©Четошникова Л.М., Смоленцев Н.И., Полянская А.В.

УДК 621.398 DOI:10.30724/1998-9903-2025-27-3-135-146

УПРАВЛЕНИЕ ПОТОКАМИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ПОСРЕДСТВОМ РАСПРЕДЕЛЕННЫХ ГЕНЕРАТОРОВ

Четошникова [1]Л.М., Смоленцев [2]Н.И., Полянская [2]А.В.

[1] Южно-Уральский государственный университет, г. Челябинск, Россия
[2]Сибирский государственный университет телекоммуникаций и информатики», г. Новосибирск, Россия
uralcm@mail.ru

Резюме: *АКТУАЛЬНОСТЬ исследования заключается в синхронизации работы источников распределенной генерации и централизованных сетей. Разгрузить наиболее загруженные элементы в сети и уменьшить потребляемую мощность возможно путем локальной выработки электроэнергии при помощи применения распределенной генерации. Научная новизна заключается в местной схеме управления, распределяющей реактивную мощность от каждого сетевого инвертора на основе локальных мгновенных измерений потребляемой и вырабатываемой мощности. Научная новизна заключается в разработке нового метода управления потоками реактивной мощности в энергосистемах, содержащих традиционные и альтернативные источники энергии. ЦЕЛЬ. Рассмотреть проблемы регулирования качества электроэнергии в комбинированных электрических сетях, содержащих источники альтернативной энергии. МЕТОДЫ. Алгоритм, который использовался для моделирования, состоит из нескольких шагов: сначала задаются случайные значения r_k и x_k, которые остаются постоянными для всех последующих этапов моделирования. Для каждого случая задается случайное значение нагрузок и генерации и решается система уравнений для определения уровней напряжения вдоль линии и общих потерь. РЕЗУЛЬТАТЫ. В статье описана актуальность темы, рассмотрены особенности влияния средств управления активной и реактивной мощностями на установившиеся режимы электрической сети. Для режимов 3 и 4 вся часть кривой от крайней левой точки (соответствует наилучшему качеству электроэнергии) до точки, где достигается глобальный минимум (когда потери минимальны) представляет собой возможную область, где можно найти компромисс между снижением потерь и падением напряжения, регулируя К. Сравнение различных режимов показывает, что максимальная гибкость достигается в режиме 4, когда высокая проникающая способность возобновляемых источников энергии приводит к перепроизводству электроэнергии.*

ЗАКЛЮЧЕНИЕ. Обобщая результаты моделирования, можно сказать, что схема управления потоками реактивной мощности на распределенных фотоэлектрических сетевых инверторах достаточно проста и эффективна. Управление потоками реактивной мощности производится в соответствии с местными значениями потребления активной и реактивной мощности. Схема содержит один обобщенный регулируемый параметр балансировки между локальными запросами для минимизации потока мощности и поддержания требуемого уровня качества электроэнергии.

Ключевые слова: *локальная электрическая сеть; распределенная генерация; управление потоками энергии; распределение мощности; ЭНЕРНЕТ; накопитель энергии.*

Для цитирования: Четошникова Л.М., Смоленцев Н.И., Полянская А.В. Управление потоками реактивной мощности посредством распределенных генераторов // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2025. Т. 27. № 3. С. 135 -146. doi: 10.30724/1998-9903-2025-27-3-135-146.

CONTROL OF REACTIVE POWER FLOWS BY MEANS OF DISTRIBUTED GENERATORS

Chetoshnikova[1] L.M., Smolentsev[2] N.I., Polyanskaya[2] A.V.

[1]South Ural State University, Chelyabinsk, Russia
[2]Siberian State University of Telecommunications and Informatics, Novosibirsk, Russia
uralcm@mail.ru (Smolentsev N.I.)

***Abstract**: THE RELEVANCE of the study lies in synchronizing the operation of distributed generation sources and centralized networks. It is possible to unload the most loaded elements in the network and reduce the consumed power by local generation of electricity using distributed generation. The scientific novelty lies in the local regulation scheme that distributes reactive power from each network inverter based on local instantaneous measurements of consumed and generated power. GOAL. To consider the issues of regulating the quality of electricity in combined electrical networks containing alternative energy sources. METHODS. The algorithm used for modeling consists of several stages: first, random variables rk and xk are set, which remain constant at all subsequent stages of modeling. For each case, a random value of loads and generation is set and a system of equations is solved to determine the voltage levels along the line and total losses. RESULTS. The article describes the relevance of the topic, considers the features of the influence of active and reactive power regulation on the steady-state modes of the electrical network. For modes 3 and 4, the entire part of the curve from the extreme left point (corresponding to the best power quality) to the point of reaching the global minimum (when losses are minimal) represents a possible area where a compromise can be found between loss reduction and voltage drop by adjusting K. Comparison of different modes shows that maximum flexibility is achieved in mode 4, when high penetration of renewable energy sources leads to overproduction of electricity. CONCLUSION. Summarizing the simulation results, it can be said that the reactive power flow control scheme on distributed PV grid inverters is quite simple and effective. Reactive power flows are controlled according to local values of active and reactive power consumption. The scheme contains one generalized adjustable parameter for balancing between local demands in order to minimize the power flow and maintain a good level of power quality.*

***Keywords**: local power grid; distributed generation; energy flow management; power distribution; ENERNET; energy storage.*

For citation: Chetoshnikova L.M., Smolentsev N.I., Polyanskaya A.V. Control of reactive power flows by means of distributed generators. *Power engineering: research, equipment, technology.* 2025; 27 (3): 135-146. doi: 10.30724/1998-9903-2025-27-3-135-146.

***Введение** (Introduction)*

Электроснабжение значительной части потребителей осуществляется по радиальным электрическим сетям, имеющим, обычно, один источник энергии. Цель исследования разгрузить наиболее загруженные элементы в такой сети и уменьшить потребляемую мощность путем локальной выработки электроэнергии при помощи распределенной генерации.

Включение альтернативных источников энергии в электрическую распределительную сеть снижает качество электроэнергии из-за скачков и провалов напряжения. Они вызваны быстро меняющейся генерацией энергии во время переходных процессов в сочетании с медленной реакцией известных устройств компенсации и управления работой электрооборудования. Научная новизна заключается в разработке нового метода управления потоками реактивной мощности в энергосистемах, содержащих традиционные и альтернативные источники энергии. Практическая значимость работы в том, что результаты работы могут быть использованы как для снижения потерь, так и отклонения напряжения в системах электроснабжения.

Интеграция больших объемов возобновляемой генерации в электрические сети потребует решения ряда проблем [1,2]. Необходимо иметь информацию о возобновляемых ресурсах, в частности, среднестатистической скорости ветра в регионе, активности солнечной энергии, а также о способах генерации, эффективности устройств, трансформирующих энергию альтернативных источников. Различные способы генерации зависят от расположения и топологии сети, от взаимосвязи её составляющих. Помехи разного происхождения как на стороне источника энергии, так и на стороне нагрузки влияют на качество электроэнергии в распределительной сети. Эти помехи влияют на рабочие характеристики параметров электроснабжения потребителей. Поэтому такие параметры качества электроснабжения, как напряжение и частота, должны постоянно контролироваться.

В процессе работы сети могут возникать проблемы, вызванные возобновляемой генерацией и требующие, как правило, принятия оперативных мер по их устранению. Если в распределительной сети включено относительно небольшое количество автономных генераторов, то их влияние на работу сети незначительно и существующие инженерные системы не будут затронуты. Однако при увеличении количества автономных генераторов

в сети их влияние может достичь уровня, при котором будет существенно страдать качество электрической энергии (напряжение и частота). Регулирование напряжения из-за быстрых изменений в генерации локальных источников энергии, вызванных переходными процессами в них, сложно осуществить [3].

Альтернативное решение в сетях с распределенной генерацией состоит в том, чтобы функции управления потоками реактивной мощности для регулирования напряжения возложить на индивидуальные солнечные или ветрогенераторы, работающие с сетевыми инверторами. Дополнительным преимуществом модели интеллектуальной сети, показанной на рисунке 2, является контроль передачи реактивной мощности на каждый сетевой инвертор, что способствует снижению потерь энергии в распределительных сетях. В данном случае в зависимости от мощности сетевые инверторы могли бы генерировать или потреблять реактивную мощность. Однако сегодня действующие стандарты ограничивают целенаправленное введение реактивной мощности или регулирование напряжения автономным генератором [4]. Сегодня назрели изменения в этих стандартах для обеспечения контроля реактивной мощности, что могло бы стать прогрессивным направлением. Однако, даже если они будут внесены в реестр действующих стандартов, останутся вопросы, сколько реактивной мощности нужно передать инвертору, в какое время ее отправить, кто и как будет формировать управляющие сигналы. По сравнению с централизованной системой передачи энергии, количество и разнообразие цепей распределения очень велико, что создает сложность для моделирования индивидуальных генераторов. Поэтому, для оценки и сравнения эффективности разных алгоритмов диспетчеризации реактивной мощности от сетевых инверторов, необходимо применить статистический выборочный подход [5-7].

Имеется ряд работ, в которых рассмотрены вопросы синхронизации источников распределённой генерации. Так в работе [8] описан процесс управления потоками мощности между производителями (локальными распределенными источниками) и потребителями электроэнергии. Этот процесс осуществляется через единый управляющий центр, в который поступает информация о состоянии объектов распределённой сети – уровне выработки электроэнергии генераторами и уровне текущей нагрузки потребителей. Анализ данных в центре управления позволяет выработать и принять решение о перераспределении мощности между объектами. В статье предложена схема, описывающая динамический процесс перераспределения мощности между объектами сети для эффективного управления энергоресурсами.

В работе [9] представлены результаты исследования влияния присоединённой малой генерации на качество электрической энергии в узлах прилегающего района. Для учета влияния предложена технологическая и функциональная модели. В работе [10] предложено применение виртуальных электрических станций (ВЭ), способных обеспечить сглаживание пиков нагрузки и создавать резерв мощности в системе. ВЭ – это телеинформационная система, которая в режиме реального времени собирает сведения о доступной энергии и дефиците энергии на обслуживаемой территории, доступности свободной мощности потребителей, оптимальном графике нагрузки системы. Это обеспечивает гибкость использования энергии источников и оптимальной мощности потребителя, позволяет автоматически определять эффективный источник энергии в текущий момент источник с учетом массы различных факторов, включая ситуацию на рынке энергии и прогноз погоды. Для решения данной задачи используются сетевые технологии ЭНЕРНЕТ [11].

Обеспечить функционирование такой инфраструктуры невозможно без современных технологий и устройств, без оперативного интеллектуального управления и информационных технологий. Ожидаются изменения в способах производства, распределения и потребления задач. В работе [12] приводится описание компьютерной модели, реализованной в программе MATLAB. Это модель позволяет объединить кластеры постоянного и переменного тока на базе энергороутеров с установками распределенной генерации и накопителями электроэнергии. Разработанная модель обладает универсальностью и позволяет исследовать разные источники распределенной генерации и потребителей электроэнергии. Представлены результаты моделирования с помощью энергетических роутеров и накопителей электроэнергии провалов напряжения в нормальном и аварийном режимах работы кластеров, а также проведены исследования предлагаемых методов управления напряжением.

Установлена следующая роль накопителей энергии: в режиме работы без накопителей электроэнергии применение энергетических роутеров с регулируемым инвертором позволяет уменьшить глубину провала напряжения; постоянно подключенные к сети накопители электроэнергии обеспечивают стабильность напряжения в сети;

последовательно подключенные накопители электроэнергии обеспечивают напряжение в сети постоянного и переменного тока на номинальном уровне. В работе [13] исследован инновационный способ прямого включения объектов малой (синхронной) генерации в электрические сети методом применения специальной автоматики (виртуального роутера).

Это способ решает сразу несколько задач: повышает устойчивость параллельной работы, ограничивает токи КЗ, исключает ударные моменты на валу синхронных машин, не требует согласования защиты внешней сети с защитами и автоматикой присоединяемой сети с альтернативной электростанцией.

Материалы и методы *(Materials and methods)*

В данной работе предлагается местная схема управления, распределяющая реактивную мощность от каждого сетевого инвертора на основе локальных мгновенных измерений потребляемой и вырабатываемой мощности.

Исходными данными для создания модели распределительной сети и управления потоками мощности будут ее параметры: расстояние между узлами нагрузки, активная и реактивная мощность, потребляемая нагрузкой, и генерация от возобновляемых источников энергии. При создании и реализации схемы индивидуальные характеристики узлов и значения нагрузок выбираются случайным образом из возможных вариантов. Из данного набора параметров создается и анализируется схема для оценки различных сценариев, например, когда есть много небольших фото- или ветрогенераторов, но их выдача незначительна по сравнению со потребляемой мощностью нагрузки, или, когда они выдают значительное количество мощности в сеть, приводящую к изменению напряжения.

Предложенный анализ позволяет оценить эффективность разных алгоритмов на различных распределительных сетях. Этот анализ может использоваться регулирующими органами для ответа на вопрос: какая избыточная мощность сетевого инвертора потребуется для регулирования напряжения при большом диапазоне распределительных сетей. Предполагается, что локальный метод контроля и управления реактивной мощностью позволит сэкономить порядка 80% потерь в сравнении с централизованным управлением, основанным на решении задач полной оптимизации.

Главная особенность сетевых инверторов – это наличие синхронизации выходного напряжения и тока с напряжением и током стационарной сети. Сетевые инверторы преобразуют постоянный тока солнечных батарей, выпрямителей ветрогенераторов и других альтернативных источников энергии в переменный ток, причем необходимо совпадения частоты и фазы тока с частотой и фазой стационарной сети.

Синхронизированный по частоте и фазе с входящим напряжением ток, поступает от сетевого инвертора в нагрузку. Для полного использования энергии автономного источника напряжение инвертора должно быть выше напряжения в сети.

По стандарту для распределенной генерации [7], ветровые и солнечные электростанции должны обеспечивать выдачу и потребление реактивной мощности с cos φ = 0,85 в точке примыкания электростанции к энергосистеме. Сетевые инверторы сами не могут выдавать или потреблять реактивную мощность или пытаться каким-либо образом регулировать напряжение. В нормальном режиме они должны работать с коэффициентом мощности, равным единице.

Рассмотрим возможность сетевого инвертора по ограничению реактивной мощности. На рисунке 1 показана диаграмма изменения реактивной мощности в зависимости от значений полной и активной мощности нагрузки.

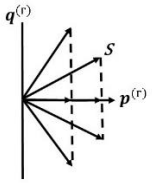

Рис. 1. Векторная диаграмма изменения реактивной мощности

Fig. 1. Vector diagram of changes in reactive power

**Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.*

Как следует из диаграммы

$$\left|q^{(Г)}\right| \leq \sqrt{s^2 - (p^{(Г)})^2},$$

где $q^{(Г)}$и $p^{(Г)}$– соответственно реактивная и активная мощности, вырабатываемые альтернативным источником.

Если полная мощность S инвертора превышает активную мощность $p^{(Г)}$,

генерируемую источником, допустимый диапазон реактивной мощности определяется как

$$\left|q^{(\Gamma)}\right| \leq \sqrt{s^2 - (p^{(\Gamma)})^2} = \mathrm{q}^{\max}$$

В случае максимальной выработки активной мощности ветро- или солнечной электростанцией $p^{(\Gamma)} = p^{(\Gamma)}max$, диапазон доступной реактивной мощности $q^{(\Gamma)}$ будет минимален.

Важной задачей работы является создание основы для статистического анализа распределительных цепей. Прежде всего нужно определить минимальное значения S относительно $p^{(\Gamma)}max$. Решение этой задачи сильно осложняется нестабильностью работы альтернативных источников энергии. Во время облачности, или когда угол наклона солнца не идеально совмещен с фотоэлектрическими панелями, или безветрия, реальная мощность генерации значительно меньше максимальной $p^{(\Gamma)} < p^{(\Gamma)}max$. Отсюда следует, что диапазон допустимой реактивной мощности будет зависеть от времени года, дня и погодных условий. Для моделирования этой ситуации, нужно сделать анализ для различных значений $p^{(\Gamma)}$ при сохранении фиксированных абсолютных значений [14].

Распределение мощности в узле нагрузки, содержащем генератор и связанным с энергетической системой, показано на рисунке 2.

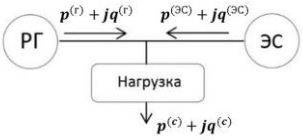

Рис. 2. Распределение мощности в узле нагрузки *Fig. 2. Power distribution in the load node*

**Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.*

Запишем уравнения для распределенных потоков активной и реактивной мощности в радиальной схеме (рис. 3):

$$p_{i+1} = p_i - r_i \cdot \frac{p_i^2 + Q_i^2}{U_i^2} - p_{i+1}, \quad (1)$$

$$Q_{i+1} = Q_i - x_i \cdot \frac{p_i^2 + Q_i^2}{U_i^2} - q_{i+1}, \quad (2)$$

$$U_{i+1}^2 = U_i^2 - 2(r_i p_i + x_i Q_i) + (r_i^2 + x_i^2) \cdot (\frac{p_i^2 + Q_i^2}{U_i^2}), \quad (3)$$

где $p_i + jQ_i$ — комплексная мощность, направленная от узла i к узлу $i+1$, U_i — напряжение в узле i; r_i+jx_i — комплексное сопротивление линии между узлом i и $i+1$; p_i+jq_i — комплексная мощность в узле i. Мощности p_i, и q_i состоят из местного потребления $p_i^{(c)}$ минус местная генерация за счет сетевого инвертора, т.е. $p_i = p_i^{(c)} - p_i^{(\Gamma)}$ и $q_i = q_i^{(c)} - q_i^{(\Gamma)}$. Из четырех составляющих в $p_i + jq_i$ $p_i^{(c)}, p_i^{(\Gamma)}$ и $q_i^{(c)}$ не изменяются, в то время как реактивную мощность, вырабатываемую сетевым инвертором $q_i^{(\Gamma)}$, можно регулировать.

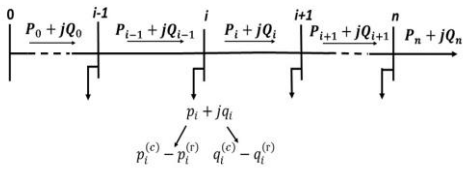

Рис. 3. Схема радиальной сети *Fig. 3. Radial network diagram*

**Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.*

При выполнении условий $p^{(c)} = p^{(\Gamma)}$ и $q^{(c)} = q^{(\Gamma)}$ переток мощности из сети будет близок к нулю, но в обратном случае переток мощности возрастет и произойдет отключение от сети с изменением параметров напряжения и частоты.

В случае $p^{(c)} > p^{(\Gamma)}$ и $q^{(c)} > q^{(\Gamma)}$ переток мощности из сети положительный, поэтому произойдет отключение от сети, что вызовет резкое снижение напряжения и частоты. При обратном соотношении мощностей отключение также произойдет, но с увеличением напряжения и частоты.

При разнонаправленных перетоках активной и реактивной мощностей ситуация усложняется, но после определенных расчетов серии режимов можно определить предельные значения напряжений и частоты, скорости их изменения.

На схеме (рис. 3) введены следующие обозначения: P_i активная и Q_i реактивная мощности, протекающие по цепи от узла i; P_0 и Q_0 – потоки мощности от подстанции; p_i и q_i соответствуют потокам мощности в узле i, где соответствующие положительные (отрицательные) значения $p_i^{(c)}$ и $q_i^{(c)}$ ($p_i^{(\Gamma)}$ и $q_i^{(\Gamma)}$) представляют потребление (выработку) мощности в узле. Местный контроль параметра $q_i^{(\Gamma)}$ узла может быть как положительным так и отрицательным, но ограничен по абсолютной величине, как описано в уравнении 4. Полная мощность инвертора S_i равна заданному значению, сравниваемому с max $p_i^{(\Gamma)}$, но превышающая его.

$$-\sqrt{s_i^2-(p_i^{(\Gamma)})^2} < q_i^{(\Gamma)} < \sqrt{s_i^2-(p_i^{(\Gamma)})^2}.$$

Как было сказано выше, вырабатываемая узлом i мощность $q_i^{(\Gamma)}$ ограничивается реактивной возможностью инвертора:

$$\forall_i = 1,2...n : \left|q_i^{(\Gamma)}\right| \le \sqrt{s_i^2 - p_i^{(\Gamma)2}} \equiv q_i^{\max}, \tag{4}$$

Следует отметить, что выработка реактивной мощности возможна только в узлах с генерацией. Для остальных узлов нужно принять $S_i = 0$. Для большинства фидерных сетей, которые являются предметом исследований, нелинейные члены в уравнениях (1,2,3) относительно малы, также малы отклонения напряжения вдоль линии. Практически эти приближения соответствуют малым значениям потерь, но данные приближения необходимо проверять, когда $\frac{r_i p_i}{U_i^2} << 1$.

При этих допущениях уравнения потоков мощности могут быть описаны линейными уравнениями:

$$p_{i+1} = p_i - p_{i+1}^{(c)} + p_{i+1}^{(\Gamma)}, \tag{5}$$

$$Q_{i+1} = Q_i - q_{i+1}^{(c)} + q_{i+1}^{(\Gamma)}, \tag{6}$$

$$U_{i+1} = U_i - (r_i p_i + x_i Q_i)/U_0, \tag{7}$$

где используется приближение $U_k^2 \approx U_0^2 + 2U_0(U_k - U_0)$.

В рамках линеаризованной модели скорость рассеяния энергии (потери) в распределительной сети определяется выражением

$$\Delta p = \sum_{i=0}^{n-1} r_i \cdot \frac{p_i^2 + Q_i^2}{U_0^2}, \tag{8}$$

Сведение к минимуму или, по крайней мере, сохранение потерь на приемлемо низком уровне является естественной целью для оптимизации и контроля. Тем не менее, отклонения напряжения в узлах сети должны оставаться в рамках строгого регулирования границы. Эти границы соблюдаются, если максимальное отклонение удельного напряжения δU подчиняется условию

$$\delta U = \max_k \left|\frac{U_k - U_0}{U_0}\right| < \varepsilon, \tag{9}$$

где $\varepsilon \approx 0{,}05$ при нормальной работе. Цель оптимизации стабильности напряжения заключается в поддержании δU в заданных пределах.

Далее рассмотрены методы локального контроля с целью достижения минимизации потерь (8) и отклонения напряжения (9). Локальную схему управления следует рассматривать как приближенное/эвристическое решение следующей задачи многокритериальной оптимизации

$$\min_{q(\Gamma)} [\Delta p, \delta U]^T, \tag{10}$$

Локальность схемы управления соответствует требованию, что $q_k^{(\Gamma)}$ зависят только от локальной информации, которую мы ограничиваем на $p_k^{(\Gamma)}, p_k^{(c)}, q_k^{(c)}$. Другая локальная переменная, которую можно было бы использовать, - это U_k, с помощью которой можно было бы легко привести к неравенству. Например, инвертор генератора в конце сети будет

постоянно иметь более низкое напряжение по сравнению с инвертором в начале распределительной сети. В этом случае он передает запрос на ввод реактивной мощности, что приведет к более быстрому износу инвертора. Предлагаемая схема основана на локальном потреблении и выработке активной и реактивной мощности и должна обеспечить ее наиболее равномерное распределение по сети.

Предположим, что схема управления однородна по всей линии: все инверторы запрограммированы одинаково, и в зависимости от номера шины k через инвертор вырабатывается мощность $S_к$. В работе схемы локального управления реализуется зависимость

$$q_k^{(Г)} = f_k(p_k^{(Г)}, p_k^{(c)}, q_k^{(c)}), \tag{11}$$

при ограничениях (4).

Введем вспомогательную функцию, $Constr_j$, предназначенную для обеспечения ограничения (4):

$$Constr_j[q] = \begin{cases} q, |q| \le q_i^{\max} \\ \left(q/|q|\right) q_i^{\max}, \end{cases} \text{ в других случаях} \tag{12}$$

Схема локального управления, построенная при условии, что потери минимальны, когда реактивные потоки Q_k равны нулю рассмотрена работе [15]. Значения $q_k^{(г)}$ выбраны для обеспечения минимума реактивных потребляемых мощностей ($q_k^{(c)} - q_k^{(г)}$) в любом узле сети:

$$f_k^{(L)} = Constr_k[q_k^{(c)}] \tag{13}$$

Но как оказалось, данная схема локального управления оказалась эффективной только в снижении потерь. В данной работе предложено новое решение, с помощью которого обеспечивается достижении обоих целей оптимизации в уравнении (10).

Как следует из уравнения (7), для снижения вариаций U_k необходимо минимизировать абсолютную величину потока полной мощности ($r_k P_k + x_k Q_k$). Для большинства электрических сетей, обычно, отношение $r_k/x_k = \alpha$ практически постоянно при всех k и зависит только от топологии и размера используемых проводников. Отсюда абсолютное значение ($r_k P_k + x_k Q_k$) будет равно нулю, если для каждого узла выполним, чтобы

$$p_i^{(c)} - p_i^{(г)} + \alpha(q_i^{(c)} - q_i^{(г)}) = 0.$$

На основании этого вводится следующая функция управления $f_k^{(U)}$, направленная на минимизацию колебаний напряжения, пренебрегая при этом потерями мощности:

$$f_k^{(U)} = Constr_k\left[q_k^{(c)} + \frac{p_k^{(c)} - p_k^{(г)}}{\alpha}\right] \tag{14}$$

Фактически, $f_k^{(U)}$ может не только удовлетворять потребность в реактивной мощности локальной нагрузки в узле k, но и обеспечивать питание реактивной мощностью соседних участков распределительной сети. Оптимизация двух целей в (12) может быть обеспечена следующей нелинейных комбинаций

$$f_k = Constr_k[K f_k^{(L)} + (1-K) f_k^{(U)}], \tag{15}$$

где K – параметр, оптимизирующий две цели в уравнении (12). При значении $K = 1$ приходим к схеме (13), а при значении $K = 0$ схема сводится к (14).

Результаты и обсуждение *(Results and discussion)*

Рассмотрим малонагруженную местную распределительную сеть. Пусть номинальное напряжение U_0 составляет 6 кВ, а полное сопротивление линии Z= (0,33 + j0,38) Ом/км, и является постоянным вдоль всей линии передачи. Расстояние между двумя соседними узлами принимаем равными 0,2 и 0,3 км. Мощности $p_i^{(c)}$, потребляемые нагрузками, равномерно распределены в диапазоне между 0 и $p^{c,max}$, где $p^{c,max}$принимает значение от 1 кВт до 2,5 кВт, и $q_i^{(c)}$ выбирается случайно из равномерного распределения между $0{,}2q_i^{(c)}$и $0{,}3q_i^{(c)}$. В статье рассмотрено две ступени вхождения в сеть фотоэлектрических систем (ФЭС): 20%, 50%. Причем узлы, трансформирующие солнечную генерацию, выбираются случайным образом. Предположим, что генерируемая мощность $q_i^{(Г)}$одинакова для всех включенных ФЭС, нагрузки узлов равны 1кВт или 2кВт. Равный уровень выработки фотоэлектрической энергии предполагает установку

идентичных устройств ФЭС при одном и том же $q_{max}^{(Г)}$ и равномерном солнечном излучении. Установленная мощность инвертора в узлах S=2,2 кВт.

Алгоритм для моделирования состоит из нескольких этапов: сначала задаются случайные значения r_k и x_k, которые, затем, остаются постоянными для всех этапов моделирования. В каждом случае задаются случайные значение нагрузок и генерации, затем решается система уравнений (5-7). Это позволяет определить уровни напряжения вдоль линии и общие потери.

От уровней вхождения ФЭС зависит профиль напряжения и частотная характеристика сети. Применённая ФЭС имеет коэффициент мощности, равный единице и не потребляет реактивную мощность. Выходная мощности фотоэлектрической системы зависят от инвертора.

Таблица 1

Table 1

Сравнение параметров для разных моделей фидерных линий

Comparison of parameters for different feeder line models

Режим	Проникновение, %	$p^{(Г)}$, кВт	δU_0	$\Delta P/P_0$	ΔP, кВт
1	20	1,25	1,0	0,059	7,84
2	20	0,50	2,0	0,014	0,33
3	50	1,25	1,0	0,048	4,66
4	50	0,50	2,0	0,014	1,89

**Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.*

В статье [10] сделан вывод, что при исследовании влияния облачности на переходные эффекты на работу ФЭС обнаружено, что максимальный уровень проникновения ФЭС в сеть составлял, приблизительно 5%, причем, предел определялся скоростью набора мощности обычных генераторов.

Исследование проблемы регулирования напряжения показало, что при ступени вхождения 15% переходные эффекты в облаке вызывают гораздо значительные, но вполне разрешимые проблемы с колебаниями мощности в энергосистеме. Отсюда следует, что 15% является максимальной ступенью вхождения распределенных фотоэлектрических систем в энергосистему.

В таблице 1 приведены четыре рассматриваемых режима работы, которые соответствуют двум ступеням вхождения ФЭС (20 и 50%) и двум режимам: а) солнечно, не большая нагрузка и б) пасмурно, большая нагрузка. В 1 и 3 режимах работы сети мощность генерации по сравнению с общей нагрузкой системы низкая, но при этом мощность инверторов высокая: $S/p^{(г)} \approx 2{,}2$. В режимах 2 и 4 соотношение генерации и нагрузки противоположное: количество генерируемой энергии в системе равно количеству потреблённой энергии в режиме 2, в режиме 4 происходит избыточная выработка электроэнергии, что приводит к изменению направления потока мощности (схема подает мощность в энергосистему). Мощность инвертора в режимах 2 и 4 относительно мала: $S/p^{(г)} \approx 1{,}1$. Рассмотренные 4 режима позволяют сделать вывод о важности следующих характеристик системы: уровни генерации и нагрузки, времени подключения фотоэлектрических систем и емкость инвертора.

Реактивная мощность регулируется уравнением (15) в соответствие с параметром K, установленном на одной ступени всех генерирующих узлов. Значение параметра K лежит в диапазоне значений ($-5<K<10$). Данные расчеты позволяют определить как потери мощности ΔP так и максимальное отклонение напряжения δU. Эффективность метода управления сравнивается с базовым вариантом, при котором выработка реактивной мощности $q_k^{(Г)}= 0$. Соответствующие значения ΔP_0 и δU_0 показаны в таблице 1.

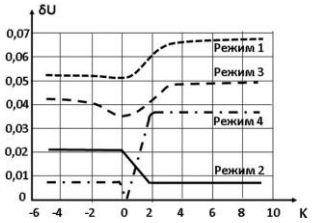

Рис. 4. Зависимость $\delta U = max_k \left|\frac{U_k - U_0}{U_0}\right|$ от K для локального управления согласно (15) и четырех режимов (таблица 1)

Fig. 4. Dependence $\delta U = max_k \left|\frac{U_k - U_0}{U_0}\right|$ on K for local control according to (15) and four modes (table 1)

**Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.*

Зависимость δU от K приведена на рис.4. Из графиков, приведенных на рис. 4 следует, что наиболее эффективно управление напряжением в режимах 2 и 4, в этих режимах потребляемая мощность небольшая. Значительное уменьшение отклонения напряжения в режиме 4 возможно путем почти полной компенсации обратного потока активной мощности. Это происходит за счет увеличения потребления реактивной мощности. Режимы 1 и 3 соответствуют высокому потреблению мощности, поэтому снижение отклонения напряжения недостаточно значительное, удаётся добиться снижения отклонения напряжения ≈ 0,01 в обоих случаях.

Регулирование относительных потерь мощности путем изменения параметра K, приведено на рисунке 5, что аналогично показателям качества электроэнергии, как показано выше. Наиболее высокий уровень экономии энергии достигается в режимах 2 и 3. В оптимальной точке режима 2 потребление энергии полностью равно генерации. В этом случае величины суммарных потоков мощности P_k, Q_k равны.

Следует отметить, что, хотя относительное снижение потерь достаточно велико в режимах 2 и 4, но их абсолютные значения меньше по сравнению с потерями в режимах 1 и 3 из-за более низких значений ΔP_0. Высокое значение абсолютной экономии в режимах 1 и 3 возникает за счет высокого значения относительной мощности инвертора: S/p(g) = 2,2, что позволяет вводить в сеть большие объемы реактивной мощности.

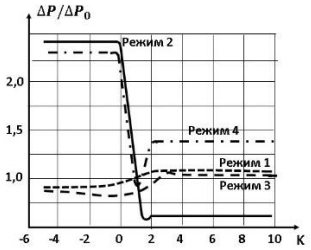

Рис. 5. Зависимость относительных потерь мощности от параметра К

Fig. 5. Dependence of relative power losses on the K parameter

**Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.*

Однако, несмотря на высокую ступень вхождения, потери в режиме 4 меньше по сравнению с режимом 2. Это можно объяснить значительными потерями, возникающими при обратном перемещении активной мощности. Следует отметить, что в отличие от других режимов, оптимизация потерь в режиме 4 требует более тонкой настройки параметра K.

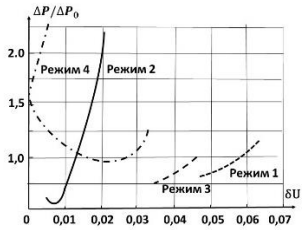

Рис. 6. Зависимость относительных потерь мощности от показателя качества электроэнергии (отклонения напряжения)

Fig. 6. Dependence of relative power losses on the indicator of power quality (voltage deviations)

**Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.*

Общую производительность схемы управления 15 проще оценить на комбинированном графике на рис. 6, где одновременно показана эффективность как по δU, так и по ΔP. В режимах 1 и 3 крайняя левая точка кривой соответствует наилучшей конфигурации, обеспечивающая наименьшее значение δU и наименьшие потери. С точки зрения многоцелевой оптимизации это соответствует множеству Парето, состоящему из единственной точки. Иная ситуация в случаях 2 и 4, где множество Парето представлено в диапазоне K. (Этот набор соответствует отрицательным участкам наклона кривых на рис.6).

Для режимов 3 и 4 диапазон от крайней левой точки графика (соответствует наилучшему качеству электроэнергии) до точки, где достигается глобальный минимум (когда потери минимальны) представляет собой возможную область, где, регулируя K, можно найти компромисс между снижением потерь и падением напряжения. Анализ режимов показывает, что максимальная эффективность локальной схемы управления потоками мощности потоками достигается в режиме 4.

Заключение *(Conclusions)*

Из результатов моделирования следует, что схема управления потоками реактивной мощности на распределенных фотоэлектрических сетевых инверторах достаточно эффективна. Управление потоками реактивной мощности производится в соответствии с местными значениями потребления активной и реактивной мощности.

Схема содержит один обобщенный регулируемый параметр балансировки между локальными запросами для минимизации потока мощности и поддержания необходимого качество электроэнергии.

Локальная схема управления потоками мощности способна достичь значительного и оптимального, одновременного улучшения качества электроэнергии и повсеместного снижения потерь по всей цепи. Следует отметить, что рассмотрены различные режимы, соответствующие солнечным и пасмурным дням, а также случаи больших и малых нагрузок сети.

Из результатов исследований следует, что порядка 10% избыточной мощности S инвертора достаточно, чтобы обеспечить снижение как потерь, так и отклонение напряжения. Это позволит использовать предложенный метод управления потоками реактивной мощности в энергосистемах, содержащих традиционные и альтернативные источники энергии. В дальнейших работах планируется исследовать вопросы многоцелевой оптимизации, которые требует более точной настройки параметров сети.

Литература

1. Кубарьков, Ю. П. Оптимизация режима работы распределительных сетей с активно-адаптивными элементами / Ю. П. Кубарьков, Я. В. Макаров, К. А. Солдаткина // Вестник Самарского государственного технического университета. Серия: Технические науки. – 2020. – Т. 28, № 4(68). – С. 118-130. – EDN NQKQGI.

2. Квитко, А. В. Особенности внедрения возобновляемых источников энергии в энергетическую систему / А. В. Квитко, А. Д. Сидоренко // Теория и практика финансово-хозяйственной деятельности предприятий различных отраслей. Наука и общество: актуальные проблемы и решения: Сборник трудов конференций: III Национальной научно-практической конференции; Национальной научно-практической конференции, Керчь, 10–29 октября 2021 года. – Керчь: ФГБОУ ВО «Керченский государственный морской технологический университет», 2021. – С. 452-455. – EDN XHEXPT.

3. Особенности топологии инверторных преобразователей neon™ и способов их управления / О. М. Гладышев, Е. И. Медведев, И. М. Трофимов [и др.] // Интеллектуальная электротехника. – 2022. – № 1(17). – С. 61-76. – DOI 10.46960/2658-6754_2022_1_61. – EDN IMRNER.

4. Герасимов А.С. Требования к ветряным и солнечным электроэнергетическим установкам, работающим в составе энергосистемы // АО «Научно-технический центр Единой Энергетической Системы»; 02 августа 2017 г., Москва, 2017.

5. Ибрагим, М. Стратегии управления электротехническим комплексом высоковольтных линий электропередачи постоянного тока / М. Ибрагим, В. И. Пантелеев // Журнал Сибирского федерального университета. Серия: Техника и технологии. – 2023. – Т. 16, № 2. – С. 120-137. – EDN ZAQIRS.

6. Илюшин П.В., Лоскутов А.А., Куликов А.Л. Система управления накопителями электрической энергии для расширения области допустимых режимов генерирующих установок источников распределенной генерации при провалах напряжения. Патент РФ на изобретение №2721477. 19.05.2020. Бюл. № 14. Доступно по: https://patents.s3.yandex.net/RU2721477C1_20200519.pdf

7. Ссылка активна на 09.02.2025.

8. Turitsyn K., Sulc P., Backhaus S., Chertkov M. Local Control of Reactive Power by Distributed Photovoltaic Generators: 2010 First IEEE International Conference on Smart Grid Communiations; 4-6 Oct 2010; Gaithersburg, Maryland, USA; 2020. pp. 79-84.

9. Четошникова Л.М., Смоленцев Н.И., Томских Н.В., и др. Управление потоками мощности в локальных сетях // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2023. Т. 25 №5. С. 74-82.

10. Marchenko, A. I. Investigation of the Parallel Operation Stability of Minigrid Based on Small Generation with an External Electrical Network of the Power System / A. I. Marchenko, V. V. Denisov, I. S. Murashkina // Proceedings of the 2021 15th International Scientific-Technical Conference on Actual Problems of Electronic Instrument Engineering, APEIE 2021: 15, Novosibirsk, 19–21 ноября 2021 года. – Novosibirsk, 2021. – P. 120-124. – DOI 10.1109/APEIE52976.2021.9647483. – EDN RWIVVX.

11. Смоленцев Н.И., Четошникова Л.М., Томских Н.В. Двухстороннее управление энергетическими потоками в распределенных электрических сетях ЭНЕРНЕТ // Материалы

Всероссийской научно-технической конференции с международным участием «Современные проблемы телекоммуникаций»; 19–20 апреля 2023 г. Новосибирск: Сибирский государственный университет телекоммуникаций и информатики, 2023. С. 136-143.

12. Analysis of access to the electricity transmission network using information technologies in some countries / G. Azieva, S. Kerimkhulle, U. Turusbekova [et al.] // E3S Web of Conferences, Chelyabinsk, 17–19 февраля 2021 года. – Chelyabinsk, 2021. – DOI 10.1051/e3sconf/202125811003. – EDN LBIEVU.

13. Булатов Ю.Н., Крюков А.В., Суслов К. В. Регулирование напряжения в микросети постоянного и переменного тока на базе энергороутеров и накопителей электроэнергии // Интеллектуальная электротехника. 2023. Т. 21 №1. С. 62-84.

14. Golubchik, T. V. Distributed generation in small-scale power generation. Search for energy-efficient solutions by automation of complex power systems / T. V. Golubchik, A. S. Kulikov, D. Y. Taratutin // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2021. – Vol. 1159, No. 1. – P. 012041. – DOI 10.1088/1757-899x/1159/1/012041. – EDN QHOGMB.

15. Dharmawardena, H.; Kumar Venayagamoorthy, G. Distributed Volt-Var Curve Optimization Using a Cellular Computational Network Representation of an Electric Power Distribution System. *Energies* 2022, *15*, 4438. https://doi.org/10.3390/en15124438.

16. Energy management system for hybrid PEMFC-battery power source for stationary consumers / A. Loskutov, A. Dar'enkov, I. Lipuzhin [et al.] // International Journal of Hydrogen Energy. – 2024. – Vol. 55. – P. 1109-1121. – DOI 10.1016/j.ijhydene.2023.11.275. – EDN WOWUQA.

Авторы публикации

Четошникова Лариса Михайловна **–** док. техн. наук, профессор кафедры «Автоматика» ЮУрГУ. *ORCID*: https://orcid.org/0000-0003-2235-3993. chlm56@mail.ru.*

Смоленцев Николай Иванович - канд. техн. наук, доцент кафедры «Техническая электроника» СибГУТИ. *ORCID*: https://orcid.org/0000-0002-5775-2903. uralcm@mail ru.*

Полянская Анна Валерьевна – старший преподаватель кафедры «Техническая электроника» СибГУТИ. *pav@sibguti.ru.*

References

1. Kubarkov, Yu. P. Optimization of the operating mode of distribution networks with active-adaptive elements / Yu. P. Kubarkov, Ya. V. Makarov, K. A. Soldatkina // Bulletin of Samara State Technical University. Series: Technical sciences. - 2020. - Vol. 28, No. 4 (68). - Pp. 118-130. - EDN NQKQGI.

2. Kvitko, A. V. Features of the introduction of renewable energy sources into the energy system / A. V. Kvitko, A. D. Sidorenko // Theory and practice of financial and economic activities of enterprises in various industries. Science and society: current problems and solutions: Collection of conference proceedings: III National Scientific and Practical Conference; National Scientific and Practical Conference, Kerch, October 10-29, 2021. – Kerch: FGBOU VO "Kerch State Marine Technological University", 2021. – P. 452-455. – EDN XHEXPT.

3. Features of the topology of neon™ inverter converters and methods of their control / O. M.Gladyshev, E. I. Medvedev, I. M. Trofimov [et al.] // Intelligent electrical engineering. – 2022. – No. 1(17). – P. 61-76. – DOI 10.46960/2658-6754_2022_1_61. – EDN IMRNER.

4. Gerasimov A.S. Requirements for wind and solar power plants operating as part of the power system // JSC "Scientific and Technical Center of the Unified Energy System"; August 02, 2017, Moscow, 2017.

5. Ibrahim, M. Control strategies for the electrical complex of high-voltage direct current power transmission lines / M. Ibrahim, V. I. Panteleev // Journal of the Siberian Federal University. Series: Engineering and Technology. - 2023. - Vol. 16, No. 2. - Pp. 120-137. - EDN ZAQIRS.

6. Ilyushin P.V., Loskutov A.A., Kulikov A.L. Control system for electric energy storage devices to expand the range of permissible modes of generating units of distributed generation sources during voltage dips. Russian Federation Patent for Invention No. 2721477. 05/19/2020. Bulletin. № 14. Available from: https://patents.s3.yandex.net/RU2721477C1_20200519.pdf The link is active on 02/09/2025.

7. Turitsyn K., Sulc P., Backhaus S., Chertkov M. Local Control of Reactive Power by Distributed Photovoltaic Generators: 2010 First IEEE International Conference on Smart Grid Communiations; 4-6 Oct 2010; Gaithersburg, Maryland, USA; 2020. pp. 79-84.

8. Chetoshnikova L.M., Smolentsev N.I., Tomskikh N.V., et al. Control of power flows in local networks // News of higher educational institutions. PROBLEMS OF ENERGY. 2023. Vol. 25 No. 5. pp. 74-82.

9. Marchenko, A. I. Investigation of the Parallel Operation Stability of Minigrid Based on Small Generation with an External Electrical Network of the Power System / A. I. Marchenko, V. V. Denisov, I. S. Murashkina // Proceedings of the 2021 15th International Scientific-Technical Conference on Actual Problems of Electronic Instrument Engineering, APEIE 2021: 15, Novosibirsk, November 19–21, 2021. – Novosibirsk, 2021. – P. 120-124. – DOI 10.1109/APEIE52976.2021.9647483. – EDN RWIVVX.

10. Smolentsev N.I., Chetoshnikova L.M., Tomskikh N.V. Two-way control of energy flows in distributed electric networks ENERNET // Proceedings of the All-Russian scientific and technical conference with international participation "Modern problems of telecommunications"; April 19-20, 2023. Novosibirsk: Siberian State University of Telecommunications and Informatics, 2023. Pp.136-143.

11. Analysis of access to the electricity transmission network using information technologies in some countries / G. Azieva, S. Kerimkhulle, U. Turusbekova [et al.] // E3S Web of Conferences, Chelyabinsk, February 17-19, 2021. – Chelyabinsk, 2021. – DOI 10.1051/e3sconf/202125811003. – EDN LBIEVU.

12. Bulatov Yu.N., Kryukov A.V., Suslov K.V. Voltage regulation in a DC and AC microgrid based on energy routers and energy storage devices // Intelligent Electrical Engineering. 2023. Vol. 21 No.Pp. 62-84.

13. Golubchik, T. V. Distributed generation in small-scale power generation. Search for energy-efficient solutions by automation of complex power systems / T. V. Golubchik, A. S. Kulikov, D. Y.Taratutin // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2021. – Vol. 1159, No. 1. P. 012041. – DOI 10.1088/1757-899x/1159/1/012041. – EDN QHOGMB.

14. Dharmawardena, H.; Kumar Venayagamoorthy, G. Distributed Volt-Var Curve Optimization Using a Cellular Computational Network Representation of an Electric Power Distribution System. Energies 2022, 15, 4438. https://doi.org/10.3390/en15124438.

15. Energy management system for hybrid PEMFC-battery power source for stationary consumers /Loskutov, A. Dar'enkov, I. Lipuzhin [et al.] // International Journal of Hydrogen Energy. – 2024. Vol. 55. – P. 1109-1121. – DOI 10.1016/j.ijhydene.2023.11.275. – EDN WOWUQA.

Authors of the publication

Larisa M. Chetoshnikova **–** South Ural State University *https://orcid.org/0000-0003-2235-3993. chlm56@mail.ru.*

Nikolay I. Smolentsev **–** Siberian State University of Telecommunications and Informatics. *ORCID*: https://orcid.org/0000-0002-5775-2903. Email: uralcm@mail ru.*

Anna V. Polyanskaya **–** Siberian State University of Telecommunications and Informatics *Email: pav@sibguti.ru.*

Шифр научной специальности: 2.4.3. Электроэнергетика

Получено ***08.02.2025 г.***

Отредактировано ***11.04.2025 г.***

Принято ***24.04.2025 г.***