



UO‘K: 621.311.243:621.316.9

doi.10.70769/2181-284.ME.2(23).2026.3

MONITORING, TARMOQ CHEKLOVLARI VA INVERTORNING HIMOYA LOGIKASI ASOSIDA KICHIK QUUVATLI TARMOQQA ULANGAN QFESLARNING EKSPLUATATSION MAVJUDLIGINI SABABGA YO‘NALTIRILGAN BAHOLASH MODELI

Avezova Nilufar Rabbanakulovna^{1,2}- t.f.d., prof.,

<https://orcid.org/0000-0002-4298-1041> e-mail: avezovanr@gmail.com

Shog‘o‘chqorov Sanjar Qodir o‘g‘li¹- t.f.b.f.d., dots.,

<https://orcid.org/0000-0002-5684-9818> e-mail: sanjar4242@inbox.ru

Qulmatov Hayrullo Habibullayevich – tadqiqotchi,

<https://orcid.org/0009-0008-5504-4875> e-mail: hayrullo05051986@gmail.com

Qudratov Afzalxo‘ja Rustamjon o‘g‘li¹ – tadqiqotchi,

<https://orcid.org/0009-0001-9069-205X> e-mail: afzalkhojakudratov@gmail.com

Raxmatov Anvar Raxmat o‘g‘li¹ – doktorant,

<https://orcid.org/0009-0004-6369-2160> e-mail: raxmatovanvar2302@gmail.com

Siddiqov Xusniddin Zayniddinovich¹ - tadqiqotchi

<https://orcid.org/0009-0008-6716-3513>

¹I.Karimov nomidagi Toshkent davlat texnika universiteti, Toshkent sh, Universitet ko‘ch. 2., 100095, O‘zbekiston

²Farg‘ona davlat texnika universiteti, Farg‘ona shahar, Farg‘ona ko‘chasi, 86-uy, 150107, O‘zbekiston

Annotatsiya. Kirish. Maqolada past kuchlanishli taqsimlash tarmoqlari sharoitida ishlaydigan kichik quvvatli tarmoqqa ulangan quyosh fotoelektr stansiyalarining (QFES) ekspluatatsion barqarorligini sababga yo‘naltirilgan baholash modeli taklif etilgan. Tadqiqotning ilmiy g‘oyasi shundan iboratki, QFESning haqiqiy ishga tayyor emaslik holati yagona integral to‘xtab qolish sifatida emas, balki quyosh generatsiyasi, mahalliy yuklama, ulanish nuqtasi parametrlari, tarmoq cheklovlari hamda invertorning himoya logikasi o‘zaro ta’sirining natijasi sifatida qoraladi.

Usul va materiallar. Gibril fizik-statistik model ishlab chiqilgan bo‘lib, unda stansiya holati barqarorlik ko‘rsatkichi $KD(t)$ bilan tavsiflanadi. Yillik barqarorlik KD_{yil} , quyosh radiatsiyasi potentsiali barqarorligi KD_{quy} , tarmoqqa bog‘liq barqarorlik KD_{tar} va uskunalarga bog‘liq barqarorlik KD_{ob} yagona hisoblash sxemasining xususiy hollari sifatida taqdim etilgan. Model 2024 yil davomida Navoiy viloyati Xatirchi tumanidagi 10 kVt quvvatli QFESning yillik monitoring ma’lumotlari asosida tadqiq qilingan.

Natijalar. Umumiy davomiyligi 306,5 soat bo‘lgan 613 ta himoya maqsadidagi o‘chish qayd etildi; yillik barqarorlik 96,51%, 2900 soatlik quyosh radiatsiyasi bo‘yicha barqarorlik esa 89,43% ni tashkil etdi. 433 ta hodisa yoki 70,6% past kuchlanishli tarmoqdagi kuchlanishning oshib ketishi bilan bog‘liq ekanligi aniqlandi. $KD_{kal}(r)$ va $KD_{quy}(r)$ ning kuchlanish oshishi bo‘yicha o‘chishlarni kamaytirish ulushi r ga bog‘liqligi taklif etildi; ushbu guruhdagi hodisalarni 50-75% ga kamaytirish KD_{quy} ni 93,16-95,03% gacha oshirishi ko‘rsatildi. Verifikatsiya ikki darajada amalga oshirildi: mahalliy – Xatirchi tumanidagi bir xil turdagi beshta QFESda va mintaqalararo – O‘zbekistonning turli hududlaridagi beshta 10 kV quvvatli stansiyada.

Xulosa. Maqsadli funksiya, barqaror ekspluatatsiya uchun chegaraviy shartlar va ekspluatatsion energetik audit algoritmi shakllantirildi. Taklif etilgan yondashuv o‘chishlarni qayd etishdan mavjud emaslikning fizik sabablarini diagnostika qilishga va texnik asoslangan tadbirlarni tanlashga o‘tish imkonini beradi.

Kalit so‘zlar: tarmoq fotoelektr stansiyasi; ekspluatatsion tayyorlik; fizik-statistik model; past kuchlanishli tarmoq; invertorning himoya mantiqi; yuqori kuchlanish; FusionSolar; energoaudit; Volt-Var; Volt-Watt.



Дата поступления: 03.06.2026. После обработки: 06.06.2026 Принято печать: 22.06.2026

For citation: Avezova N.R., Shoguchkarov S.K., Qulmatov H.H., Kudratov A.R., Rakhmatov A.R., Siddiqov X.Z. A Causal-Oriented Model for Assessing the Operational Availability of Low-Power Grid-Connected PV Systems Based on Monitoring, Grid Constraints, and Inverter Protection Logic. *Alternative energy*. 2026. 2 (23). pp. 27-46.

УДК 621.311.243:621.316.9

МОДЕЛЬ ПРИЧИННО-ОРИЕНТИРОВАННОЙ ОЦЕНКИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ ДОСТУПНОСТИ МАЛОМОЩНЫХ СЕТЕВЫХ СФЭС НА ОСНОВЕ МОНИТОРИНГА, СЕТЕВЫХ ОГРАНИЧЕНИЙ И ЗАЩИТНОЙ ЛОГИКИ ИНВЕРТОРА

Авезова Нилуфар Раббанакуловна^{1,2} - д.т.н., проф.,

<https://orcid.org/0000-0002-4298-1041> e-mail: avezovanr@gmail.com

Шогучкаров Санжар Кодир угли¹ - PhD, доц.

<https://orcid.org/0000-0002-5684-9818> e-mail: sanjar4242@inbox.ru

Кулматов Хайрулло Хабибуллаевич – исследователь,

<https://orcid.org/0009-0008-5504-4875> e-mail: hayrullo05051986@gmail.com

Кудратов Афзалхужа Рустамжон угли¹ – исследователь,

<https://orcid.org/0009-0001-9069-205X> e-mail: afzalkhojakudratov@gmail.com

Рахматов Анвар Рахмат угли¹ – докторант,

<https://orcid.org/0009-0004-6369-2160> e-mail: raxmatovanvar2302@gmail.com

Сиддиқов Хусниддин Зайниддинович¹ - исследователь

<https://orcid.org/0009-0008-6716-3513>

¹Ташкентский государственный технический университет имени И. Каримова, г. Ташкент, ул. Университетская, 2, 100095, Узбекистан;

²Ферганский политехнический институт, г. Фергана, ул. Ферганская, 86, 150107, Узбекистан

Аннотация. Введение. В статье предложена модель причинно-ориентированной оценки эксплуатационной доступности маломощных сетевых солнечных фотоэлектрических станций (СФЭС), работающих в условиях низковольтных распределительных сетей. Научная идея работы состоит в том, что фактическая недоступность СФЭС рассматривается не как единый интегральный простой, а как результат взаимодействия солнечной генерации, локальной нагрузки, параметров точки присоединения, сетевых ограничений и защитной логики инвертора.

Методы и материалы. Разработана гибридная физико-статистическая модель, в которой состояние станции описывается индикатором доступности $KД(t)$, а календарная доступность $KД_{кал}$, доступность в окне потенциальной солнечной генерации $KД_{сол}$, сетевобусловленная доступность $KД_{сет}$ и доступность оборудования $KД_{об}$ представлены как частные случаи единой расчетной схемы. Модель калибрована на данных годового мониторинга СФЭС мощностью 10 кВт в Хатырчинском районе Навоийской области за 2024 г.

Результаты. Зарегистрировано 613 защитных отключений суммарной длительностью 306,5 ч; календарная доступность составила 96,51%, а доступность в солнечном окне 2900 ч - 89,43%. Установлено, что 433 события, или 70,6%, связаны с перенапряжением в низковольтной сети. Предложена зависимость $KД_{кал}(r)$ и $KД_{сол}(r)$ от доли снижения отключений по перенапряжению r ; показано, что снижение данной группы событий на 50-75% повышает $KД_{сол}$ до 93,16-95,03%. Верификация выполнена на двух



уровнях: локально - на пяти однотипных СФЭС Хатырчинского района, и межрегионально - на пяти станциях 10 кВт в различных регионах Узбекистана.

Заключение. Сформированы целевая функция, граничные условия устойчивой эксплуатации и алгоритм эксплуатационного энергоаудита. Предложенный подход позволяет перейти от регистрации отключений к диагностике физической причины недоступности и выбору технически обоснованных мероприятий.

Ключевые слова: сетевая фотоэлектрическая станция; эксплуатационная доступность; физико-статистическая модель; низковольтная сеть; защитная логика инвертора; перенапряжение; FusionSolar; энергоаудит; Volt-Var; Volt-Watt.

UDC: 621.311.243:621.316.9

A CAUSAL-ORIENTED MODEL FOR ASSESSING THE OPERATIONAL AVAILABILITY OF LOW-POWER GRID-CONNECTED PV SYSTEMS BASED ON MONITORING, GRID CONSTRAINTS, AND INVERTER PROTECTION LOGIC

Avezova Nilufar Rabbanakulovna^{1,2} - Doctor of Technical Sciences, Professor,
<https://orcid.org/0000-0002-4298-1041> e-mail: avezovanr@gmail.com

Shoguchkarov Sanjar Kodir ugli¹ - PhD, Associate Professor,
<https://orcid.org/0000-0002-5684-9818> e-mail: sanjar4242@inbox.ru

Qulmatov Hayrullo Habibullayevich – Researcher,
<https://orcid.org/0009-0008-5504-4875> e-mail: hayrullo05051986@gmail.com

Kudratov Afzalkhuja Rustamjon ugli¹ - Researcher,
<https://orcid.org/0009-0001-9069-205X> e-mail: Afzalkhojakudratov@gmail.com

Rakhmatov Anvar Rakhmat ugli¹ - Doctoral Student,
<https://orcid.org/0009-0004-6369-2160> e-mail: raxmatovanvar2302@gmail.com

Siddiqov Xusniddin Zayniddinovich¹ - Researcher,
<https://orcid.org/0009-0008-6716-3513>

¹Tashkent State Technical University named after I. Karimov, 2, University street, Tashkent, 100095, Uzbekistan;

²Fergana Polytechnic Institute, 86, Fergana street, Fergana, 150107, Uzbekistan

Abstract. Introduction. The paper proposes a model for a cause-oriented assessment of the operational availability of low-power grid-connected solar photovoltaic power plants (SPVPP) operating in low-voltage distribution networks. The scientific idea of the work is that the actual unavailability of the SPVPP is considered not as a single integrated downtime, but as a result of the interaction of solar generation, local load, connection point parameters, network constraints, and inverter protection logic.

Methods and materials. A hybrid physical-statistical model has been developed in which the state of the plant is described by an availability indicator $KD(t)$, and calendar availability KD_{cal} , availability in the potential solar generation window KD_{sol} , network-conditioned availability KD_{net} , and equipment availability KD_{eq} are presented as special cases of a unified calculation scheme. The model is calibrated based on annual monitoring data of a 10 kW SPVPP in the Khatyrchi district of the Navoi region for 2024.

Results. 613 protective shutdowns with a total duration of 306.5 hours were registered; calendar availability was 96.51%, and availability in the 2900-hour solar window was 89.43%. It was found that 433 events, or 70.6%, are associated with overvoltage in the low-voltage network. The dependence of $KD_{cal}(r)$ and $KD_{sol}(r)$ on the share of reduction in overvoltage-related shutdowns r is proposed; it is shown that reducing this group of events by 50-75% increases KD_{sol} to 93.16-95.03%. Verification was carried out at two levels: locally – on five similar SPVPPs in the Khatyrchi district, and interregionally – on five 10 kW stations in various regions of Uzbekistan.



Conclusion. A target function, boundary conditions for sustainable operation, and an operational energy audit algorithm have been formed. The proposed approach allows moving from recording outages to diagnosing the physical cause of unavailability and selecting technically justified measures.

Keywords: grid-connected photovoltaic system; operational availability; physical-statistical model; low-voltage network; inverter protection logic; overvoltage; FusionSolar; energy audit; Volt-Var; Volt-Watt.

Введение

Развитие распределенной солнечной энергетики усиливает требования не только к установленной мощности, но и к фактической эксплуатационной доступности маломощных сетевых СФЭС. Для Узбекистана эта задача имеет особое значение, поскольку рост числа крышных и малых сетевых фотоэлектрических станций происходит в условиях неоднородного состояния низковольтных распределительных сетей, сезонных изменений нагрузки, асимметрии фаз и локальных ограничений качества напряжения. В таких условиях годовая генерация, коэффициент использования установленной мощности и коэффициент производительности не всегда позволяют корректно определить истинную причину потерь выработки. [1-4]

В международной практике мониторинг фотоэлектрических систем опирается на стандартизированные подходы. IEC 61724-1:2021 определяет терминологию, оборудование и методы мониторинга производительности PV-систем, а IEC TS 63019:2019 задает информационную модель, на основе которой могут быть сформированы показатели доступности фотоэлектрических энергетических систем. Для анализа сетевого взаимодействия важны EN 50160, EN 50549-1 и IEEE Std 1547-2018, поскольку они задают требования к характеристикам напряжения и подключению распределенных энергетических ресурсов к электрическим сетям [6, 7, 10, 13, 14]. Для анализа причин и последствий отказов применим IEC 60812:2018, описывающий FMEA/FMECA-процедуру [12]. Однако для маломощных сетевых СФЭС остается методический разрыв: защитные отключения инвертора часто учитываются как простои, но их физическая природа может быть связана не с отказом оборудования, а с параметрами внешней сети.

Проблема особенно существенна для объектов мощностью порядка 10 кВт, подключенных к сети 0,4 кВ. Даже исправный инвертор должен отключиться или ограничить мощность, если напряжение или частота в точке присоединения выходят за допустимые пределы. Поэтому прямое отнесение всех остановок к «отказам оборудования» методически неверно: оно завышает оценку ненадежности компонентов и скрывает сетевую причину недоступности. [6, 7, 10, 16].

Гипотеза исследования состоит в следующем: при одинаковой установленной мощности маломощных сетевых СФЭС фактическая эксплуатационная доступность определяется не только солнечным ресурсом и техническим состоянием оборудования, но и качеством точки присоединения к низковольтной сети. Поэтому сетевые обусловленные защитные отключения инвертора могут быть представлены как управляемая составляющая недоступности, а их снижение приводит к расчетному росту $KD_{\text{сол}}$, и $KD_{\text{кал}}$.

В связи с чем **целью статьи** является разработка и верификация физико-статистической модели оценки эксплуатационной доступности маломощных сетевых СФЭС, позволяющей на основе данных мониторинга, параметров точки присоединения и защитной логики инвертора классифицировать события недоступности, рассчитывать дифференцированные коэффициенты доступности, устанавливать зависимости КД от сетевых факторов и формировать технически обоснованные меры эксплуатационного энергоаудита.

Для достижения цели решены **следующие задачи**: разработана физическая модель сетевых обусловленной недоступности СФЭС; сформирована математическая модель через индикатор состояния $D(t)$ и декомпозицию времени простоя; предложен численный



алгоритм расчета по данным FusionSolar/SCADA; выполнена калибровка на одной СФЭС мощностью 10 кВт; проверена воспроизводимость на пяти станциях одного района и пяти станциях в регионах Узбекистана; сформированы целевая функция, граничные условия и алгоритм эксплуатационного энергоаудита.

Научная значимость настоящего сообщения заключается в переходе от агрегированного учета остановок к причинно-ориентированной модели, в которой защитная логика инвертора, сетевые ограничения и надежность оборудования разделены как разные диагностические классы. В результате коэффициент доступности становится не только учетным показателем, но и расчетным индикатором качества точки присоединения.

Основная часть. Физическая модель сетево-обусловленной недоступности СФЭС

Маломощная сетевая СФЭС рассматривается как система «фотоэлектрический массив - сетевой инвертор - точка присоединения - низковольтная распределительная сеть - контур мониторинга». При этом физическая причина недоступности может возникать не внутри фотоэлектрического массива, а на границе взаимодействия инвертора с внешней сетью. Если напряжение в точке присоединения выходит за допустимые пределы, инвертор выполняет штатное защитное отключение или ограничение мощности. Следовательно, событие недоступности является следствием нарушения условий сетевой совместимости, а не обязательно отказом оборудования [14, 15, 19].

На рис. 1 представлена физическая схема взаимодействия СФЭС с низковольтной сетью, предложенная авторами для причинно-ориентированной интерпретации мониторинговых данных.

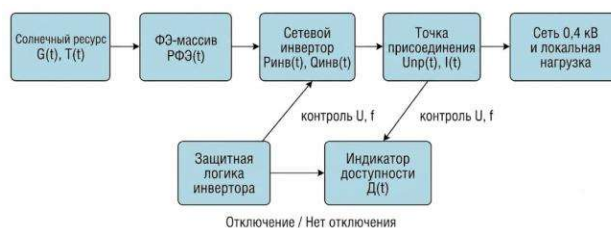


Рис. 1 - Физическая схема взаимодействия СФЭС с низковольтной сетью.

Как следует из рис. 1, фотоэлектрический массив формирует потенциальную активную мощность $P_{ФЭ}(t)$, инвертор преобразует ее в сетевую активную и реактивную мощность $P_{инв}(t)$ и $Q_{инв}(t)$, а точка присоединения характеризуется напряжением $U_{пр}(t)$ и частотой $f(t)$. Блок защитной логики связывает физические параметры сети с индикатором доступности $D(t)$. Поэтому в предлагаемой модели событие отключения является не только фактом отсутствия генерации, но и диагностическим результатом нарушения одного из граничных условий.

Для радиального низковольтного фидера изменение напряжения в точке присоединения может быть описано приближенной линейной зависимостью, используемой в анализе распределительных сетей и адаптированной авторами для задачи оценки доступности СФЭС [16]:

$$\Delta U_{пр}(t) \approx \frac{R_{\Sigma} P_{кал}(t) + X_{\Sigma} Q_{кал}(t)}{U_{ном}} \quad (1)$$

где R_{Σ} и X_{Σ} - эквивалентные активное и реактивное сопротивления участка сети до точки присоединения, $U_{ном}$ - номинальное напряжение, $P_{кал}(t) = P_{ФЭ}(t) - P_{наг}(t)$ - результирующая активная мощность в точке присоединения, $Q_{кал}(t)$ - результирующая реактивная мощность. Формула (1) показывает, что при высокой генерации и низком локальном потреблении обратный переток активной мощности может повышать напряжение в точке присоединения. Если $U_{пр}(t)$ превышает уставку инвертора, возникает защитное отключение.

На рис. 2 показана причинная цепочка формирования сетево-обусловленной недоступности, предложенная авторами как структурная интерпретация формулы (1) и защитной логики инвертора.



Рис. 2. Причинная цепочка сетевых обусловленной недоступности СФЭС.

Из рис. 2 видно, что доминирующая причина простоев может быть внешней по отношению к оборудованию станции. Сначала возникает режим повышенной выдачи мощности при недостаточном локальном потреблении, затем усиливается обратный переток, повышается $U_{пр}(t)$, инвертор фиксирует выход за допустимую область и прекращает генерацию. Такая цепочка позволяет связать физическое состояние сети с расчетными величинами $T_{инт}$, $T_{пн}$ и K_d .

Математическая модель эксплуатационной доступности

В математической модели состояние СФЭС описывается бинарным индикатором доступности $D(t)$. Формула (2) предложена авторами как базовое представление состояния станции в задаче причинно-ориентированной диагностики:

$$D(t) = \begin{cases} 1, & \Omega(t) = 1, \\ 0, & \Omega(t) = 0, \end{cases} \quad (2)$$

где $\Omega(t) = 1$ означает одновременное выполнение условий сетевой совместимости, наличие солнечного ресурса при анализе солнечного окна, отсутствие подтвержденного внутреннего отказа и достоверность данных мониторинга. Если хотя бы одно критическое условие нарушено, $\Omega(t) = 0$, а соответствующий интервал относится к недоступности или неопределенности в зависимости от класса события.

Обобщенный коэффициент доступности для выбранной расчетной базы b предложен авторами в форме:

$$K_{D_b} = \frac{\int_0^T D(t) w_b(t) dt}{\int_0^T w_b(t) dt} \quad (3)$$

где $w_b(t)$ - весовая функция расчетного временного окна. Формула (3) позволяет представить календарную доступность, доступность в солнечном окне и специальные диагностические показатели как частные случаи единой модели.

Для календарной доступности весовая функция равна единице на всем интервале анализа, поэтому:

$$w_{кал}(t) = 1, \quad K_{D_{кал}} = 1 - \frac{T_{инт}}{T_{кал}} \quad (4)$$

Формула (4) соответствует общей логике показателей готовности и доступности, применяемой в терминологии надежности IEC 60050-192 и информационной модели доступности PVPS IEC TS 63019:2019 (IEC, 2015, 2019) [11, 13]. Для оценки энергетически значимых потерь в работе авторы вводят доступность в окне потенциальной солнечной генерации:

$$w_{сол}(t) = \begin{cases} 1, & G(t) > G_{мин}, \\ 0, & G(t) \leq G_{мин}, \end{cases} \quad K_{D_{сол}} = 1 - \frac{T_{инт,сол}}{T_{сол}} \quad (5)$$

где $G(t)$ - солнечная радиация или иной критерий потенциальной возможности генерации, $G_{мин}$ - минимальный порог выделения солнечного окна, $T_{инт,сол}$ - длительность простоев внутри солнечного окна, $T_{сол}$ - длительность окна потенциальной генерации. Формула (5) предложена авторами как адаптация общего понятия доступности к энергетически значимому периоду работы маломощной СФЭС.

Для исключения смешения сетевых событий и внутренних отказов оборудования время недоступности декомпозируется следующим образом:

$$T_{инт} = T_{сет} + T_{об} + T_{дан} \quad (6)$$

$$T_{сет} = T_{откл} + T_{ну} + T_{пн} \quad (7)$$

Формулы (6) и (7) предложены авторами на основе причинной логики FMEA/FMECA: $T_{сет}$ - сетевых обусловленная недоступность; $T_{об}$ - недоступность из-за подтвержденных отказов оборудования; $T_{дан}$ - интервалы неопределенности, связанные с потерей телеметрии;



$T_{откл}$ - отсутствие внешней сети; $T_{ну}$ - пониженное напряжение; $T_{пн}$ - перенапряжение. Такая декомпозиция согласуется с принципом анализа видов и последствий отказов, где событие должно быть отнесено к конкретной причине и последствиям, а не смешиваться с другими классами (ИЕС, 2018) [12].

Доля перенапряжений в структуре событий определяется выражением:

$$\delta_{пн} = \frac{N_{пн}}{N} \cdot 100\% \quad (8)$$

Формула (8) предложена авторами как частотный диагностический индикатор доминирования перенапряжений. Она не заменяет анализ величины и длительности превышения напряжения, но позволяет быстро выявить главный класс сетевых обусловленных отключений.

Численная реализация модели по данным FusionSolar / SCADA

Численная модель реализуется как последовательность обработки временных рядов и журнала событий. Ее задача - перевести данные мониторинга в диагностические показатели $T_{инт}$, $T_{пн}$, КД и рекомендации энергоаудита. [14, 15, 19]

На рис. 3 представлена блок-схема численной реализации модели по данным FusionSolar/SCADA. Она показывает последовательность перехода от исходных временных рядов мощности, напряжения, частоты и журнала событий к диагностическому заключению.

Как видно из рис. 3, расчет начинается с выгрузки временных рядов мощности, напряжения, частоты и журнала событий. Далее выполняются очистка, синхронизация, выделение солнечного окна, классификация событий и расчет дифференцированных показателей. После этого модель выполняет сценарный анализ и формирует инженерное заключение. Такая структура позволяет использовать один и тот же алгоритм как для одной станции, так и для группы однотипных объектов.



Рис. 3. Численная реализация модели по мониторинговым данным FusionSolar/SCADA.

Для случаев, когда доступны только годовая генерация и число остановок, но отсутствуют длительности каждого события, авторы предлагают использовать частотный индекс остановок на 1 МВт·ч:

$$I_N = \frac{N}{E_{год}/1000} \quad (9)$$

где N - число остановок за год, $E_{год}$ - годовая генерация, кВт·ч. Формула (9) не заменяет полный расчет КД, но позволяет выполнять предварительную межрегиональную диагностику и ранжирование объектов по частоте сетевых обусловленных ограничений.



Для проверки локальной воспроизводимости применяется коэффициент вариации:

$$KB_x = \frac{\sigma_x}{\bar{x}} \cdot 100\% \quad (10)$$

где x - анализируемый показатель, например годовая генерация или число остановок; σ_x - стандартное отклонение; $\bar{x}$ - среднее значение. Формула (10) является стандартной статистической мерой разброса и используется авторами для оценки воспроизводимости результатов.

Исходные данные и классификация событий



Рис.4. Спутниковый снимок с видимым расположением СФЭС мощностью 10 кВт на крыше единого окна Хатырчинского района.

Калибровка модели выполнена на СФЭС мощностью 10 кВт, установленной на крыше административного здания в Хатырчинском районе Навоийской области. Объект оснащен сетевым инвертором Huawei SUN2000-10KTL-M1 и фотоэлектрическим массивом 10,7 кВтр. Мониторинг осуществлялся через Huawei FusionSolar Smart PVMS с дискретностью 5 мин. Основные параметры объекта и массива данных представлены в табл. 1.

Таблица 1

Основные характеристики базовой СФЭС и роль параметров в модели

Параметр	Значение	Роль в модели
Объект	СФЭС 10 кВт, Хатырчинский район, Навоийская область	Базовая станция для калибровки
ФЭ-массив	20 × Longi LR5-72HPH, 535 Вт; суммарно 10,7 кВтр	Источник потенциальной генерации $P_{фэ}(t)$
Инвертор	Huawei SUN2000-10KTL-M1, 10 кВт	Сетевой интерфейс и защитная логика
Сеть	Подключение к низковольтной сети 0,4 кВ	Источник ограничений $U_{пр}(t), f(t)$
Мониторинг	Huawei FusionSolar Smart PVMS	Временные ряды и журнал событий
Дискретность	5 мин	Численное выделение устойчивых простоев
Период	2024 г., $T_{кал} = 8784$ ч	Календарная база расчета
Годовая генерация	13 894,7 кВт·ч	Проверка энергетической работоспособности
Окно солнечной генерации	$T_{сол} = 2900$ ч	Энергетически значимая база $КД_{сол}$



Как следует из табл. 1 и Рис. 4, объект пригоден для модельной калибровки: станция имеет типовую мощность 10 кВт, работает параллельно с сетью 0,4 кВ и имеет полный годовой массив мониторинга. Годовая генерация 13 894,7 кВт·ч указывает, что фотоэлектрическая часть сохраняет работоспособность, а основная проблема проявляется именно как периодическая недоступность выдачи мощности в сеть.

Правила классификации событий приведены в табл. 2. Они являются ключевым элементом модели, поскольку позволяют не смешивать сетевую недоступность и отказ оборудования.

Таблица 2

Классификация событий недоступности СФЭС

Класс события	Диагностический признак	Как учитывается в модели	Инженерная трактовка
Отсутствие внешней сети	Нет синхронизации с сетью / внешнее отключение	$T_{\text{сет}}, N_{\text{сет}}$	Сетевое событие, не внутренний отказ инвертора
Пониженное напряжение	$U_{\text{пр}}$ ниже допустимой уставки	$T_{\text{ну}}, N_{\text{ну}}$	Проверка нагрузки, фазной асимметрии, сечения линии
Перенапряжение	$U_{\text{пр}}$ выше допустимой уставки	$T_{\text{пн}}, N_{\text{пн}}$	Обратные перетоки, трансформаторная отпайка, слабая сеть
Внутренний отказ оборудования	Подтвержденный отказ, ремонт или замена	$T_{\text{об}}, N_{\text{об}}$	Используется для КД _{об} и СНО/СВВ
Потеря связи	Нет телеметрии без подтверждения остановки	$T_{\text{дан}}$ только после проверки	Не включать автоматически в простой

Из табл. 2 видно, что одно и то же состояние «нет генерации» может иметь разную физическую природу. Если инвертор отключился из-за выхода напряжения за уставку, это сетевое-обусловленное событие. Если зафиксирован подтвержденный внутренний отказ, это событие оборудования. Если отсутствуют данные связи, требуется проверка, поскольку потеря телеметрии не равна простому станция. Именно такая классификация формирует основу причинно-ориентированной оценки.

В табл. 3 представлена система дифференцированных показателей, используемых в модели.

Таблица 3

Дифференцированные показатели доступности и диагностические индексы

Показатель	Формула / расчетная база	Назначение	Ключевое ограничение
$KD_{\text{кал}}$	$1 - T_{\text{инт}} / T_{\text{кал}}$	Общая календарная доступность	Слабо чувствителен к дневным потерям
$KD_{\text{сол}}$	$1 - T_{\text{инт,сол}} / T_{\text{сол}}$	Доступность в энергетически значимом окне	Требуется корректного выделения солнечного окна



Показатель	Формула / расчетная база	Назначение	Ключевое ограничение
$KD_{\text{сет}}$	$1 - T_{\text{сет}} / T_{\text{баз}}$	Вклад сетевых- обусловленных событий	Не равен надежности оборудования
$KD_{\text{об}}$	$1 - T_{\text{об}} / T_{\text{баз}}$	Доступность оборудования при доказанных отказах	Не включает защитные сетевые отключения
$\delta_{\text{пн}}$	$N_{\text{пн}} / N$	Доля событий перенапряжения	Частотная, а не полная энергетическая мера
$I_{\text{отк}}$	$N / (E_{\text{год}} / 1000)$	Интенсивность остановок на 1 МВт·ч	Удобен при отсутствии длительности событий

Табл. 3 показывает, что $KD_{\text{кал}}$ и $KD_{\text{сол}}$ не являются взаимозаменяемыми. Первый показатель удобен для календарного учета, второй - для оценки потерь в период возможной генерации. Показатель I_N дополнительно введен авторами для верификации на объектах, где доступны число остановок и годовая выработка, но отсутствуют длительности каждого события.

Калибровка модели на базовой СФЭС 10 кВт

В течение 2024 г. на базовой станции зарегистрировано 613 защитных отключений суммарной длительностью 306,5 ч. Поскольку события связаны с параметрами сети и защитной логикой инвертора, они трактуются как прерывания генерации, а не как доказанные внутренние отказы оборудования. Помесячная структура событий представлена в табл. 4 и визуализирована на рис. 4.

Таблица 4

Помесячная структура защитных отключений базовой СФЭС 10 кВт за 2024 г.

Месяц	Всего	Отключение сети	Ниже уставки	Выше уставки
Янв	52	4	13	35
Фев	76	11	15	50
Мар	57	43	2	12
Апр	73	8	0	65
Май	33	7	0	26
Июн	23	5	5	13
Июл	5	1	0	4
Авг	22	7	0	15
Сен	117	7	0	110
Окт	15	5	6	4
Ноя	61	4	22	35
Дек	79	3	12	64

Как видно из табл. 4, структура отключений существенно неравномерна по месяцам. Максимальное количество событий зарегистрировано в сентябре - 117, из которых 110 связаны с перенапряжением. В июле, напротив, было зарегистрировано только 5 событий.



Такая динамика указывает, что недоступность станции зависит не только от солнечного ресурса, но и от текущего режима низковольтной сети.

На рис. 4 представлена помесечная структура защитных отключений по трем диагностическим классам: отключение внешней сети, напряжение ниже уставки и напряжение выше уставки.

Как следует из рис. 5, в большинстве месяцев доминируют события «выше уставки». По итогам года перенапряжение сформировало 433 события из 613, или 70,6%. Следовательно, главным управляемым фактором недоступности является не внутренняя неисправность оборудования, а качество напряжения в точке присоединения.

Расчет по формулам (4) и (5) дает:

$$КД_{\text{кал}} = 1 - \frac{306.5}{8784} = 96.51\% \quad (11)$$

$$КД_{\text{сол}} = 1 - \frac{306.5}{2900} = 89.43\% \quad (12)$$

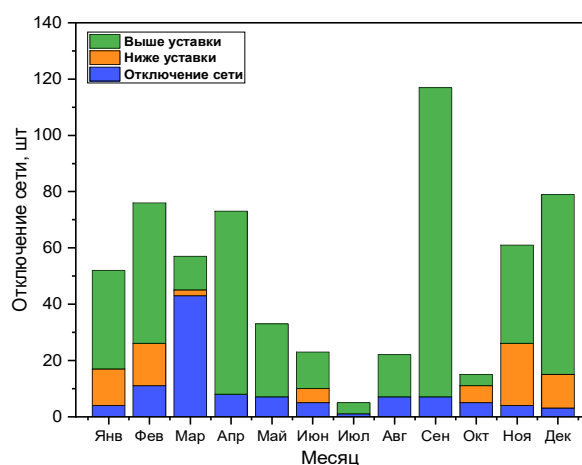


Рис. 5. Помесечная структура защитных отключений базовой СФЭС 10 кВт.

Формулы (11) и (12) показывают различную чувствительность временных баз. С календарной точки зрения станция выглядит достаточно доступной, однако в солнечном окне почти 10,6% потенциального времени генерации потеряно. Поэтому для энергоаудита маломощных сетевых СФЭС $КД_{\text{сол}}$, является более информативным показателем, чем только $КД_{\text{кал}}$.

Сценарная модель зависимости доступности от перенапряжений

Для перехода от описательной статистики к прогнозной оценке авторы вводят параметр $r \in [0; 1]$, характеризующий долю снижения защитных отключений по перенапряжению. Тогда оставшееся время недоступности определяется выражением:

$$T_{\text{ост}}(r) = T_{\text{проч}} + (1 - r)T_{\text{пн}}^* \quad (13)$$

где $T_{\text{проч}}$ - простой, связанный с прочими сетевыми событиями; $T_{\text{пн}}^*$ - оценочная длительность простоев по перенапряжению. Формула (11) предложена авторами как модель чувствительности доступности к снижению доминирующей группы сетевых событий.

Для базовой СФЭС:

$$T_{\text{ост}}(r) = 90.0 + (1 - r) \cdot 216.5 \quad (14)$$

Тогда зависимости доступности от r имеют вид:

$$КД_{\text{кал}}(r) = 1 - \frac{90.0 + (1-r) \cdot 216.5}{8784} \quad (15)$$

$$КД_{\text{сол}}(r) = 1 - \frac{90.0 + (1-r) \cdot 216.5}{2900} \quad (16)$$

Формулы (12)-(14) являются авторским развитием дифференцированной методики, которые связывают физически интерпретируемую сетевую причину с расчетным ростом доступности. Результаты сценариев приведены в табл. 5.



Таблица 5

Сценарная оценка влияния снижения перенапряжений на доступность

r	Оставшийся простой, ч	КД _{кал} , %	КД _{сол} , %	Интерпретация
0%	306.5	96.51	89.43	Базовое состояние 2024 г.
25%	252.4	97.13	91.30	Первичная настройка / балансировка
50%	198.2	97.74	93.16	Выраженный эффект корректирующих мер
75%	144.1	98.36	95.03	Целевой уровень для устойчивой работы
100%	90.0	98.98	96.90	Теоретический предел при сохранении прочих событий

Из табл. 5 следует, что снижение отключений по перенапряжению на 50% повышает КД_{сол} с 89,43 до 93,16%, а снижение на 75% - до 95,03%. Это доказывает, что перенапряжение является управляемым фактором повышения доступности. Даже полное устранение перенапряжений не дает 100% доступности, поскольку сохраняется 90 ч прочих сетевых простоев.

На рис. 5 представлены расчетные зависимости КД_{кал} и КД_{сол} от степени снижения перенапряжений.

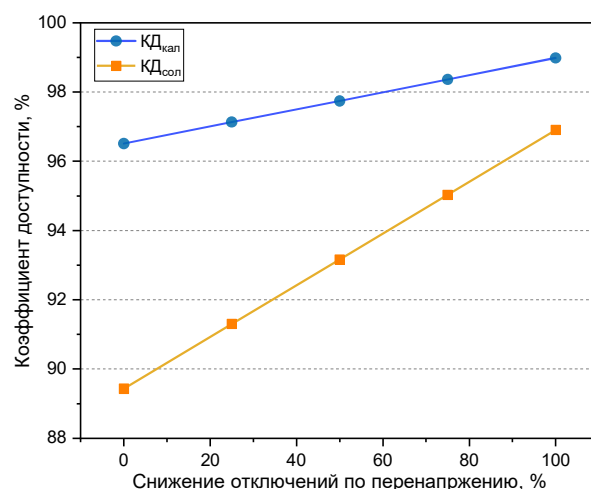


Рис. 6. Зависимость Коэффициент доступности от снижения отключений по перенапряжению.

Как видно из рис. 6, обе зависимости возрастают почти линейно, поскольку сценарная модель основана на пропорциональном снижении $T_{пн}^*$. При этом кривая КД_{сол} имеет более выраженный прирост. Чувствительность коэффициентов к параметру r определяется выражениями:

$$S_{кал} = \frac{\partial КД_{кал}}{\partial r} = \frac{T_{пн}^*}{T_{кал}} \quad (17)$$

$$S_{сол} = \frac{\partial КД_{сол}}{\partial r} = \frac{T_{пн}^*}{T_{сол}} \quad (18)$$

Для исследуемого объекта $S_{кал} = 216,5/8784 = 0,0246$, а $S_{сол} = 216,5/2900 = 0,0747$. Следовательно, полное устранение перенапряжений теоретически повышает календарную доступность на 2,46 процентного пункта, а доступность в солнечном окне - на



7,47 процентного пункта. Показатель $KD_{\text{сол}}$ примерно в три раза чувствительнее к сетевым обусловленным отключениям, чем $KD_{\text{кал}}$.

Верификация модели и воспроизводимость результатов

Локальная воспроизводимость на пяти станциях Хатырчинского района

Для проверки локальной воспроизводимости рассмотрены пять однотипных СФЭС мощностью 10 кВт, расположенных в Хатырчинском районе: «Единое окно», «Агробанк», «Халк банки», «УВД Хатырчи» и «10-школа». Поскольку станции имеют одинаковую мощность и находятся в одной территориальной зоне, их сравнение позволяет определить, является ли результат базовой станции случайным или отражает общую локальную закономерность.

В табл. 6 приведены итоговые показатели по пяти станциям. Для станции «Единое окно» сентябрьское число остановок принято 117, что согласует локальную таблицу с детальным журналом калибровочной станции и годовым итогом 613 событий.

Таблица 6

Локальная воспроизводимость: пять СФЭС мощностью 10 кВт в Хатырчинском районе

Станция	$E_{\text{год}}, \text{кВт}\cdot\text{ч}$	$Y_{\text{уд}}, \text{кВт}\cdot\text{ч}/\text{кВт}$	N, шт.	$I_{\text{отк}}, \text{событий}/\text{МВт}\cdot\text{ч}$
Единое окно	13895	1389.5	613	44.1
Агробанк	12730	1273.0	566	44.5
Халк банки	14830	1483.0	617	41.6
УВД Хатырчи	13280	1328.0	568	42.8
10-школа	13910	1391.0	673	48.4
Среднее	13729	1372.9	607.4	44.3
КВ, %	5.73	—	7.22	—

Как следует из табл. 6, годовая генерация пяти станций изменяется от 12 730 до 14 830 кВт·ч, среднее значение составляет 13 729 кВт·ч, а коэффициент вариации KV_E равен 5,73%. Это подтверждает близкий энергетический уровень объектов. Число остановок изменяется от 566 до 673, среднее значение 607,4 события, $KV_N = 7,22$. Следовательно, и генерация, и частота остановок в пределах района имеют воспроизводимый характер.

На рис. 7 представлена помесечная генерация пяти СФЭС Хатырчинского района.

Как видно из рис. 7, месячные профили генерации имеют близкую форму: рост в весенне-летний период, максимум в июне-июле и снижение в зимние месяцы. Средняя парная корреляция месячных профилей генерации превышает 0,99. Это подтверждает, что энергетическая часть объектов сопоставима, а различия в остановках следует анализировать прежде всего через сетевые условия и точку присоединения.

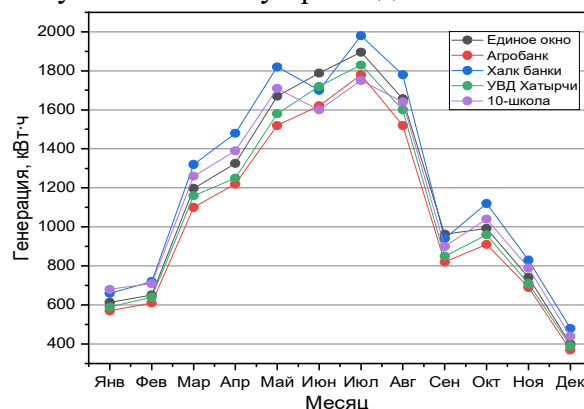


Рис. 7. Среднемесячная генерация пяти СФЭС Хатырчинского района.



На рис. 8 приведены помесечные остановки тех же станций.

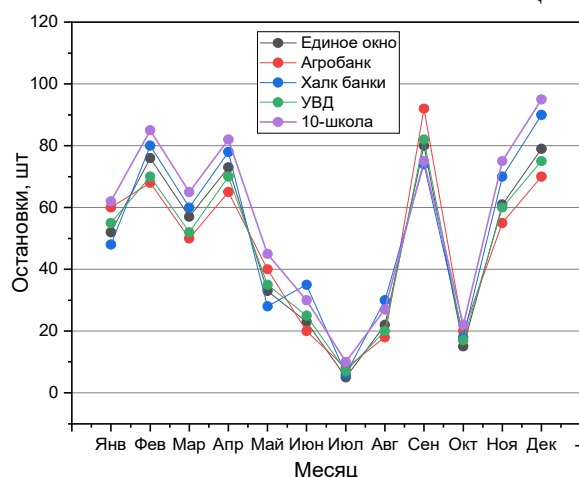


Рис. 8. Помесячное число остановок пяти СФЭС Хатырчинского района.

Рис. 8 показывает повторяемость сезонного характера остановок: пик событий приходится на сентябрь, ноябрь-декабрь и отдельные весенние месяцы, тогда как июль характеризуется минимальным числом остановок. Средняя парная корреляция профилей остановок составляет около 0,94. Это подтверждает, что проблема не является частным дефектом одной станции, а связана с общей локальной сетевой средой.

Межрегиональная переносимость модели

Для проверки межрегиональной переносимости рассмотрены СФЭС мощностью 10 кВт в пяти регионах Узбекистана: Ташкент, Фергана, Навои, Каракалпакстан и Кашкадарья. В отличие от локального сравнения, межрегиональный уровень позволяет оценить влияние различий в сетевых условиях, климате и эксплуатационной среде.

В табл. 7 приведены годовая генерация, число остановок и индекс I_N .

Таблица 7

Межрегиональная верификация по станциям мощностью 10 кВт

Регион	$E_{\text{год}}, \text{кВт}\cdot\text{ч}$	$Y_{\text{уд}}, \text{кВт}\cdot\text{ч}/\text{кВт}$	$N, \text{шт.}$	$I_{\text{отк}}, \text{событий}/\text{МВт}\cdot\text{ч}$	Категория
Ташкент	15100.9	1510.1	18	1.2	низкая
Фергана	8707.0	870.7	985	113.1	критически высокая
Навои	13894.8	1389.5	613	44.1	умеренная
Каракалпакстан	11875.1	1187.5	1141	96.1	высокая
Кашкадарья	15163.3	1516.3	64	4.2	низкая

Как видно из табл. 7, одинаковая установленная мощность 10 кВт не гарантирует одинаковую эксплуатационную картину. Ташкент и Кашкадарья имеют низкую интенсивность остановок - 1,2 и 4,2 событий/МВт·ч соответственно. Навои занимает умеренную зону - 44,1 событий/МВт·ч. Каракалпакстан и Фергана демонстрируют высокий и критически высокий уровень - 96,1 и 113,1 событий/МВт·ч. Таким образом, индекс I_N позволяет выявить регионы с повышенным сетевым риском даже при отсутствии длительности каждого события.

На рис. 9 представлена межрегиональная интенсивность остановок на 1 МВт·ч годовой генерации.

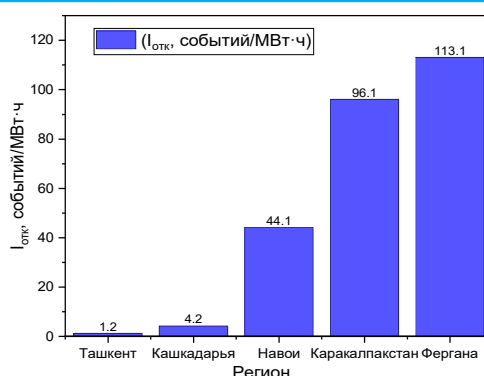


Рис. 9. Интенсивность остановок на 1 МВт·ч по регионам Узбекистана.

Как следует из рис. 8, интенсивность остановок изменяется более чем на порядок: от 1,2 событий/МВт·ч в Ташкенте до 113,1 событий/МВт·ч в Фергане. Это подтверждает исходную гипотезу: фактическая доступность СФЭС зависит не только от мощности и солнечного ресурса, но и от качества точки присоединения к низковольтной сети. Межрегиональная проверка показывает, что предложенная модель переносима: она выявляет не только один частный случай, но и различия между группами объектов.

Итоговая схема верификации приведена в табл. 8.

Таблица 8

Уровни верификации причинно-ориентированной модели

Уровень	Объект верификации	Проверяемая величина	Результат
1. Калибровка	Одна СФЭС 10 кВт	N , $T_{инт}$, $KD_{кал}$, $KD_{сол}$, $\delta_{ПН}$	Модель воспроизводит 613 событий, 306,5 ч, 96,51%, 89,43%, 70,6%
2. Сценарная проверка	Базовая станция	$KD(r)$	При $r = 50-75\%$ $KD_{сол}$ возрастает до 93,16–95,03%
3. Локальная воспроизводимость	5 СФЭС Хатырчинского района	KB_E , KB_N , корреляция профилей	$KB_E = 5,73\%$, $KB_N = 7,22\%$; профили близки
4. Межрегиональная переносимость	5 регионов Узбекистана	$I_{отк}$ и категории сетевого риска	$I_{отк}$ изменяется от 1,2 до 113,1 событий/МВт·ч

Табл. 8 показывает, что модель проверена на нескольких уровнях: на одном детально изученном объекте, на сценарной зависимости $KD(r)$, на группе однотипных станций одного района и на межрегиональном массиве. Такая схема повышает воспроизводимость результатов и снижает риск, что выводы основаны только на единичном наблюдении.

Оптимизационная постановка и граничные условия устойчивой эксплуатации

Предложенная модель может использоваться не только для диагностики, но и для выбора корректирующих мероприятий. Для этого вводится вектор управляющих воздействий:

$$\theta = \{Q(U), P(U), P_{огр}, потп, \Delta\varphi, S_{СНЭ}, R_{\Sigma}, X_{\Sigma}\} \quad (19)$$

где $Q(U)$ - настройка Volt-Var; $P(U)$ - настройка Volt-Watt; $P_{огр}$ - ограничение пиковой активной мощности; $потп$ - положение отпайки трансформатора; $\Delta\varphi$ - мера балансировки фаз; $S_{СНЭ}$ - мощность системы накопления энергии; R_{Σ} и X_{Σ} - параметры сети после модернизации [8, 18-20].

В простейшем варианте целевая функция имеет вид:



$$\text{Ц1}(\theta) = \text{КД}_{\text{сол}}(\theta) \rightarrow \max \quad (20)$$

Формула (20) предложена авторами для задач, где главным критерием является повышение доступности в энергетически значимом солнечном окне. Для более полной технико-экономической постановки используется функция:

$$\text{Ц2}(\theta) = \alpha_1(1 - \text{КД}_{\text{сол}}) + \alpha_2 \frac{N_{\text{пн}}}{N} + \alpha_3 \frac{\Delta E_{\text{пот}}}{E_{\text{расч}}} + \alpha_4 \frac{3(\theta)}{3_{\text{макс}}} \rightarrow \min \quad (21)$$

где $\Delta E_{\text{пот}}$ - потери генерации из-за простоев или ограничений мощности; $E_{\text{расч}}$ - прогнозная генерация без сетевых ограничений; $3(\theta)$ - стоимость мероприятий; $\alpha_1 - \alpha_4$ - весовые коэффициенты. Формула (21) предложена авторами как целевая функция энергоаудита: она учитывает не только доступность, но и число перенапряжений, потери энергии и стоимость корректирующих мер.

Оптимизация должна выполняться при граничных условиях устойчивой эксплуатации:

$$\theta: \begin{cases} U_{\min} \leq U_{a,b,c}(t) \leq U_{\max}, \\ f_{\min} \leq f(t) \leq f_{\max}, \\ P_{\text{инв}}^2(t) + Q_{\text{инв}}^2(t) \leq S_{\text{инв}}^2, \\ 0 \leq P_{\text{инв}}(t) \leq P_{\text{ФЭ}}(G, T), \\ I_{\text{лин}}(t) \leq I_{\max}, \\ S_{\text{тр}}(t) \leq S_{\text{тр, ном}}. \end{cases} \quad (22)$$

Формула (22) представляет граничные условия, предложенные авторами на основе требований сетевой совместимости и ограничений оборудования. Смысл этих условий раскрыт в табл. 9 [6, 7, 10, 16, 20].

Таблица 9

Граничные условия устойчивой эксплуатации и их диагностическая интерпретация

Группа ограничений	Математическое условие	Физический смысл	Что проверяется при энергоаудите
Напряжение	$U_{\min} \leq U_{a,b,c}(t) \leq U_{\max}$	Инвертор работает только в допустимой зоне напряжения	Уровень напряжения, асимметрия фаз, отпайка трансформатора
Частота	$f_{\min} \leq f(t) \leq f_{\max}$	Сетевая синхронизация и защита по частоте	Журнал отклонений частоты и синхронизации
Инвертор	$P_{\text{инв}}^2(t) + Q_{\text{инв}}^2(t) \leq S_{\text{инв}}^2$	Полная мощность ограничивает совместное управление P и Q	Настройки Volt-Var, cosφ, Volt-Watt
Генерация	$0 \leq P_{\text{инв}}(t) \leq P_{\text{ФЭ}}(G, T)$	Выдаваемая мощность не выше доступной солнечной мощности	Сопоставление прогнозной и фактической генерации
Линия и трансформатор	$I_{\text{лин}}(t) \leq I_{\max};$ $S_{\text{тр}}(t) \leq S_{\text{тр, ном}}$	Не допускается перегрузка элементов сети	Длина, сечение линии, загрузка трансформатора
Данные	Д(t) определяется только при достоверной телеметрии	Потеря связи не равна остановке	Сверка FusionSolar/SCADA и локального журнала



Из табл. 9 следует, что доступность СФЭС ограничивается не одним фактором, а совокупностью условий. Например, включение Volt-Var может уменьшить перенапряжение, но ограничено полной мощностью инвертора. Ограничение пиковой активной мощности может снизить $U_{пр}$, но создает потери потенциальной генерации. Поэтому модель должна рассматривать не только максимизацию КД, но и компромисс между доступностью, потерями энергии и стоимостью мероприятий [8, 18, 19].

Алгоритм эксплуатационного энергоаудита

Практическим результатом модели является алгоритм эксплуатационного энергоаудита сетево-обусловленной недоступности СФЭС. Он позволяет перейти от простого вопроса «сколько раз отключалась станция?» к инженерно значимому вопросу «какая физическая причина сформировала недоступность и какой технической мерой ее можно снизить?».

Алгоритм включает следующие этапы: идентификация объекта и точки присоединения; выгрузка данных FusionSolar/SCADA; очистка и синхронизация временных рядов; выделение солнечного окна; классификация событий по табл. 2; расчет $KD_{кал}$, $KD_{сол}$, $KD_{сет}$, $KD_{об}$, $\delta_{пн}$ и I_N ; определение доминирующей причины; сценарный расчет по формулам (11)-(14); выбор мероприятий по целевой функции (20) или (21); повторный мониторинг после внедрения. Диагностическая матрица энергоаудита представлена в табл. 10. [9, 14, 15].

Таблица 10

Диагностическая матрица эксплуатационного энергоаудита СФЭС

Диагностический результат	Показатель	Приоритетное мероприятие	Ожидаемый эффект
Доля перенапряжений высокая	$\delta_{пн} > 50\%$	Volt-Var/Volt-Watt, проверка отпайки трансформатора, балансировка фаз	Снижение $N_{пн}$ и рост $KD_{сол}$
Много отключений сети	$N_{сет}$ растет по месяцам	Анализ питающего фидера, контактов, защит и графика отключений	Снижение $T_{сет}$
Пониженное напряжение	$N_{LV} > 0$ и повторяемость по фазам	Балансировка нагрузки, проверка сечения линии и просадок	Сокращение остановок при пиковых нагрузках
Высокие остановки при нормальной генерации	$I_{отк}$ высокий, $Y_{уд}$ не критически низкий	Диагностика точки присоединения до замены оборудования	Исключение необоснованной замены исправного инвертора
Низкая генерация и высокие остановки	$Y_{уд}$ низкий, $I_{отк}$ высокий	Совместный анализ сети, загрязнения, затенения и уставок	Разделение сетевых и климатических потерь
Высокие обратные перетоки	Рост $U_{пр}$ при малой локальной нагрузке	Ограничение $P_{огр}$, СНЭ, локальное потребление	Сглаживание $U_{пр}$ и уменьшение trips

Как видно из табл. 10, каждое мероприятие выбирается не интуитивно, а на основе диагностического результата. Если доминируют перенапряжения, приоритет имеют Volt-Var/Volt-Watt, регулирование трансформатора и балансировка фаз. Если преобладают отключения внешней сети, необходим анализ фидера и защит. Если высокая частота



остановок сочетается с нормальной генерацией, следует прежде всего исследовать точку присоединения, а не заменять исправное фотоэлектрическое оборудование [8, 18-20].

Обсуждение результатов

Полученные результаты показывают, что эксплуатационная доступность маломощной СФЭС является системным показателем, зависящим от оборудования, сети, режима генерации и алгоритмов защиты. Для базовой станции годовая генерация 13 894,7 кВт·ч подтверждает работоспособность фотоэлектрического массива, но 613 защитных отключений суммарной длительностью 306,5 ч указывают на существенную сетевую обусловленную недоступность. Доминирование перенапряжений - 433 события, или 70,6% - подтверждает, что ключевым фактором является качество напряжения в точке присоединения.

Научная значимость модели состоит в том, что коэффициент доступности получает причинную интерпретацию. В традиционном подходе КД может быть рассчитан как доля времени работы, но без ответа на вопрос о причине простоя. В предложенной модели КД связан с декомпозицией $T_{\text{инт}}$, а значит, может быть использован для выбора инженерной меры. Формулы (11)-(16) показывают, как снижение доминирующего сетевого фактора влияет на $K_{\text{Дкал}}$ и $K_{\text{Дсол}}$ [11, 13, 15].

Верификация на пяти станциях Хатырчинского района показала высокую локальную повторяемость месячных профилей генерации и остановок. Это важно: результат базовой станции не является единичной аномалией. Межрегиональная проверка, напротив, выявила резкие различия по индексу I_N : от 1,2 до 113,1 событий/МВт·ч. Следовательно, при одинаковой установленной мощности 10 кВт эксплуатационный риск может отличаться более чем на порядок [3, 4, 17].

Ограничением исследования является то, что для межрегионального массива доступны годовая генерация и число остановок, но не для всех объектов имеются длительности каждого события и фазная структура напряжения. Поэтому межрегиональная часть рассматривается как частотная верификация и ранжирование риска, а не как полный расчет КД по времени простоя. Для дальнейшего развития модели необходимо расширить массив данных за счет синхронных временных рядов $U_a(t)$, $U_b(t)$, $U_c(t)$, $P_{\text{инв}}(t)$, $Q_{\text{инв}}(t)$, статуса инвертора и длительности каждого события.

Заключение

В статье разработана модель причинно-ориентированной оценки эксплуатационной доступности маломощных сетевых СФЭС, основанная на совместном учете мониторинговых данных, сетевых ограничений и защитной логики инвертора. Главный научный результат состоит в представлении недоступности станции как декомпозиции событий различной физической природы: сетевых защитных отключений, внутренних отказов оборудования и интервалов неопределенности данных.

Физическая модель показывает, что при высокой солнечной генерации и низком локальном потреблении обратный переток мощности может повышать напряжение в точке присоединения. Если $U_{\text{пр}}(t)$ превышает допустимую уставку, инвертор выполняет защитное отключение, формируя событие недоступности. Эта причинная цепочка связывает параметры сети с потерянным временем генерации и коэффициентом доступности.

Математическая модель через индикатор $D(t)$ позволяет представить $K_{\text{Дкал}}$, $K_{\text{Дсол}}$, $K_{\text{Дсет}}$ и $K_{\text{Доб}}$ как частные случаи единой расчетной схемы. Введенная декомпозиция $T_{\text{инт}} = T_{\text{сет}} + T_{\text{об}} + T_{\text{дан}}$ исключает методическое смешение защитных сетевых отключений и отказов оборудования.

Калибровка модели на СФЭС 10 кВт в Хатырчинском районе показала: в 2024 г. зарегистрировано 613 защитных отключений суммарной длительностью 306,5 ч; $K_{\text{Дкал}} = 96,51$, $K_{\text{Дсол}} = 89,43$; перенапряжение сформировало 433 события, или 70,6% от общего числа. Сценарная модель показала, что снижение отключений по перенапряжению на 50-75% повышает $K_{\text{Дсол}}$ до 93,16-95,03%.



Верификация на пяти станциях Хатырчинского района подтвердила локальную воспроизводимость результатов: $KB_E = 5,73$, $KB_N = 7,22$, а профили генерации и остановок имеют высокую корреляцию. Межрегиональная проверка на пяти станциях Узбекистана показала, что интенсивность остановок I_N меняется от 1,2 до 113,1 событий/МВт·ч, что подтверждает решающую роль точки присоединения и качества низковольтной сети.

Сформирована целевая функция выбора корректирующих мероприятий и граничные условия устойчивой эксплуатации. Практическим итогом является алгоритм эксплуатационного энергоаудита, позволяющий по данным FusionSolar/SCADA выявлять физическую причину недоступности и выбирать меры: Volt-Var/Volt-Watt, ограничение пиковой мощности, балансировку фаз, регулирование трансформатора, модернизацию линии или применение накопителя энергии.

Таким образом, предложенная модель переводит анализ работы маломощной СФЭС из формата эксплуатационного отчета в формат научно обоснованной диагностики: «параметры сети - защитное отключение инвертора - событие недоступности - потерянное время генерации - коэффициент доступности - корректирующее мероприятие».

Список литературы

- [1]. Avezova N.R., Rakhimov E.Y., Matchanov N.A., Dalmuradova N.N., Khakimov M.A., Dehkonova M.Kh. Assessment of solar energy potential of Kashkadarya region // International Scientific Journal for Alternative Energy and Ecology. – 2022. – No. 1. – Pp. 18–30.
- [2]. Avezova N.R., Samiev K.A., Mirzabaev A.M. et al. Energy-efficient windows for passive buildings // Applied Solar Energy. – 2025. – Vol. 61. – Pp. 35–46.
- [3]. Avezova N.R., Shoguchkarov S.K., Kudratov A.R. Criteria of stability and reliability of grid-connected photovoltaic systems: methodology of assessment and practical application // Problems of Informatics and Energy. – 2024. – No. 4. – Pp. 56–70.
- [4]. Avezova N.R., Shoguchkarov S.K., Kudratov A.R. Reliability of renewable-energy installation equipment // Problems of Energy and Resource Saving. – 2024. – Special Issue No. 87. – Pp. 378–385.
- [5]. Bollen M.H.J. Understanding Power Quality Problems: Voltage Sags and Interruptions. – New York: IEEE Press, 2000. – 541 p.
- [6]. CENELEC. EN 50549-1:2019. Requirements for Generating Plants to be Connected in Parallel with Distribution Networks – Part 1: Connection to a LV Distribution Network – Generating Plants up to and Including Type B. – Brussels: European Committee for Electrotechnical Standardization, 2019.
- [7]. CENELEC. EN 50160:2022. Voltage Characteristics of Electricity Supplied by Public Electricity Networks. – Brussels: European Committee for Electrotechnical Standardization, 2022.
- [8]. Ding F., Mather B., Gotseff P., Koralewicz P., Nagarajan A. Photovoltaic impact assessment of smart inverter Volt-VAR control on distribution system conservation voltage reduction and power quality. – Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory, 2016.
- [9]. IEA PVPS. Guidelines for Operation and Maintenance of Photovoltaic Power Plants in Different Climates. Report IEA-PVPS T13-25:2022. – Paris: International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme, 2022.
- [10]. Institute of Electrical and Electronics Engineers. IEEE Std 1547-2018: IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces. – New York: IEEE, 2018.
- [11]. International Electrotechnical Commission. IEC 60050-192:2015. International Electrotechnical Vocabulary – Part 192: Dependability. – Geneva: IEC, 2015.
- [12]. International Electrotechnical Commission. IEC 60812:2018. Failure Modes and Effects Analysis (FMEA and FMECA). – Geneva: IEC, 2018.
- [13]. International Electrotechnical Commission. IEC TS 63019:2019. Photovoltaic Power Systems (PVPS) – Information Model for Availability. – Geneva: IEC, 2019.



- [14]. International Electrotechnical Commission. IEC 61724-1:2021. Photovoltaic System Performance – Part 1: Monitoring. – Geneva: IEC, 2021.
- [15]. International Electrotechnical Commission. IEC TS 63265:2022. Photovoltaic Power Systems – Reliability Practices for Operation. – Geneva: IEC, 2022.
- [16]. Kersting W.H. Distribution System Modeling and Analysis. 3rd ed. – Boca Raton: CRC Press, 2012.
- [17]. Kudratov A.R. Modern approaches to assessing operational stability of small-scale grid-connected photovoltaic stations // Yashil iqtisodiyot va taraqqiyot. – 2025. – No. 12. – Pp. 766–774.
- [18]. Mahmud R., Koralewicz P., Hoke A. Experimental analysis of distribution network voltage regulation using smart inverter functions. – Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory, 2023.
- [19]. Miner J.G. Voltage Regulation Operational Strategies Using Smart Inverter Functions. – Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory, 2017.
- [20]. Narang D., Palmintier B., Hoke A. Highlights of IEEE Standard 1547-2018. – Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory, 2019.