharbi T., Mahfouz A.A.* Enhancing the Stability of an Isolated Electric Grid by the Utilization of Energy Storage Systems: A Case Study on the Rafha Grid // Sustainability. 2023. Vol. 15. Iss. 17. № 13269. DOI: 10.3390/su151713269

8. *Mercier P., Cherkaoui R., Oudalov A.* Optimizing a Battery Energy Storage System for Frequency Control Application in an Isolated Power System // IEEE Transactions on Power Systems. 2009. Vol. 24. Iss. 3. P. 1469-1477. DOI: 10.1109/TPWRS.2009.2022997

9. *Нестеренко Г.Б., Зырянов В.М., Нешта А.С. и др.* Методика расчета параметров системы накопления энергии для снижения расходов предприятия на электроэнергию // Электроэнергетика глазами молодежи: Материалы XI Международной научно-технической конференции, 15-17 сентября 2020, Ставрополь, Россия. В 2 т. Т. 2. Ставрополь: Северо-Кавказский федеральный университет, 2020. С. 175-178.

10. *Senchilo N.D., Ustinov D.A.* Method for Determining the Optimal Capacity of Energy Storage Systems with a Long-Term Forecast of Power Consumption // Energies. 2021. Vol. 14. Iss. 21. № 7098. DOI: 10.3390/en14217098

11. *Dobush V.S., Belsky A.A., Skamyin A.N.* Electrical Complex for Autonomous Power Supply of Oil Leakage Detection Systems in Pipelines // Journal of Physics: Conference Series. 2020. Vol. 1441. № 012021. DOI: 10.1088/1742-6596/1441/1/012021

12. *Nian Shi, Yi Luo.* Energy Storage System Sizing Based on a Reliability Assessment of Power Systems Integrated with Wind Power // Sustainability. 2017. Vol. 9. Iss. 3. № 395. DOI: 10.3390/su9030395

13. *Sioshansi R., Madaeni S.H., Denholm P.* A Dynamic Programming Approach to Estimate the Capacity Value of Energy Storage // IEEE Transactions on Power Systems. 2014. Vol. 29. Iss. 1. P. 395-403. DOI: 10.1109/TPWRS.2013.2279839

14. *Сокольникова Т.В., Суслов К.В., Ломбарди П.* Определение оптимальных параметров накопителя для интеграции возобновляемых источников энергии в изолированных энергосистемах с активными потребителями // Вестник Иркутского государственного технического университета. 2015. № 10 (105). С. 206-211.

15. *Fossati J.P., Galarza A., Martín-Villate A., Fontan L.* A method for optimal sizing energy storage systems for microgrids // Renewable Energy. Vol. 77. P. 539-549. DOI: 10.1016/j.renene.2014.12.039

16. *Степаненко В.П.* Определение параметров накопителей энергии комбинированных силовых установок // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). 2016. № 8. С. 166-174.

17. *Гусев Ю.П., Субботин П.В.* Разработка усовершенствованной методики выбора параметров и мест размещения систем накопления электроэнергии в распределительных электрических сетях // Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». 2019. Т. 19. № 2. С. 48-61. DOI: 10.14529/power190206

18. *Балуев Д.Ю., Зырянов В.М., Кирьянова Н.Г., Пранкевич Г.А.* Методика расчета основных параметров накопителя энергии по экспериментальным нагрузочным диаграммам // Вестник Иркутского государственного технического университета. 2018. Т. 22. № 5 (136). С. 105-114. DOI: 10.21285/1814-3520-2018-5-105-114

19. *Bakhteev K., Fedotov A., Chernova N., Misbakhov R.* Methodological approaches to the choice of energy storage and optimization of their parameters to improve the electric power quality in various types of electric power systems // 10th International Scientific Symposium on Electrical Power Engineering (ELEKTROENERGETIKA 2019), 16-18 September 2019, Stara Lesna, Slovakia. Stara Lesna: Technical University of Kosice – Department of Electric Power Engineering, 2019. P. 488-493.

20. *Шпенст В.А., Бельский А.А., Орел Е.А.* Повышение энергоэффективности автономного электротехнического комплекса с возобновляемыми источниками энергии на основании адаптивной регулировки режимов работы // Записки Горного института. 2023. Т. 261. С. 479-492.

21. *Абрамович Б.Н., Богданов И.А.* Повышение эффективности автономных электротехнических комплексов нефтегазовых предприятий // Записки Горного института. 2021. Т. 249. С. 408-416. DOI: 10.31897/PMI.2021.3.10

22. *Belsky A.A., Glukhanich D.Y.* Standalone power system with photovoltaic and thermoelectric installations for power supply of remote monitoring and control stations for oil pipelines // Renewable Energy Focus. 2023. Vol. 47. № 100493. DOI: 10.1016/j.ref.2023.100493

23. *Zhukovskiy Y.L., Kovalchuk M.S., Batueva D.E., Senchilo N.D.* Development of an Algorithm for Regulating the Load Schedule of Educational Institutions Based on the Forecast of Electric Consumption within the Framework of Application of the Demand Response // Sustainability. 2021. Vol. 13. Iss. 24. № 13801. DOI: 10.3390/su132413801

24. *Lavrik A., Zhukovskiy Y., Tcvetkov P.* Optimizing the Size of Autonomous Hybrid Microgrids with Regard to Load Shifting // Energies. 2021. Vol. 14. Iss. 16. № 5059. DOI: 10.3390/en14165059



*Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0*

25. *Бачурин П.А., Гладков Д.С., Зырянов В.М. и др.* Испытания промышленного образца системы накопления энергии СНЭ-10-1200-400 при совместной работе с ГПУ в составе экспериментальной энергосистемы // Электроэнергия. Передача и распределение. 2020. № 2 (59). С. 18-24.

26. *Dulout J., Jammes B., Alonso C. et al.* Optimal sizing of a lithium battery energy storage system for grid-connected photovoltaic systems // 2017 IEEE Second International Conference on DC Microgrids, 27-29 June 2017, Nuremberg, Germany. IEEE, 2017. P. 582-587. DOI: 10.1109/ICDCM.2017.8001106

27. *Bardanov A.I., Vasilkov O.S., Pudkova T.V.* Modeling the process of redistributing power consumption using energy storage system with various configurations to align the electrical loads schedule // Journal of Physics: Conference Series. 2021. Vol. 1753. № 012013. DOI: 10.1088/1742-6596/1753/1/012013

28. *Ustinov D.A., Khomiakov K.A.* Determination of Dynamic Characteristics for Predicting Electrical Load Curves of Mining Enterprises // Electricity. 2022. Vol. 3. Iss. 2. № 162-181. DOI: 10.3390/electricity3020010

29. *Бельский А.А., Добуш В.С.* Анализ характеристик российских литий-ионных аккумуляторных батарей // Промышленная энергетика. 2019. № 9. С. 25-32.

30. *Kuchak S.V., Brovanov S.V.* Investigation of Impulse and Continuous Discharge Characteristics of Large-Capacity Lithium-Ion Batteries // Processes. 2022. Vol. 10. Iss. 12. № 2473. DOI: 10.3390/pr10122473

31. *Федотов А.И., Федотов Е.А., Абдуллазянов А.Ф.* Использование электрохимических накопителей энергии в системах автономного электроснабжения для снижения расхода топлива энергоустановок // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2021. Т. 23. № 1. С. 3-17. DOI: 10.30724/1998-9903-2021-23-1-3-17

32. *Castro M., Alcanzare., Esparcia Jr.E., Ocon J.* A Comparative Techno-Economic Analysis of Different Desalination Technologies in Off-Grid Islands // Energies. 2020. Vol. 13. Iss. 9. № 2261. DOI: 10.3390/en13092261

33. *Moradi-Shahrbabak Z., Jadidoleslam M.* A new index for techno-economical comparison of storage technologies considering effect of self-discharge // IET Renewable Power Generation. 2023. Vol. 17. Iss. 7. P. 1699-1712. DOI: 10.1049/rpg2.12704

34. *Castro M.T., Esparcia Jr. E.A., Ocon J.D.* A Comparative Future Levelized Cost of Storage of Static Electrochemical and Mechanical Energy Storage Technologies in 1-MW Energy and Power Applications // Chemical Engineering Transactions. 2022. Vol. 94. P. 355-360. DOI: 10.3303/CET2294059

35. *Мельников В.Д., Нестеренко Г.Б., Лебедев Д.Е. и др.* Проблемы, перспективы применения и методика расчета нормированной стоимости накопления электрической энергии // Вестник Казанского государственного энергетического университета. 2019. Т. 11. № 4 (44). С. 30-36.

36. *Прохоров Д.А., Семенов Е.В.* Сравнение показателя LCOE атомных электростанций и тэплоэлектростанций на примере энергоблоков ВВЭР-ТОИ и ПГУ-410 // Вестник науки. 2023. Т. 4. № 6 (63). С. 964-970.

37. *Токарев И.С., Васильков О.С., Шклярский Я.Э. и др.* Выбор параметров системы накопления электроэнергии по критерию усовершенствованного показателя нормированной стоимости для объектов ПАО «Газпром» большой мощности // Научные труды КубГТУ. 2024. № 2. С. 170-184. DOI: 10.26297/2312-9409.2024.2.15

***Автор*** **Иван Сергеевич Токарев,** *канд. техн. наук, старший преподаватель, i.s.tokarev@gmail.co, https://orcid.org/0009-0003-2172-3830* (*Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, Санкт-Петербург, Россия).*

*Автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.*



*Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0*