



O'zbekiston energetika tizimining shimoli-g'arbiy qismida BESSning ulanish tuguni va quvvatini robust ko'p mezonli tanlash

Toxir F. Maxmudov¹, Adxam N. Ramatov^{1,a}

¹) PhD, dots., Toshkent davlat texnika universiteti, Toshkent, 100095, O'zbekiston t.maxmudov@tdtu.uz <http://orcid.org/0000-0002-0357-0303>

^{1,a}) Toshkent davlat texnika universiteti, Toshkent, 100095, O'zbekiston; adxamramatov@gmail.com. <http://orcid.org/0009-0005-1520-2398>

Dolzarbli: Qayta tiklanuvchi energiya manbalarining elektr energetika tizimlariga jadal integratsiyalashuvi sharoitida akkumulyatorli energiya saqlash tizimlarini (BESS) samarali qo'llash uchun ularning ulanish tuguni va quvvatini asoslangan holda tanlash muhim ahamiyat kasb etadi. Energetika tizimining mavsumiy va yuklama rejimlari, aktiv va reaktiv quvvat almashinuvi hamda N–1 mezon bo'yicha avariya davridan keyingi holatlarni kompleks hisobga olish BESS parametrlarini tanlashning ishonchligi va robustligini oshirish imkonini beradi.

Maqsad: O'zbekiston energetika tizimining shimoli-g'arbiy qismida turli mavsumiy va yuklama rejimlarini, aktiv va reaktiv quvvatni boshqarish imkoniyatlarini hamda N–1 mezonini hisobga olgan holda BESSning optimal ulanish tuguni va quvvat o'zgartirish tizimi (PCS) quvvatini robust ko'p mezonli baholash asosida aniqlash.

Usullari: Tadqiqotda ikkita haqiqiy mavsumiy ish rejimi va yuklamaning uchta darajasi asosida ko'p rejimli modellash, BESS aktiv quvvatining ikki yo'nalishli almashinuvi, reaktiv quvvatni rostlash, ko'p mezonli baholash va mezonlar vazn koeffitsiyentlarini kombinatsion tahlil qilish usullaridan foydalanildi. O'zbekiston energetika tizimining shimoli-g'arbiy qismi modelidagi 44 ta tugun baholandi. Tanlangan yechimning robustligi N–1 mezon bo'yicha 47 ta umumiy uzilish holatini modellash orqali tekshirildi.

Natijalar: Ko'p mezonli baholash natijasida Xorazm ORU-110 tuguni 0,677 robust ball bilan eng maqbul BESS ulanish nuqtasi sifatida aniqlandi. Mazkur tugun mezonlar vazn koeffitsiyentlarining 66 ta kombinatsiyasidan 77,3 % holatda birinchi o'rinni egalladi va kritik N–1 rejimlarida ham yetakchiligini saqlab qoldi. 47 ta umumiy uzilish bo'yicha jami 1692 ta muvaffaqiyatli yaqinlashgan hisob-kitob bajarildi. Hisoblash natijalariga ko'ra, PCSning minimal ruxsat etilgan aktiv quvvati 70 MVt, to'liq quvvati 84 MVA, nominal aktiv quvvatda mavjud reaktiv quvvat imkoniyati esa 46,43 Mvar etib belgilandi.

Kalit so'zlar: BESS, tugunni tanlash, PCS, reaktiv quvvat, robustlik, N–1, ko'p mezonli baholash.

For citation: T. F. Makhmudov, A.N. Ramatov. Robust Multi-Criteria Selection of the BESS Connection Node and Power Rating in the Northwestern Part of the Uzbekistan Power System. Scientific and technical journal of Problems of Energy and Sources Saving, 2026, no. 3, pp. 102-111.

<https://doi.org/10.5281/zenodo.23218972>

Received: 28.01.2026
Revised: 22.02.2026
Accepted: 10.04.2026
Published: 25.09.2026

Copyright: © Tokhir F. Makhmudov, Adxam N. Ramatov, 2026. Submitted to Problems of Energy and Sources Saving for possible open access publication under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) license (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

Робастный многокритериальный выбор узла присоединения и мощности BESS в Северо-западной части энергосистемы Узбекистана

Тоҳир Ф. Махмудов¹, Адхам Н. Раматов^{1,а}

^{1a}) PhD, доц., Ташкентский государственный технический университет, Ташкент, 100095, Узбекистан; t.maxmudov@tdtu.uz <http://orcid.org/0000-0002-0357-0303>

^{1,a}) Ташкентский государственный технический университет, Ташкент, 100095, Узбекистан; adxamramatov@gmail.com. <http://orcid.org/0009-0005-1520-2398>

Актуальность: В условиях интенсивной интеграции возобновляемых источников энергии в электроэнергетические системы обоснованный выбор узла присоединения и мощности аккумуляторных систем накопления энергии (BESS) приобретает особую актуальность для обеспечения их эффективного применения. Комплексный учёт сезонных и нагрузочных режимов энергосистемы, обмена активной и реактивной мощностью, а также послеаварийных состояний по критерию N–1 позволяет повысить надёжность и робастность выбора параметров BESS.

Цель: Определение оптимального узла присоединения BESS и мощности преобразовательной системы (PCS) в северо-западной части энергосистемы Узбекистана на основе робастной многокритериальной оценки с учётом различных сезонных и нагрузочных режимов, возможностей управления активной и реактивной мощностью, а также критерия N–1.

Методы: В исследовании применены методы многорежимного моделирования на основе двух фактических сезонных режимов и трёх уровней нагрузки, двунаправленного обмена активной мощностью BESS, регулирования реактивной мощности, многокритериальной оценки и комбинаторного анализа весовых коэффициентов критериев. На модели северо-западной части энергосистемы Узбекистана проведена оценка 44 узлов. Робастность выбранного решения проверена путём моделирования 47 общих отключений по критерию N–1.

Результаты: По результатам многокритериальной оценки узел Хорезм ORU-110 с робастным баллом 0,677 определён как наиболее предпочтительная точка присоединения BESS. Данный узел занял первое место в 77,3 % из 66 комбинаций весовых коэффициентов критериев и сохранил лидерство в критических режимах N–1. Для 47 общих отключений выполнено в общей сложности 1692 успешно сошедшихся расчёта. По



результатам расчётов минимально допустимая активная мощность PCS составила 70 МВт, полная мощность - 84 МВА, а доступная реактивная мощность при номинальной активной мощности - 46,43 Мвар.
Ключевые слова: BESS, выбор узла, PCS, реактивная мощность, робастность, N–1, многокритериальная оценка.

Robust Multi-Criteria Selection of the BESS Connection Node and Power Rating in the Northwestern Part of the Uzbekistan Power System

Tokhir F. Makhmudov¹, Adkham N. Ramatov^{1,a}

¹⁾ PhD., assoc.prof., Tashkent State Technical University, Tashkent, 100095, Uzbekistan; t.maxmudov@tdtu.uz <http://orcid.org/0000-0002-0357-0303>

^{1,a} Tashkent State Technical University, Tashkent, 100095, Uzbekistan; adxamramatov@gmail.com <http://orcid.org/0009-0005-1520-2398>

Relevance: With the intensive integration of renewable energy sources into electric power systems, the well-founded selection of the connection node and power rating of battery energy storage systems (BESS) is becoming increasingly important for ensuring their effective deployment. Comprehensive consideration of seasonal and loading conditions of the power system, active and reactive power exchange, as well as post-contingency states under the N–1 criterion, makes it possible to improve the reliability and robustness of BESS parameter selection.

Aim: Determination of the optimal BESS connection node and power conversion system (PCS) rating in the northwestern part of the Uzbekistan power system based on robust multi-criteria assessment, considering various seasonal and loading conditions, active and reactive power control capabilities, and the N–1 criterion.

Methods: The study employed multi-operating-condition simulation based on two actual seasonal operating conditions and three load levels, bidirectional BESS active power exchange, reactive power control, multi-criteria assessment, and combinatorial analysis of criterion weighting factors. A total of 44 nodes were evaluated using a model of the northwestern part of the Uzbekistan power system. The robustness of the selected solution was verified by simulating 47 common contingencies under the N–1 criterion.

Results: According to the multi-criteria assessment results, the Xorezm ORU-110 node, with a robustness score of 0,677, was identified as the most preferred BESS connection point. This node ranked first in 77,3% of the 66 combinations of criterion weights and maintained its leading position under critical N–1 contingencies. For the 47 common contingencies, a total of 1,692 successfully converged calculations were performed. The results showed that the minimum acceptable PCS active power rating was 70 MW, with an apparent power rating of 84 MVA and an available reactive power capability of 46,43 Mvar at rated active power.

Keywords: BESS, connection node selection, PCS, reactive power, robustness, N–1, multi-criteria assessment.

1. Введение (Introduction)

Размещение аккумуляторной системы накопления энергии определяет характер её воздействия на активные потери мощности, уровни напряжения и загрузку сетевого оборудования как в режиме разряда, так и в режиме заряда. В известных исследованиях узел присоединения и номинальная мощность BESS выбираются с учётом потерь электроэнергии, отклонений напряжения, стоимости, пиковой нагрузки и других технико-экономических показателей [1–5, 9–15]. Для решения этой задачи применяются метаэвристические [3, 9], Парето-ориентированные [10], гибридные [13] и многокритериальные методы [4, 11, 15]. Вместе с тем выбор, полученный для одной расчётной точки и фиксированного набора весовых коэффициентов, может оказаться неустойчивым при сезонном изменении потокораспределения, изменении режима реактивной мощности или единичном отказе сетевого элемента.

Отличительной особенностью предлагаемого подхода является комплексная оценка робастности выбора узла присоединения BESS по отношению к режимным, критериальным и топологическим изменениям. Режимная робастность проверяется для двух фактических сезонных состояний энергосистемы, трёх уровней нагрузки и двух направлений обмена активной мощностью BESS. Чувствительность результата к предпочтениям лица, принимающего решение, оценивается путём перебора 66 комбинаций весовых коэффициентов критериев. Топологическая робастность определяется на основе расчётов послеаварийных режимов по критерию N–1. Дополнительное P–Q-уточнение учитывает круговое ограничение полной мощности силового преобразователя PCS. В отличие от методов, ориентированных на один режим и фиксированный набор весов, предложенная процедура позволяет выявить узел, сохраняющий высокий ранг при одновременном изменении режима энергосистемы, приоритетов критериев и состава работающего оборудования.

Цель работы состоит в выборе устойчиво предпочтительного узла присоединения BESS с последующим определением минимальной мощности PCS, обеспечивающей устранение перегрузки в зимнем тяжёлом режиме, и оценкой остаточного ограничения в летнем режиме. В развитие последовательного подхода, предложенного в [6], расчётная постановка расширена за счёт

совместного учёта двух фактических сезонных моделей, диапазона масштабирования нагрузки, двунаправленного обмена активной мощностью, круговой P–Q-характеристики PCS и послеаварийных схем N–1. Необходимость совместного управления активной и реактивной мощностью BESS согласуется с результатами исследований [7, 8].

Влияние возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в настоящей работе учитывается в составе фактического баланса мощности двух исходных сезонных срезов энергосистемы. Отдельное масштабирование генерации ВИЭ не выполняется, поскольку исследование сосредоточено на робастном выборе узла присоединения BESS и мощности PCS при изменении состояния электрической сети. Поэтому полученные результаты характеризуют устойчивость решения в пределах сформированной режимно-топологической области, но не охватывают специальные сценарии резкого увеличения или снижения генерации ВИЭ. Проверка выбранного решения при независимом варьировании мощности ветровых и солнечных электростанций рассматривается как направление дальнейшего развития предложенного метода.

2. Расчётная модель и обозначения режимов (Power System Model and Operating Condition Designations)

Расчётная модель Северо-Западной части электроэнергетической системы Узбекистана (рис.1) реализована в DigSILENT PowerFactory 2022. Опорными служили фактические срезы от 18.06.2025, 20:00 (лето) и 17.12.2025, 18:00 (зима). После проверки сходимости и состояния оборудования сформировано общее множество из 44 физических сборных шин номинального напряжения 35 кВ и выше.

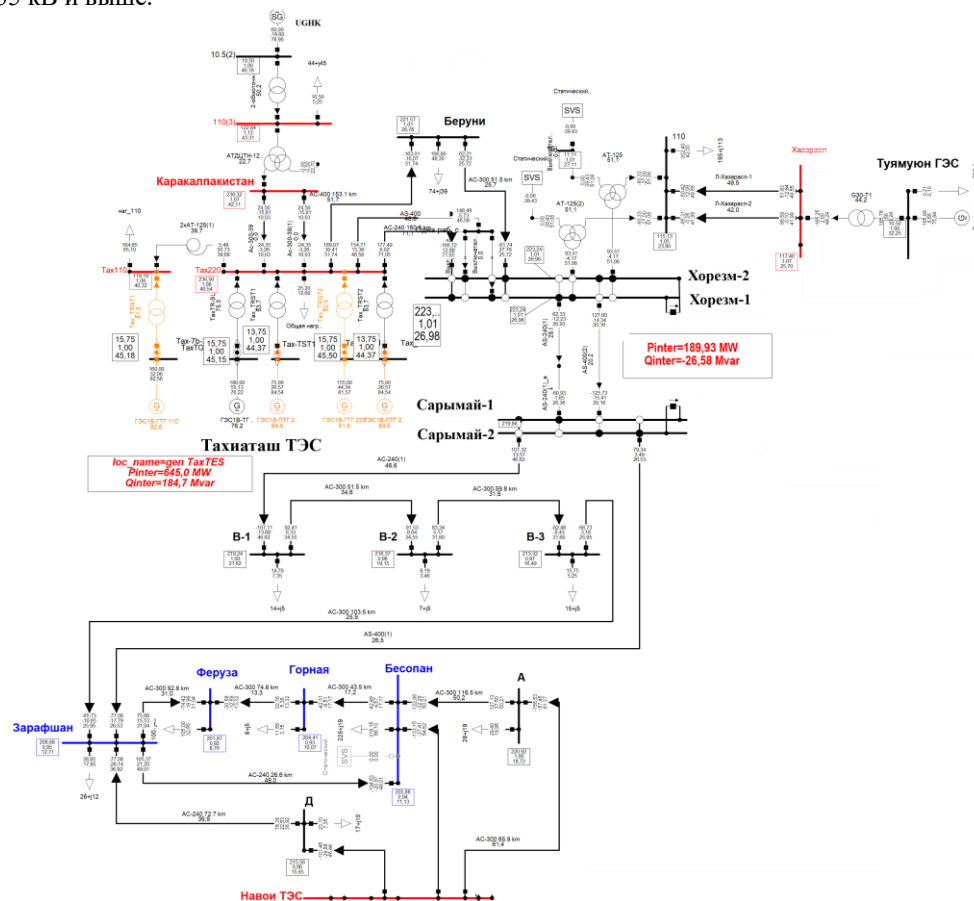


Рис.1. Расчётная схема Северо-Западной части энергосистемы Узбекистана
Fig. 1. Computational scheme of the North-Western part of the power system of Uzbekistan

Расчётная модель включает генерирующие источники, линии электропередачи, силовые трансформаторы, узлы нагрузки и внешние связи Северо-Западной части энергосистемы Узбекистана. Для элементов сети индивидуально заданы номинальные напряжения и электрические параметры, а для генерирующих источников и нагрузок - исходные активные и реактивные мощности. Исходное потокораспределение, состав работающего оборудования и межсистемные перетоки соответствуют рассматриваемым фактическим сезонным срезам. Изменение суммарного баланса мощности при формировании расчётных сценариев компенсировалось балансирующим источником модели PowerFactory.



Для каждого сезона сформированы три уровня нагрузки:

$$k_L \in \{0,85; 1,00; 1,15\}; \quad (1)$$

Активная и реактивная мощности каждой нагрузки определялись выражениями,

$$P_{(L,i)}^{(s,k)} = k_L \cdot P_{(L,i)}^{(s,0)}, Q_{(L,i)}^{(s,k)} = k_L \cdot Q_{(L,i)}^{(s,0)}; \quad (2)$$

где k_L – безразмерный коэффициент уровня нагрузки; $P_{(L,i)}^{(s,k)}$ и $Q_{(L,i)}^{(s,k)}$ активная, МВт, и реактивная, Мвар, мощности i -й нагрузки в сезоне s и сценарии k ; $P_{(L,i)}^{(s,0)}$, $Q_{(L,i)}^{(s,0)}$ исходные значения соответствующего фактического сезонного режима; i номер нагрузки; $s \in \{\text{лето, зима}\}$; $k_L \in \{0,85; 1,00; 1,15\}$; Одновременное масштабирование P и Q сохраняет коэффициент мощности нагрузки. Генерация не масштабировалась, а небаланс компенсировался балансирующим источником.

Таблица 1. Параметры шести исходных сценариев

Table 1. Parameters of the Six Base Scenarios

Сезон	k_L	$P_{\Sigma L}$, МВт	$Q_{\Sigma L}$, Мвар	$U_{\min}$, р.у	$U_{\max}$, р.у	$L_{\max}$, %
Лето	0,85	1295,23	354,89	0,9894	1,1372	92,89
Лето	1,00	1523,80	417,52	0,9853	1,1109	91,37
Лето	1,15	1752,37	480,15	0,9276	1,0933	119,40
Зима	0,85	1457,27	286,98	0,9901	1,1491	107,65
Зима	1,00	1714,44	337,62	0,9849	1,1165	93,18
Зима	1,15	1971,61	388,27	0,9371	1,0951	136,09

В таблице 1 $P_{\Sigma L}$ и $Q_{\Sigma L}$ обозначают суммарные активную и реактивную мощности нагрузок; $U_{\min}$ и $U_{\max}$ минимальное и максимальное напряжения контролируемых шин в относительных единицах; $L_{\max}$ наибольшую загрузку контролируемой линии или трансформатора. Точка $k_L = 1,00$ соответствует фактическому срезу, а $k_L = 0,85$ и $1,15$ задают пониженную и повышенную расчётные точки.

Результаты выявляют две разные проблемы. При $k_L = 1,15$ минимальное напряжение снижается до 0,9276 р.у. летом и 0,9371 р.у. зимой, а $L_{\max}$ достигает 119,40 и 136,09 %. При $k_L = 0,85$, напротив, максимальное напряжение возрастает до 1,1372 и 1,1491 р.у. Более того, зимняя нагрузка при $k_L = 0,85$ (107,65 %) выше, чем при $k_L = 1,00$ (93,18 %). Следовательно, изменение нагрузки вызывает не пропорциональное, а структурное перераспределение потоков; узел BESS нельзя выбирать только по одному максимальному режиму. Одновременное наличие пониженных и повышенных напряжений обосновывает включение Q-регулирования PCS.

Немонотонность особенно заметна при переходе от $k_L = 0,85$ к $1,00$. Летом суммарная активная нагрузка возрастает на 228,57 МВт, но $L_{\max}$ уменьшается на 1,52 процентного пункта; зимой рост нагрузки на 257,17 МВт сопровождается снижением $L_{\max}$ сразу на 14,47 процентного пункта. Значит, ограничивающий элемент определяется не только общей величиной потребления, но и направлением межзловых перетоков, реактивным балансом и распределением генерации. Поэтому площадка, эффективная при $k_L = 1,15$, дополнительно должна проверяться при пониженной нагрузке.

Напряжения формируют двустороннюю огибающую ограничений. В повышенных сценариях критична нижняя граница 0,95 р.у., тогда как в пониженных верхняя граница 1,05 р.у. Активная мощность BESS в основном изменяет потокораспределение и загрузку, а выбор знака Q_{BESS} позволяет либо поддерживать напряжение при его снижении, либо поглощать реактивную мощность при перенапряжении. При этом точки $k_L = 0,85$ и $1,15$ не рассматриваются как восстановленные исторические режимы: это расчётные возмущения вокруг двух фактических срезов, предназначенные для проверки устойчивости решения.

Независимые синхронизированные данные SCADA/АСДУ о напряжениях и перетоках для прямого сопоставления «измерение расчёт» в настоящем исследовании отсутствовали. Поэтому модель использовалась для сравнительного, а не метрологического анализа вариантов размещения BESS. Устойчивость результатов проверялась в двух сезонных режимах при трёх уровнях



нагрузки ($k_L=0,85; 1,00; 1,15$). Для каждого узла рассматривались заряд и разряд BESS с учётом реактивной мощности, выполнялся перебор 66 сочетаний весов критериев и анализ 47 единичных отключений по критерию N-1.

3. Многокритериальный метод выбора узла (Multi-Criteria Method for Connection Node Selection)

Первичный скрининг выполнялся тестовым воздействием $P_{BESS} = \pm 25 \text{ MBm}$ при $Q_{BESS} = 0$ во всех шести сценариях. $P_{BESS} > 0$ соответствует разряду и инъекции активной мощности в сеть, $P_{BESS} < 0$ - заряду; Q_{BESS} - реактивная мощность PCS, Мвар. Для каждого узла i и режимного контекста с оценивались уменьшения активных потерь, нарушений напряжения и перегрузок.

Снижение суммарных активных потерь использовалось только как один из критериев сравнительного ранжирования узлов. Рассмотренные режимы заряда и разряда BESS представляют собой независимые тестовые воздействия при фиксированных состояниях энергосистемы и не образуют хронологически связанного графика эксплуатации накопителя. Поэтому полученные изменения потерь мощности не интерпретируются как фактическая годовая экономия электроэнергии.

$$J_U = \sum_{j=1}^{(N_U)} [\max(0, 0.95 - U_j)^2 + \max(0, U_j - 1.05)^2]; \quad (3)$$

где J_U безразмерный показатель тяжести нарушений напряжения; U_j напряжение j -й контролируемой шины, р.у.; j - номер шины; N_U число контролируемых шин; 0,95 и 1,05 р.у. нижняя и верхняя границы допустимого диапазона.

$$J_L = \sum_{m=1}^{N_L} [\max(0, L_m - 100)]^2; \quad (4)$$

где J_L показатель тяжести перегрузок, (%-пункт)²; L_m загрузка m -го элемента, %; m номер линии или трансформатора; N_L число контролируемых элементов; 100 % граница допустимой загрузки. Квадратичная форма придаёт больший вес тяжёлым нарушениям.

$$\Delta F_{i,c} = F_c^0 - F_{i,c}^{BESS}; \quad (5)$$

где F любой из положительно ориентируемых исходных показателей P_{loss} , J_U или J_L ; P_{loss} суммарные активные потери в сети, МВт; F_c^0 значение показателя без BESS; $F_{i,c}^{BESS}$ значение при подключении BESS в узле i ; $\Delta F_{i,c}^0$ означает улучшение; $c=(s,k,d)$ контекст, включающий сезон s , уровень нагрузки k и направление активной мощности $d \in \{\text{заряд, разряд}\}$.

Для десяти лучших площадок выполнено P-Q-уточнение. При тестовой полной мощности $S_{test} = 30 \text{ MBA}$ и $|P_{BESS}| = 25 \text{ MBt}$ допустимый модуль реактивной мощности равен

$$Q_{max} \sqrt{(S_{test}^2 - P_{BESS}^2)} = 16,58 \text{ Мвар.} \quad \text{В каждом контексте проверялись}$$

$$Q_{BESS} \in \left\{ -Q_{max}; \quad 0; \quad +Q_{max} \right\}; \text{ всего выполнено 360 сходящихся расчётов.}$$

$$\tilde{x}_{(i,c,q)} = \frac{(x_{(i,c,q)} - x_c^{\min})}{(x_c^{\max} - x_c^{\min})}; \quad (6)$$

где $x_{(i,c,q)}$ одно из улучшений ΔP_{loss} , ΔJ_U или ΔJ_L для узла i , контекста c и реактивного режима

q ; $x_c^{\min}$, $x_c^{\max}$ минимальное и максимальное значения этого улучшения среди сравниваемых

площадок; $\tilde{x}$ нормированная величина в диапазоне $[0;1]$. При $x_c^{\max} = x_c^{\min}$ принималось нейтральное значение 0,5.

$$CI_{(i,c,q)} = w_P \cdot \tilde{\Delta P_{loss}} + w_U \cdot \tilde{\Delta J_U} + w_L \cdot \tilde{\Delta J_L}; \quad (7)$$

где $CI_{(i,c,q)}$ интегральная оценка; w_P , w_U , w_L веса снижения потерь, нарушений напряжения и

перегрузок, причём $w_P + w_U + w_L = 1$. В базовом варианте $w_P = w_U = w_L = \frac{1}{3}$.



$$CI_i^{rob} = \frac{1}{N_c} \sum_{c=1}^{N_c} \max_q CI_{(i,c,q)}, \quad N_c = 12; \quad (8)$$

где CI_i^{rob} робастный балл площадки i ; $\max_q$ означает выбор лучшей допустимой Q-точки в каждом контексте; $N_c = 2 \cdot 3 \cdot 2 = 12$ число сочетаний двух сезонов, трёх уровней нагрузки и двух направлений P_{BESS} .

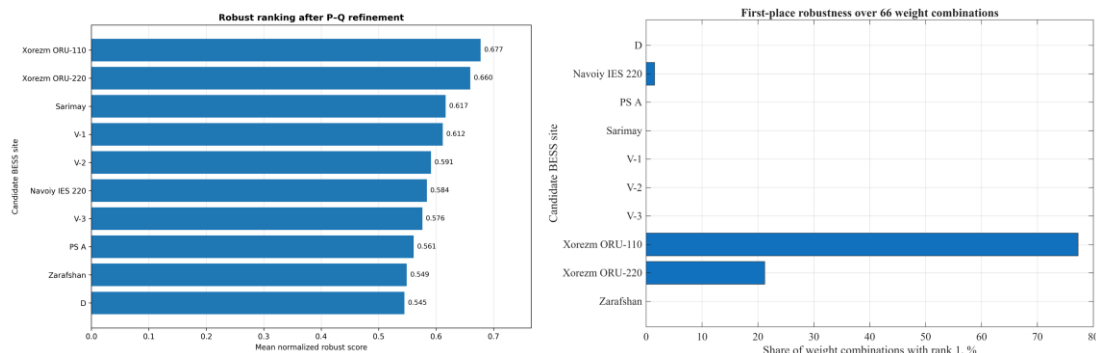


Рис.2. Робастный рейтинг после P–Q-уточнения (слева) и устойчивость первого места к изменению весов (справа)

Fig. 2. Robust ranking after P–Q refinement (left) and stability of the first-place ranking to weight variations (right)

На левом графике рисунка 2 Xorezm ORU-110 имеет наибольший $CI_i^{rob} = 0,677$; преимущество над ORU-220 (0,660) невелико, но разрыв с Sarimay составляет 0,060. Поэтому одного равновесового набора весов недостаточно. Правый график обобщает полный перебор 66 неотрицательных комбинаций весов с шагом 0,1: ORU-110 занимает первое место 51 раз (77,3 %) и входит в первую тройку при всех наборах; ORU-220 лидирует в 14 случаях (21,2 %), Navoiy IES 220 в одном (1,5 %). Тем самым рисунок показывает одновременно величину интегрального преимущества и его устойчивость к экспертному выбору весов.

Следует отметить, что абсолютная разница между Xorezm ORU-110 и Xorezm ORU-220 при базовом наборе весов составляет только 0,017, поэтому окончательный выбор площадки не основывался исключительно на данном различии. Анализ 66 комбинаций весовых коэффициентов показал, что ORU-110 занимает первое место в 77,3 % случаев против 21,2 % для ORU-220 и при всех комбинациях сохраняется в первой тройке. Дополнительная проверка критических режимов N–1 также подтвердила преимущество ORU-110: робастные оценки составили соответственно 0,707 и 0,668. Таким образом, выбор ORU-110 определяется устойчивостью его высокого ранга к изменению весов критериев и топологии сети, а не только разностью базовых оценок 0,017.

4. Проверка N–1 (N–1 Contingency Analysis)

В летней и зимней моделях обнаружены соответственно 47 и 48 аварийных элементов; для межсезонного сравнения использованы 47 общих отключений линий и трансформаторов. Сначала 12 событий с наибольшим worst-case значением J_L , то есть максимальным J_L среди двух сезонов и трёх уровней нагрузки, применялись для сравнения четырёх площадок. ORU-110 сохранил первое место: 0,707 против 0,668 для ORU-220, 0,636 для Sarimay и 0,595 для Navoiy IES 220.

$$N_{calc} = 2 \cdot 47 \cdot 3 \cdot 2 \cdot 3 = 1692 \quad (9)$$

где N_{calc} число расчётов с BESS в полной N–1-проверке; множители соответствуют двум сезонам, 47 отключениям, трём уровням нагрузки, двум направлениям P_{BESS} и трём значениям Q_{BESS} . Все 1692 режима сошлись.

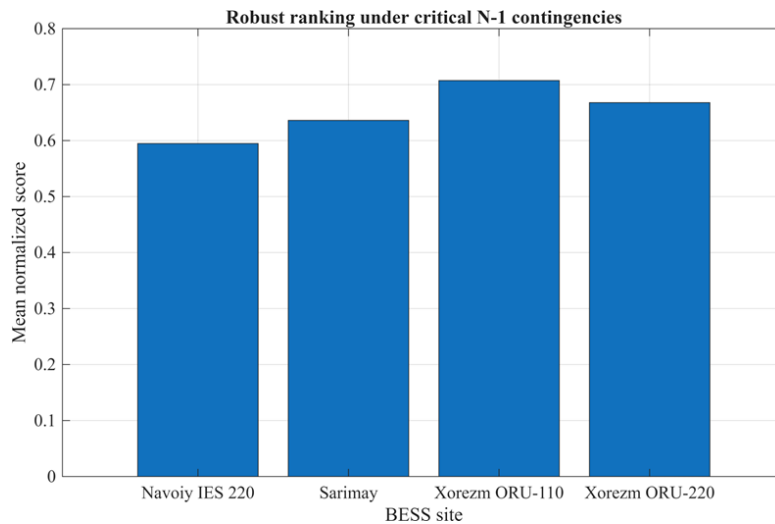


Рис. 3. Робастный рейтинг площадок по 12 наиболее тяжёлым общим событиям N-1
Fig. 3. Robust ranking of sites based on the 12 most severe common N-1 contingencies

На рис. 3 сопоставлены четыре площадки после отбора 12 наиболее тяжёлых общих отключений. Высота столбцов представляет средний робастный балл по критическим послеаварийным режимам: ORU-110 сохраняет первое место (0,707), опережая ORU-220 (0,668), Sarimay (0,636) и Navoiy IES 220 (0,595). Следовательно, лидер базовых режимов не меняется после перехода к наиболее тяжёлым топологиям N-1.

Таблица 2. Влияние BESS на максимальную загрузку в N-1 при $k_L = 1,15$

Table 2. Impact of BESS on Maximum Loading under N-1 at $k_L = 1,15$

Сезон	Общие события N-1, ед.	Снижение L_{max} , событий	Среднее ΔL_{max} , п.п.	Наихудший L_{max} : без $\rightarrow$ с BESS, %
Лето	47	46	11,98	187,75 $\rightarrow$ 175,10
Зима	47	47	13,02	274,23 $\rightarrow$ 261,73

Таблица 2 обобщает результаты расчёта одного и того же набора из 47 отключений N-1 для каждого сезона. Применение оптимальной P-Q-команды BESS обеспечило снижение максимальной загрузки оборудования ΔL_{max} относительно соответствующего исходного послеаварийного режима в 46 из 47 летних и во всех 47 зимних случаях. Среднее снижение ΔL_{max} составило 11,98 п.п. летом и 13,02 п.п. зимой. В наиболее тяжёлом летнем режиме максимальная нагрузка уменьшилась со 187,75 до 175,10 %, а в зимнем с 274,23 до 261,73 %. Таким образом, BESS снижает тяжесть послеаварийных перегрузок, однако самостоятельно не обеспечивает их полного устранения во всех рассмотренных режимах.

5. Выбор мощности PCS (PCS Power Rating Selection)

После выбора узла Xorezm ORU-110 выполнено P-сканирование в режиме разряда: активная мощность BESS P_{BESS} изменялась от 5 до 100 МВт при реактивной мощности $Q_{BESS} = 0$. В левой части рисунка 4 представлена зависимость максимальной загрузки контролируемых линий и трансформаторов L_{max} , %, от P_{BESS} . В летнем режиме после достижения $P_{BESS} = 30 \div 40$ МВт зависимость становится пологой: дальнейшее увеличение активной мощности BESS приводит лишь к небольшому снижению L_{max} . В зимнем режиме заметное снижение L_{max} сохраняется до $P_{BESS} = 60 \div 70$ МВт. Поэтому дальнейшее P-Q-уточнение мощности PCS выполнено в диапазоне от 60 до 80 МВт.

$$S_{PCS} = 1,20 |P_{BESS}|, \quad Q_{max} = \sqrt{S_{CSP}^2 - P_{BESS}^2}; \quad (10)$$

где S_{PCS} , номинальная полная мощность преобразователя, МВА; P_{BESS} активная мощность BESS, МВт; коэффициент 1,20 задаёт одинаковый относительный запас по полной мощности; Q_{max} максимально доступный модуль реактивной мощности при заданном P_{BESS} , Мвар.

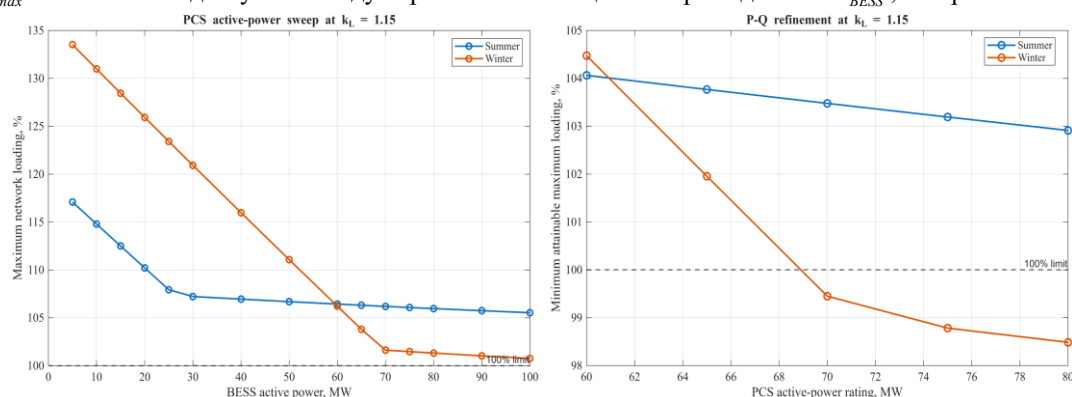


Рис.4. Р-сканирование (слева) и Р-Q-уточнение мощности PCS (справа)

Fig. 4. P-scanning (left) and P-Q refinement of the PCS power rating (right)

Левый график рисунка 4 показывает изменение L_{max} , при последовательном увеличении P_{BESS} в разряде: зимой эффект сохраняется до 60–70 МВт, тогда как летняя кривая после 30–40 МВт становится полой. На правом графике для каждого Р проверены $Q_{BESS} = -Q_{max}$, 0 и $+Q_{max}$ и показана минимально достижимая L_{max} . Зимой при 65 МВт перегрузка сохраняется (101,95 %), при 70 МВт впервые снимается (99,45 %), а повышение до 75 и 80 МВт даёт лишь 0,67 и 0,96 п.п. дополнительного выигрыша. Летом даже 80 МВт оставляет 102,91 %, что указывает на слабую чувствительность ограничивающего элемента к инъекции в выбранном узле.

Таблица 3. Р-Q-уточнение мощности PCS

Table 3. P-Q Refinement of the PCS Power Rating

$\frac{P}{S}$, МВт / МВА	Q_{max} , Мвар	L_{max} лето / зима, %	$CI^{rob} N-1^*$
60 / 72	39,80	104,06 / 104,47	—
65 / 78	43,12	103,77 / 101,95	0,720
70 / 84	46,43	103,48 / 99,45	0,704
75 / 90	49,75	103,19 / 98,78	0,683
80 / 96	53,07	102,91 / 98,49	—

Примечание. $CI^{rob} N-1^*$ рассчитан для 12 критических отключений; сравнивались 65, 70 и 75 МВт.

В таблице 3 Р и S номинальные активная и полная мощности PCS; Q_{max} реактивная возможность при номинальном Р; два значения L_{max} относятся к лету и зиме при $k_L = 1,15$; $CI^{rob} N-1$ средний многокритериальный балл в критических послеаварийных режимах. Вариант 65 МВт имеет лучший средний балл 0,720, поскольку в лёгких и зарядных режимах меньшая мощность реже создаёт нежелательное воздействие. Однако он не снимает зимнюю перегрузку. Вариант 70 МВт имеет близкий балл 0,704 и первым выполняет обязательное условие $L_{max} \leq 100$ %. Поэтому принимаются $P_{PCS}^* = 70$ МВт, $S_{PCS}^* = 84$ МВА и $Q_{max} = 46,43$ Мвар при $|P_{BESS}| = 70$ МВт; верхний индекс * обозначает окончательно выбранное номинальное значение.

$$\Omega_{PCS} = (P, Q): P^2 + Q^2 \leq S_{PCS}^2 \quad (11)$$

$$U_{min} \leq U_i \leq U_{max}, \quad L_m \leq L_{(m,max)}; \quad (12)$$

где Ω_{PCS} допустимое по преобразователю множество команд; Р и Q фактические активная, МВт, и реактивная, Мвар, мощности; U_i напряжение i-й шины, р.у.; U_{min} , U_{max} допустимые нижняя и верхняя границы напряжения; L_m и $L_{(m,max)}$ текущая и максимально допустимая загрузки m-го



элемента, %. Номинал PCS является верхней границей, а не постоянной командой.

6. Заключение (Conclusion)

Предложенный метод разделяет влияние состояния сети, субъективных весов и послеаварийной топологии. Многорежимная проверка показала, что снижение нагрузки не всегда облегчает режим, а двусторонняя проблема напряжения требует учёта Q . Среди 44 рассмотренных узлов Хорезм ORU-110 получил наибольший робастный балл $CI^{rob} = 0,677$, занял первое место в 77,3 % комбинаций весовых коэффициентов и сохранил лидерство при рассмотрении критических отключений N–1. Полная проверка включала 1692 сходящихся расчёта. Минимально технически допустимый номинал PCS составляет 70 МВт / 84 МВА; выбор основан не только на среднем балле, но и на обязательном снятии зимней перегрузки. Энергоёмкость батареи должна определяться отдельно по временному графику $P_{BESS}(t)$, ограничениям SOC, КПД и деградации.

ЛИТЕРАТУРА

1. Das C. K., Bass O., Kothapalli G., Mahmoud T. S., Habibi D. Обзор систем накопления энергии в распределительных сетях: размещение, выбор мощности, эксплуатация и качество электроэнергии [Электронный ресурс]: URL: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.03.068> (дата обращения: 30.08.2026).
2. Wong L. A., Ramachandaramurthy V. K., Taylor P., Ekanayake J. B., Walker S. L., Padmanaban S. Обзор методов оптимального размещения, выбора мощности и управления системой накопления энергии в распределительной сети [Электронный ресурс]: URL: <https://doi.org/10.1016/j.est.2018.12.015> (дата обращения: 30.08.2026).
3. Wong L. A., Ramachandaramurthy V. K., Walker S. L., Taylor P., Sanjari M. J. Оптимальное размещение и выбор мощности аккумуляторной системы накопления энергии для снижения потерь с использованием алгоритма оптимизации китов [Электронный ресурс]: URL: <https://doi.org/10.1016/j.est.2019.100892> (дата обращения: 30.08.2026).
4. Boonluk P., Siritaratiwat A., Fuangfoo P., Khunkitti S. Оптимальное размещение и выбор мощности аккумуляторных систем накопления энергии в распределительных сетях операторов распределительных систем [Электронный ресурс]: URL: <https://doi.org/10.3390/batteries6040056> (дата обращения: 30.08.2026).
5. Nazariyouya H., Wang Y., Chu P., Pota H. R., Gadh R. Оптимальный выбор мощности и размещения аккумуляторной системы накопления энергии в распределительной системе с учётом мощности солнечной генерации для регулирования напряжения [Электронный ресурс]: URL: <https://doi.org/10.1109/PESGM.2015.7286059> (дата обращения: 30.08.2026).
6. Махмудов Т. Выбор узла присоединения и мощности аккумуляторной системы накопления энергии в распределительной электрической сети [Электронный ресурс]: URL: <https://doi.org/10.1186/s42162-026-00637-6> (дата обращения: 30.08.2026).
7. Fedayi H., Ahmadi M., Faiq A. B., Urasaki N., Senjyu T. Повышение устойчивости напряжения с использованием BESS на основе оптимального управления компенсацией активной и реактивной мощности [Электронный ресурс]: URL: <https://doi.org/10.3934/energy.2022027> (дата обращения: 30.08.2026).
8. Adewuyi O. B., Shigenobu R., Ooya K., Senjyu T., Howlader A. M. Повышение статической устойчивости напряжения с использованием аккумуляторной системы накопления энергии с учётом оптимального управления вводом активной и реактивной мощности [Электронный ресурс]: URL: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2019.04.004> (дата обращения: 30.08.2026).
9. Zhang W., Wang S. Оптимальное размещение BESS в распределительной сети на основе усовершенствованного алгоритма оптимизации равновесия [Электронный ресурс]: URL: <https://doi.org/10.3389/fenrg.2022.936592> (дата обращения: 30.08.2026).
10. Su R., He G., Su S., Duan Y., Cheng J., Chen H., Wang K., Zhang C. Оптимальное размещение и выбор мощности систем накопления энергии с использованием NSGA-II в активной распределительной сети [Электронный ресурс]: URL: <https://doi.org/10.3389/fenrg.2022.1073194> (дата обращения: 30.08.2026).
11. Yang B., Wang J., Chen Y., Li D., Zeng C., Chen Y., Guo Z., Shu H., Zhang X., Yu T., Sun L. Оптимальный выбор мощности и размещения систем накопления энергии в электрических сетях: современное комплексное руководство [Электронный ресурс]: URL: <https://doi.org/10.1016/j.est.2020.101814> (дата обращения: 30.08.2026).
12. Mazza A., Mirtaheri H., Chicco G., Russo A., Fantino M. Размещение и выбор мощности аккумуляторных систем накопления энергии в распределительных сетях низкого напряжения



[Электронный ресурс]: URL: <https://doi.org/10.3390/en13010052> (дата обращения: 30.08.2026).

13. Yang N.-C., Zhang Y.-C., Adinda E. W. Выбор мощности и размещения аккумуляторных систем накопления энергии в распределительных сетях с учётом переходной устойчивости [Электронный ресурс]: URL: <https://doi.org/10.3390/math10193420> (дата обращения: 30.08.2026).

14. Carpinelli G., Mottola F., Proto D., Russo A., Varilone P. Гибридный метод оптимального размещения и выбора мощности аккумуляторных систем накопления энергии в несимметричных микросетях низкого напряжения [Электронный ресурс]: URL: <https://doi.org/10.3390/app8030455> (дата обращения: 30.08.2026).

15. Zhang D., Shafiullah G. M., Das C. K., Wong K. W. Оптимальное размещение аккумуляторных систем накопления энергии для повышения эффективности и надёжности несимметричных распределительных сетей [Электронный ресурс]: URL: <https://doi.org/10.3390/en16207127> (дата обращения: 30.08.2026).

REFERENCES

1. Das C. K. et al. Overview of energy storage systems in distribution networks: placement, sizing, operation, and power quality [Электронный ресурс]: URL: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.03.068> (дата обращения: 30.08.2026).

2. Wong L. A. et al. Review on the optimal placement, sizing and control of an energy storage system in the distribution network [Электронный ресурс]: URL: <https://doi.org/10.1016/j.est.2018.12.015> (дата обращения: 30.08.2026).

3. Wong L. A. et al. Optimal placement and sizing of battery energy storage system for losses reduction using whale optimization algorithm [Электронный ресурс]: URL: <https://doi.org/10.1016/j.est.2019.100892> (дата обращения: 30.08.2026).

4. Boonluk P. et al. Optimal siting and sizing of battery energy storage systems for distribution network of distribution system operators [Электронный ресурс]: URL: <https://doi.org/10.3390/batteries6040056> (дата обращения: 30.08.2026).

5. Nazaripouya H. et al. Optimal sizing and placement of battery energy storage in distribution system based on solar size for voltage regulation [Электронный ресурс]: URL: <https://doi.org/10.1109/PESGM.2015.7286059> (дата обращения: 30.08.2026).

6. Makhmudov T. Selection of the connection node and power of battery energy storage system in distribution electric network [Электронный ресурс]: URL: <https://doi.org/10.1186/s42162-026-00637-6> (дата обращения: 30.08.2026).

7. Fedayi H. et al. BESS based voltage stability improvement enhancing the optimal control of real and reactive power compensation [Электронный ресурс]: URL: <https://doi.org/10.3934/energy.2022027> (дата обращения: 30.08.2026).

8. Adewuyi O. B. et al. Static voltage stability improvement with battery energy storage considering optimal control of active and reactive power injection [Электронный ресурс]: URL: <https://doi.org/10.1016/j.epr.2019.04.004> (дата обращения: 30.08.2026).

9. Zhang W., Wang S. Optimal allocation of BESS in distribution network based on improved equilibrium optimizer [Электронный ресурс]: URL: <https://doi.org/10.3389/fenrg.2022.936592> (дата обращения: 30.08.2026).

10. Su R. et al. Optimal placement and capacity sizing of energy storage systems via NSGA-II in active distribution network [Электронный ресурс]: URL: <https://doi.org/10.3389/fenrg.2022.1073194> (дата обращения: 30.08.2026).

11. Yang B. et al. Optimal sizing and placement of energy storage system in power grids: a state-of-the-art one-stop handbook [Электронный ресурс]: URL: <https://doi.org/10.1016/j.est.2020.101814> (дата обращения: 30.08.2026).

12. Mazza A., Mirtaheri H., Chicco G., Russo A., Fantino M. Location and sizing of battery energy storage units in low voltage distribution networks [Электронный ресурс]: URL: <https://doi.org/10.3390/en13010052> (дата обращения: 30.08.2026).

13. Yang N.-C., Zhang Y.-C., Adinda E. W. Sizing and siting of battery energy storage systems in distribution networks with transient stability consideration [Электронный ресурс]: URL: <https://doi.org/10.3390/math10193420> (дата обращения: 30.08.2026).

14. Carpinelli G., Mottola F., Proto D., Russo A., Varilone P. A hybrid method for optimal siting and sizing of battery energy storage systems in unbalanced low voltage microgrids [Электронный ресурс]: URL: <https://doi.org/10.3390/app8030455> (дата обращения: 30.08.2026).

15. Zhang D., Shafiullah G. M., Das C. K., Wong K. W. Optimal allocation of battery energy storage systems to enhance system performance and reliability in unbalanced distribution networks [Электронный ресурс]: URL: <https://doi.org/10.3390/en16207127> (дата обращения: 30.08.2026).