

ПОТОКОВАЯ МОДЕЛЬ ОЦЕНИВАНИЯ СОСТОЯНИЯ И ОПТИМИЗАЦИИ
РЕЖИМОВ РАБОТЫ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ

Н.Д. МУХЛЫНИН, А.В. ПАЗДЕРИН

Уральский федеральный университет имени первого Президента
России Б.Н. Ельцина, г. Екатеринбург

В современных распределительных сетях, в рамках концепции Smart Grid, начинают появляться источники малой генерации, изменяются режимы работы и появляются новые возможности по их управлению. Данная статья посвящена новому подходу к оценке режимных параметров распределительных сетей напряжения до 35 кВ и оптимизации режима их работы. Алгоритмы оценивания состояния и оптимизации основаны на новой математической модели режима работы электрической сети, основанной на балансе потоков энергии или мощности в схеме сети. Такой подход позволяет получить ряд преимуществ, по сравнению с традиционной моделью, с использованием классических уравнений установившегося режима, где задачи оценивания состояния и оптимизация выполняются раздельно. Предложенная единая модель использует данные об интегральных характеристиках узлов и ветвей, что дает более точные расчетные значения режимных параметров при топологических и режимных изменениях, которые характерны для распределительных сетей. Применимость единой модели продемонстрирована на расчете потоков мощностей в тестовой распределительной сети.

Ключевые слова: оценка состояния, оптимизация, распределительная сеть, потоковая модель, ограничения, концепция Smart Grid, балансы энергий.

Введение

Реализация концепции Smart Grid в распределительных сетях 35, 6-10 кВ происходит за счет их технического перевооружения и дооснащения измерительной и коммутационной аппаратурой [1]. Использование современных технологий и устройств в распределительных сетях позволит повысить их надежность, а также улучшить управляемость. Особенно это становится важным при появлении в таких сетях источников малой генерации [2, 3, 4]. При этом распределительные сети постепенно становятся кольцевыми сетями с двухсторонним питанием, что приближает их по характеристикам к высоковольтным системам передачи электроэнергии [5]. Поэтому одной из подзадач развития распределительного сетевого комплекса является создание системы управления, которая бы учитывала специфику технологического развития таких сетей и потребности всех участников энергообмена.

Современный подход к созданию системы управления должен основываться на возможности получения информации об актуальной топологии сети, знании текущих режимных параметров и возможности воздействия на устройства управления. Сегодня среди основных устройств управления в распределительных сетях можно выделить: коммутационную аппаратуру – в том числе и вакуумные реклоузеры, отпайки РПН силовых трансформаторов, устройства компенсации реактивной мощности, источники малой генерации [6]. Среди них наибольший вклад в повышение эффективности

работы сетей вносит изменение их топологии за счет коммутационных переключений. Использование возможностей регулировать выдачу активной и реактивной мощности распределенных генерирующих установок также даёт новые перспективы по управлению потоками энергии в тех сетях, где они установлены [7].

Таким образом, вследствие технического развития распределительных сетей возникает необходимость расширения круга задач по обеспечению надежной и эффективной работы сетей электроснабжения. Решение этих задач невозможно без математической модели текущего режима работы сети в устройстве принятия решения (УПР), а также развития информационно-измерительного комплекса.

Информационно-измерительная система распределительных сетей

Основным направлением в развитии информационно-измерительных систем распределительных сетей является увеличение точек измерения в системах учета электроэнергии, интеграция коммерческих систем измерения электроэнергии с системами диспетчерско-технологического управления. Последние основаны на измерениях активной и реактивной мощности, токов, напряжений, на положениях коммутационных аппаратов и других дискретных сигналах. Системы информационной поддержки распределительных сетей должны основываться на устройствах умного учета энергоресурсов с возможностями двухстороннего обмена информацией.

Ввиду специфики функционирования распределительных сетей, для управления нормальными и послеаварийными режимами работы не требуется сбор и обработка информации в режиме реального времени. Система информационной поддержки должна основываться на интегральных характеристиках нагрузок и генерации и давать оценку режимным параметрам на определенных, заданных интервалах времени. Для сокращения нагрузки на сервер опроса и уменьшения объема базы данных полный цикл опроса измерительных комплексов должен составлять несколько минут. Некоторые типы активных нагрузок должны опрашиваться сервером чаще, т.е. цикл опроса должен быть сокращен до секунд. К таким нагрузкам относятся узлы с малыми генерирующими установками или гибкими устройствами компенсации реактивной мощности, накопители электроэнергии, так как их режимы работы зависят от текущей цены на электроэнергию, сформированную в модели рынка распределительной сети. Использование информации от современных систем АИИС КУЭ позволит получать оценку режимных параметров работы сети в условиях схемных и режимных изменений на интервале опроса измерительных систем [8].

Определение состояния коммутационной аппаратуры, а также текущей топологии сети должно происходить за счет сбора дискретных сигналов от терминалов релейной защиты, силовых выключателей и разъединителей. Изменение топологии распределительной сети вследствие смены источника питания, переключения в замкнутую кольцевую структуру приводят к улучшению эффективности её работы и повышают базовую надежность электроснабжения потребителей [9]. Поскольку современные вакуумные выключатели способны коммутировать нагрузочные токи до 50 000 раз [10], теоретически они могли бы обеспечить смену топологии распределительной сети до 4 раз в сутки в течение 30 лет.

Информационно-измерительная система распределительного сетевого комплекса по своему функционалу постепенно приближается к системам сбора и передачи данных высоковольтных сетей, однако при этом должна быть основана на интеллектуальных микропроцессорных счетчиках электроэнергии, работающих в составе районных АИИС КУЭ с возможностью двухстороннего обмена информацией.

Потоковая модель режима работы электрической сети

Концепция создания математической модели режима работы распределительной сети состоит из двух систем: оценивания состояния (ОС) и оптимизации. Совместная комбинация этих двух систем приведет к унификации математических блоков и упрощению процедуры вычисления, что позволит сократить время расчета. Этот фактор является существенным, так как одной из особенностей распределительных сетей является их большая протяженность и разветвленность. Поэтому для решения этой проблемы была использована математическая модель, получившая название Энергораспределение (ЭР) [11]. Особенностью построения уравнений в выбранной модели ЭР является использование балансов в узлах и ветвях схемы сети. При этом предлагаемая математическая модель становится проще за счет вычисления потоков энергий без использования углов комплексных величин узловых напряжений. Кроме того, различные ограничения в виде равенств и неравенств в этой модели также должны выражаться через уравнения балансов.

В такой постановке задачи расчет режимных параметров в математической модели ЭР начинается с составления системы уравнений, описывающих имеющиеся в сети измерения. Для записи каждого измерения через искомые режимные параметры используются соответствующие уравнения состояния (аналитические выражения), описывающие балансы мощности/энергии в узлах и ветвях сети. Искомым вектором параметров являются потоки мощности/энергии в условных началах ветвей схемы сети, а также значения узловых напряжений.

Уравнения состояния в потоковой модели сети

Описанные балансы мощности/энергии можно разделить на две группы уравнений. Первая группа представляет собой уравнения балансов во всех ветвях M схемы замещения сети по активной и реактивной мощности/энергии:

$$\begin{aligned} W_{Pij} - \left[\frac{\left(\frac{W_{Pij}}{T} - \bar{U}_i^2 g_{ij} \right)^2 + \left(\frac{W_{Qij}}{T} - \bar{U}_i^2 b_{ij} \right)^2 + \delta_{Pij}^2 + \delta_{Qij}^2}{\bar{U}_i^2} \right] R_{ij} T = W_{Pji}, \quad ij = 1, 2 \dots M, \\ W_{Qij} - \left[\frac{\left(\frac{W_{Pij}}{T} - \bar{U}_i^2 g_{ij} \right)^2 + \left(\frac{W_{Qij}}{T} - \bar{U}_i^2 b_{ij} \right)^2 + \delta_{Pij}^2 + \delta_{Qij}^2}{\bar{U}_i^2} \right] X_{ij} T = W_{Qji}, \quad ij = 1, 2 \dots M. \end{aligned} \quad (1)$$

где g_{ij} , b_{ij} – линейные активные и реактивные проводимости схемы замещения элемента; δ_{Pij}^2 , δ_{Qij}^2 – дисперсии потоков активной и реактивной энергии по линии, учитывающие изменение потока энергии во времени; T – время работы элемента схемы сети; $\bar{U}_i$ – среднее значение напряжения на интервале времени T ; W_{Pij} , W_{Qij} – потоки активной и реактивной мощности/энергии в условном начале схемы замещения ветви.

Вторая группа уравнений включает узловые балансы по активной и реактивной мощности/энергии. С учетом узловых активных и реактивных шунтов для всех N узлов схемы сети балансы записываются следующим образом:

$$\begin{aligned} \sum_{j \in \omega_i} W_{Pij} + W_{Pi} + U_i^2 g_i &= 0, \quad i = 1, 2, \dots, N \\ \sum_{j \in \omega_i} W_{Qij} + W_{Qi} + U_i^2 b_i &= 0, \quad i = 1, 2, \dots, N \end{aligned}, \quad (2)$$

где g_i , b_i – значения активных и реактивных проводимостей узлов; ω_i – множество узлов, инцидентных узлу i ; W_{Pi} , W_{Qi} – активная и реактивная мощности/энергии узла.

Для повышения точности оценки режимных параметров уравнения балансов могут быть дополнены выражениями для падения напряжений на элементах схемы замещения сети. Эти уравнения описывают связь между модулями средних, на интервале времени T , узловых напряжений $(\bar{U}_i; \bar{U}_j)$ по концам ветвей и основаны на полной П-образной схеме замещения ветви:

$$\bar{U}_j = \sqrt{\bar{U}_i^2 - \left(\frac{(W_{Pij} - (\bar{U}_i^2 + \delta_{U_i}^2)g_{ij}T)R_{ij} + (W_{Qij} - (\bar{U}_i^2 + \delta_{U_i}^2)b_{ij}T)X_{ij}}{T\bar{U}_i} \right)^2 + \left(\frac{(W_{Pij} - (\bar{U}_i^2 + \delta_{U_i}^2)g_{ij}T)X_{ij} + (W_{Qij} - (\bar{U}_i^2 + \delta_{U_i}^2)b_{ij}T)R_{ij}}{T\bar{U}_i} \right)^2}. \quad (3)$$

Вектор состояния в полной предлагаемой математической модели будет состоять из потоков активной и реактивной мощности/энергии и узловых напряжений. Основным достоинством данных уравнений, по сравнению с классическими уравнениями установившегося режима, является нечувствительность результатов расчета к топологическим и режимным изменениям на интервале опроса счётчиков электроэнергии T [8]. На интервалах времени в один час в уравнениях (1–3) в качестве потоков используются мощности.

Целевая функция в модели оценивания состояния

Выражения (1–3) входят в классическую, для теории оценивания состояния, целевую функцию, состоящую из взвешенной суммы квадратов относительных ошибок измерений [12]. Каждая ошибка для множества измерений D записывается как разница между измеренной величиной и ее расчетным аналогом.

$$F_{\text{ос}} = \sum_{i=1}^D \frac{1}{(\delta_{\text{доп}i} W_i^{\text{изм}})^2} (W_i^{\text{изм}} - W_i^{\text{расч}})^2 \rightarrow \min, \quad (4)$$

где $\delta_{\text{доп}i}$ – предельная допустимая погрешность измерительного комплекса, %; $W_i^{\text{изм}}$ – значение измерения; $W_i^{\text{расч}}$ – расчётный аналог измерения (аналитическое выражение).

Задача поиска минимума целевой функции (4) решается итерационным методом Ньютона. Линеаризованная, относительно потоков мощности/энергии и узловых напряжений (W_p, W_q, U) , целевая функция принимает вид СЛУ:

$$[H]S = B, \quad (5)$$

где H – матрица линеаризованных коэффициентов частных производных; S – вектор состояния; B – вектор значений невязок измерений.

Получение компонент вектора состояния, для всех элементов схемы замещения сети в потоковой постановке задачи ОС, возможно только при соблюдении условий наблюдаемости [11]. Необходимое условие наблюдаемости заключается в соотношении

количества точек измерений потоков мощности/энергии D' с числом ветвей M в схеме сети. При условии, что $D'=M$, возможно получение однозначного решения потоковой задачи ОС. С другой стороны, для повышения достоверности получения расчётных оценок режимных параметров, количество точек измерений D' должно превышать число ветвей M в схеме сети [12, 13, 14]. В таком случае решение переопределённой системы уравнений (5) производится путем приведения ее к нормальному виду:

$$\begin{bmatrix} H^T A H \end{bmatrix} S = H^T A B, \quad (6)$$

где A – матрица весовых коэффициентов.

Поскольку для минимизации ошибок измерений используется метод взвешенных наименьших квадратов, каждая невязка по измерению должна иметь свой весовой коэффициент, записанный в матрице A . Эта матрица является квадратной, на ее главной диагонали стоят значения весовых коэффициентов для каждого измерения:

$$A_{i,i} = \frac{1}{(\delta_{\text{доп}i} W_i^{\text{изм}})^2}, \quad (7)$$

где $\delta_{\text{доп}i}$ – предельная допустимая погрешность измерительного комплекса, %.

Размерность данной матрицы A равна числу измерений в сети. Для учета разных размерностей и величин измерений весовые коэффициенты приводятся к относительному виду путем деления невязки измерения на само измерение $W_i^{\text{изм}}$.

В радиальной схеме сети условия наблюдаемости выполняются при наличии измерений во всех узлах сети. Возможность работы распределительной сети в кольцевом режиме [9], с точки зрения наблюдаемости, потребует наличия дополнительного измерения в одной из ветвей схемы сети.

Целевая функция в модели оптимизации режимов работы сети

Распределительно-сетевой комплекс может включать в себя множество вариантов как по организации электроснабжения, так и по составу участников энергообмена. Сегодня только в Свердловской области насчитывается одна региональная сетевая компания ОАО «Свердловэнерго» и порядка 100 территориальных сетевых организаций. Появление в распределительных сетях активных потребителей, имеющих источники малой генерации или накопители электроэнергии, приводит к изменению потоков мощности/энергии и меняет традиционный принцип передачи электроэнергии от единого центра питания до конечного потребителя. Кроме того, различные участки распределительной сети могут принадлежать разным собственникам, таким как крупные предприятия или локальные сетевые организации. В свою очередь, они могут быть объединены в так называемые моносети. При этом режимы работы и критерии эффективности различных субъектов распределительной сети могут быть различными.

В таких условиях эффективность работы электросетевого комплекса в целом определяется эффективной работой каждого участника энергообмена. Следовательно, задача оптимизации распределительной сети должна быть основана на многокритериальной модели, учитывающей интересы каждого. Набор блоков, входящих в целевую функцию (ЦФ) задачи оптимизации $F_{\text{оп}}$, состоит из технических и экономических подкритериев и представлен ниже:

$$F_{\text{ОПТ}} = \begin{cases} w_L[P] & \text{– блок потерь ЭЭ} \\ w_C[C] & \text{– блок затрат на ЭЭ} \\ w_S[S] & \text{– блок выполнения зад. графика} \\ w_R[R] & \text{– блок эффективности работы РГ} \\ w_E[E] & \text{– блок экологии} \\ \dots\dots \end{cases} \rightarrow \min. \quad (8)$$

Целевая функция оптимизационной модели содержит блоки подкритериев оптимизации ([P]; [C]; [S]; [R]; [E]; и др.). Соответствующий набор данных подкритериев позволяет учесть основные интересы: сетевой компании, собственников распределенной генерации или активных потребителей с накопителями электрической энергии и др. Коэффициенты w_P , w_C , w_S , w_E , w_R – определяют приоритет выбранных подкритериев в задаче оптимизации и могут быть равны 0 при их отсутствии в целевой функции. Все подкритерии, входящие в целевую функцию, должны быть выражены через единый для потоковой модели вектор состояния – потоки мощности или энергии и узловые напряжения.

Задача оптимизации решается для каждого участника энергообмена в отдельности, в соответствии с имеющимися в его распоряжении средствами регулирования. Следовательно, набор блок-критериев, входящих в целевую функцию, формируется в зависимости от субъекта сети. Так, блок [P] позволяет учесть в целевой функции затраты на потери электроэнергии и состоит из суммы условно-постоянных и переменных потерь в каждом элементе схемы сети:

$$[P] = c_P \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^M \int_0^T \left(\frac{P_{ij}^2(t) + Q_{ij}^2(t)}{U_i^2(t)} r_{ij} \right) dt + c_P \sum_{i=1}^N \int_0^T (U_i^2(t) g_i) dt \rightarrow \min, \quad (9)$$

где T – расчетный интервал времени; $\bar{U}_i$ – среднее значение напряжения в узле условного начала ветви; P_{ij} , Q_{ij} – потоки активной и реактивной мощности в начале ветви; g_i – суммарная активная проводимость каждого узла сети; c_P – стоимость потерь электроэнергии.

Учет данного подкритерия, как главного в целевой функции задачи оптимизации, особенно необходим для сетевых компаний, так как их доля затрат на компенсацию потерь электроэнергии может достигать 50 %. Организации и предприятия, имеющие в собственности участки распределительных сетей, также могут быть заинтересованы в снижении потерь электроэнергии. Следовательно, и для них функция оптимизации будет включать в себя блок подкритерия (9).

Набор критериев для потребителя, имеющего малую генерацию, будет содержать блок затрат на выработку и потребление электроэнергии [C] и блок эффективности работы его генерирующих установок [R]. Блок затрат [C] учитывает выгоду от снижения потребления электроэнергии из сети общего пользования за счет покрытия своей нагрузки собственной распределенной генерацией. В идеальном случае, минимизируя затраты на электроэнергию, потребитель может работать с полным покрытием собственной нагрузки за счет установленной у него генерации, при этом избыток электроэнергии продавать обратно в сеть. Согласно математическому выражению (10), данному для подкритерия [C], объемы покупки и производства

электроэнергии зависят от стоимости собственной выработки электроэнергии c_{pg} и цены, сформированной на рынке c_{pp} :

$$[C] = \sum_{j=1}^N \int_0^T \left(c_{ppj} \left(P_j^{\text{нагр}}(t) - P_j^{\text{pg}}(t) \right) + c_{pgj} P_j^{\text{pg}}(t) \right) dt \rightarrow \min, \quad (10)$$

где $P_j^{\text{нагр}}$, P_j^{pg} – активная мощность нагрузки и генерации каждого узла.

Активные потребители, имеющие источники распределенной генерации или накопители электроэнергии, заинтересованы в максимизации своего дохода от продажи электроэнергии или снижении затрат на покупку электроэнергии из сети за счет собственной генерации. Однако работа их генерирующих установок также должна быть эффективной с точки зрения затрат на топливо. Затраты топлива на единицу выработанной ЭЭ описываются расходной характеристикой каждого из источников распределенной генерации, аппроксимированной квадратичным полиномом:

$$[R] = \sum_{l=1}^N c_{\text{топл}} \left(a_l P_l^2(x) + b_l P_l(x) + c_l \right) \rightarrow \min, \quad (11)$$

где a_l , b_l , c_l – коэффициенты полинома расходной характеристики каждого источника РГ; $c_{\text{топл}}$ – удельная стоимость топлива.

Потребитель, имеющий в собственности несколько источников распределенной генерации, может использовать выражение (11) для эффективного перераспределения нагрузки между его генераторами, работающими на покрытие собственного графика нагрузки. С другой стороны, отношение данного выражения к общему объему выработанной электроэнергии W_P^{pg} является стоимостью выработки c_{pp} :

$$c_{pp} = \frac{\sum_{l=1}^N c_{\text{топл}} \left(a_l P_l^2(x) + b_l P_l(x) + c_l \right)}{W_P^{\text{pg}}} \rightarrow \min, \quad (12)$$

В случае, если распределительная сеть находится на территории предприятия, также имеющего собственные источники генерации, целевая функция в этом случае будет содержать набор подкритериев, которые удовлетворяют интересам как сетевой компании (9), так и собственника генерации (10) и (11). Поэтому, минимизация целевой функции (8) в общем случае должна приводить к балансу интересов всех заинтересованных сторон, либо в частном – к снижению затрат на электроэнергию одного предприятия за промежуток времени T . Кроме того, для сетевых компаний и потребителей, осуществляющих покупку электроэнергии у гарантирующего поставщика по 4 или 6 ценовой категории, может быть введен еще один критерий – минимум отклонения фактически отпущенной/потребленной электроэнергии от планового значения:

$$[S] = \sum_{m=1}^N c_{\text{штм}}^S \int_0^T (P_m^{\text{план}} - P_m^{\text{факт}}(t)) dt \rightarrow \min, \quad (13)$$

где $c_{\text{штм}}^S$ – стоимость удорожания электроэнергии.

В этом случае становится важным точное планирование своего электропотребления, поскольку отклонение фактического значения от планового ведет к удорожанию платы за электроэнергию.

Как и в задаче оценки режимных параметров, функция $F_{\text{оп}}$ может быть дополнена ограничениями типа равенств и неравенств. Основными из них являются: технические ограничения на величину напряжений в узлах и пропускную способность линий электропередачи, технологические ограничения на выдачу активной и реактивной мощности источниками малой генерации, обеспечение надежности электроснабжения. Кроме того, важную роль в задаче оптимизации играют возможности самого оборудования по скорости выдачи и набора мощности.

Переход от потерь мощности к потерям энергии за промежуток времени T происходит за счет интегрирования математических выражений, описывающих выбранный критерий оптимизации. При компоновке целевой функции необходимо учитывать, что различные критерии могут иметь разные по времени моменты воздействия на устройства управления и, как следствие, будут иметь различные промежутки интегрирования параметров. На рис. 1 показана схема, поясняющая распределение времени для сбора данных об электропотреблении и принятия решения по выдаче управляющих воздействий (УВ) на различные устройства управления.

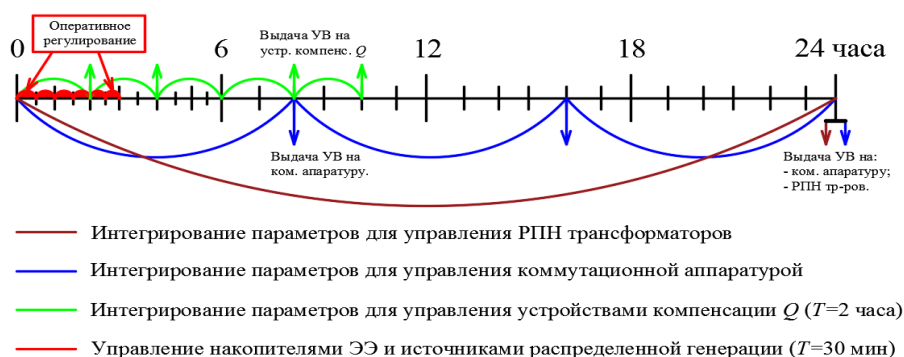


Рис. 1. Лента интервалов сбора данных и выдачи управляющих воздействий

Решение оптимизационной задачи для каждого наименьшего промежутка времени (на рис. 1, $T_{\min}=30$ мин) потребует различного набора подкритериев и соответствующий набор ограничений, учитывающих возможности выбранного для регулирования режима работы оборудования. С целью повышения эффективности регулирования режима работы сети возможен временной сдвиг периодов опроса различных счетчиков и измерительных устройств, отвечающих за интегрирование текущих режимных параметров работы сети. Это означает, что цикл интегрирования параметров, например, для управления коммутационной аппаратурой по отношению к РПН силовых трансформаторов может начинаться не с начала суток (00:00), а со сдвигом в 1–2 часа. Такой прием позволит обойтись без строгой синхронизации получения измерительной информации и разгрузить каналы связи.

Учет ограничений в потоковой модели режима работы распределительной сети

В предлагаемой потоковой модели можно выделить блоки, являющиеся общими как для задачи оценивания состояния, так и для оптимизации режимных параметров. В основу выделения общих блоков положены уравнения балансов (1) и (2) при расчете вектора состояния. Для решения данной задачи был использован математический метод неопределённых множителей Лагранжа, которые учитывают выполнение балансовых уравнений. Для задач оценивания состояния и оптимизации можно выделить общую блок-матрицу L , содержащую коэффициенты уравнений для ограничений в форме равенств:

$$\begin{bmatrix} K & L^T \\ L & Z \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta W \\ \lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} B_N \\ B_F \end{bmatrix}, \quad (14)$$

где K – матрица коэффициентов частных производных целевой функции по вектору состояния; Z – блок-матрица, содержащая нули; B_N – вектор значений невязок; B_F – значения фиксируемых ограничений; λ – неопределенный множитель Лагранжа; L – матрица частных производных ограничений типа равенства по вектору состояния; ΔW – вектор приращений (ΔW_{Pij} , ΔW_{Qij} , ΔU_i).

Матричная форма системы уравнений содержит ограничения в форме равенств, которые в задаче оценки режимных параметров учитывают сохранение баланса в транзитных узлах с нулевыми значениями инъекций. С другой стороны, ограничения в форме равенств также важны и в задаче оптимизации. Узлы, не имеющие устройств, воздействующих на изменение режимных параметров, получают фиксацию на изменение баланса. Получение решения приведенной матричной формы достигается использованием итерационных методов.

В задачах оценивания состояния и оптимизации необходимо учитывать ограничения, как в форме равенств, так и неравенств. В качестве основных уравнений, описывающих выполнение ограничений, используются балансовые выражения для узлов и ветвей схемы сети. Переход от модели оценивания состояния к оптимизационной модели происходит за счёт перестановки в матрицах общего блока коэффициентов ограничений.

Пример оптимизации режима работы распределительной сети

Для демонстрации основных возможностей предложенной потоковой математической модели рассмотрим тестовую распределительную сеть. Изображённая на рис. 2 электрическая сеть состоит из четырех узлов, радиально соединенных друг с другом, а также с питающим узлом. В представленной распределительной сети можно выделить сеть предприятия, в собственности которого находятся линии, соединяющие узлы 2-4 и 2-5; сеть, принадлежащую сетевой компании и активного потребителя, подключённого к узлу 3. Узлы с номерами 2 и 5 содержат нагрузки пассивных потребителей, тогда как узлы с номерами 4 и 3 содержат источники распределенной генерации. Для генератора узла 4 известны следующие параметры: $P_{\text{ГЕН}}=2$ МВт с возможностью изменения выдачи реактивной мощности от 0 до 1,5 МВ·Ар; для узла 3 – $P_{\text{ГЕН}}=1$ МВт с возможностью изменения выдачи реактивной мощности от 0 до 0,7 МВ·Ар. Величина выдаваемой генераторами реактивной мощности зависит от уставки по напряжению в настройках их устройств АРВ. Кроме того, в примере рассматривается оптимизационная задача с учетом стоимости электроэнергии в сети общего пользования.



Рис. 2. Исходная конфигурация тестовой распределительной сети

Изменение стоимости ЭЭ условно отражено в двух временных зонах: с меньшей (I зона) и большей (II зона) стоимостями ЭЭ (рис. 3, рис. 4).

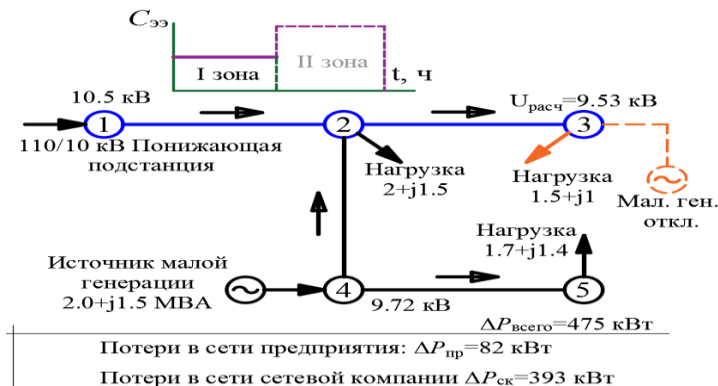


Рис.3. Результат оптимизации распределения потоков мощности в сети в I зоне работы

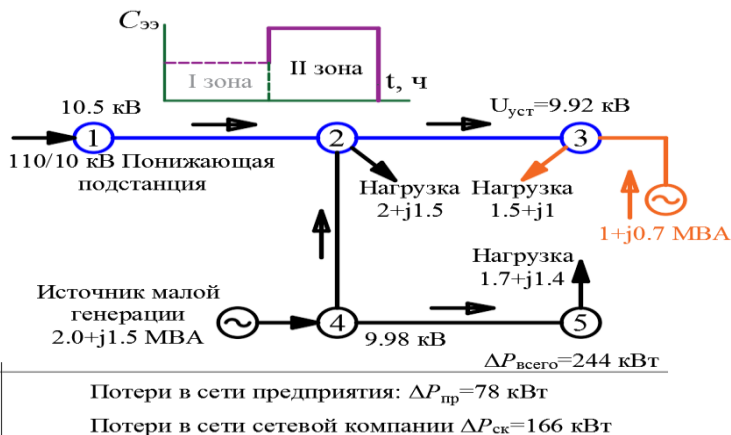


Рис. 4. Результат оптимизации распределения потоков мощности в сети во II зоне работы

В табл. 1 отражены параметры сети, полученные в результате расчета потоков по данным счетчиков электроэнергии, установленных в сети. Оценки режимных параметров, таких как потоки активной и реактивной мощности в условных началах ветвей, модули узловых напряжений, были получены с помощью формирования целевой функции (8) и решения системы уравнений (14).

Таблица 1

Параметры тестовой распределительной сети

Линия	R (Ом)	X (Ом)	B (мкСм)	P (МВт)	Q (МВ·Ар)
1-2	2,000	0,450	50,000	3,674	2,478
2-3	1,000	0,200	40,000	1,536	1,003
2-4	0,500	0,100	35,000	-0,218	-0,091
4-5	1,500	0,300	45,000	1,782	1,412

Когда процедура оценки режимных параметров завершена, определяются потери мощности в сети сетевой компании ($\Delta P_{ск}=434$ кВт), в сети предприятия ($\Delta P_{пр}=84$ кВт), а также суммарные потери мощности в распределительной сети: $\Delta P=518$ кВт. Далее необходимо перейти к задаче оптимизации распределительной сети, где повышение эффективности её работы будет осуществляться путем воздействия на устройства АРВ

источников малой генерации. При этом произойдет перераспределение потоков мощности в сети, что приведет к уменьшению суммарных потерь.

Рассмотрим работу сети с учетом стоимости электроэнергии первой, дешевой зоны. Допустим, что покупка ЭЭ из сети общего пользования при такой стоимости ЭЭ невыгодна для крупного предприятия, и оно обеспечивает свои потребности в электроэнергии за счет собственного источника генерации. Активному потребителю, подключенному к узлу 3, наоборот, выгоднее покупать ЭЭ из сети, поэтому его источник генерации временно отключен. Здесь играют роль экономические критерии – затраты на ЭЭ $[C]$ и расходная характеристика каждого генератора $[R]$.

С точки зрения взаимодействия сетевой компании и крупного потребителя, задачу оптимизации сети необходимо разделить на две части. Задача оптимизации должна решаться для сетевой компании и крупного потребителя отдельно, в соответствии с их интересами и доступными в их распоряжении устройствами управления. В соответствии с подкритерием блока $[P]$ выражения (9), задача оптимизации по потерям для участка сети крупного предприятия будет решаться первой, поскольку в данный момент именно он владеет единственным устройством управления в сети – источником малой генерации в узле 4. Целевая функция будет состоять из суммы технических потерь в двух ветвях схемы замещения сети, выраженных через потоки мощности в условных началах этих ветвей. В качестве ограничения типа равенств, в подматрице L системы уравнений (14) должны быть записаны балансовые выражения для 4 и 5 узлов. При этом ограничение на реактивную мощность в узле с номером 4 в подматрице L должно отсутствовать, так как именно этот узел должен участвовать в регулировании распределения потоков мощности в сети предприятия. Решение полной системы уравнений (14) даст эффективное распределение потоков мощности в сети предприятия в соответствии с результатами, показанными на рис. 3.

Как видно из рис. 3, в узле с номером 4 реактивная мощность выдается в сеть генератором с предельным для него значением в $1,5 \text{ МВ} \cdot \text{Ар}$. После оптимизации общее снижение потерь активной мощности в сети предприятия составило 2 кВт, или 2,4 % по сравнению с исходным режимом работы сети. Однако при этом результат оптимизации сети предприятия косвенно повлиял на эффективность работы участка сети, принадлежащего сетевой компании. Для данного участка снижение потерь составило 9 % (41 кВт). Общее снижение потерь в распределительной сети составило 8 %, или 43 кВт. Поскольку в сети, принадлежащей сетевой компании, в рамках примера нет доступных устройств управления, в рассматриваемой зоне I стоимости электроэнергии оптимизация может быть окончена.

Перейдем к случаю, когда стоимость электроэнергии в сети общего пользования будет соответствовать второй, дорогой зоне. Предположим, что потребителю в узле 3 становится невыгодно покупать ЭЭ из сети общего пользования, и он запускает свою генерацию. С одной стороны, потребитель частично покрывает свою нагрузку, а с другой – предоставляет свой генератор сетевой компании как средство для регулирования режима работы сети по реактивной мощности. В таком случае задача оптимизации сети будет решаться двумя заинтересованными сторонами – сетевой компанией и крупным предприятием. Единый режим работы распределительной сети, в соответствии с потребностями каждого из участников энергообмена, будет согласовываться на границе раздела балансовой принадлежности итерационным способом. Параметры оптимизированного режима работы сети показаны на рис. 4.

В результате предоставления потребителем возможности управлять его генератором сетевой компании удалось снизить потери в своих сетях на 57 % (227 кВт) по сравнению с предыдущим режимом работы. Включение в работу источника

генерации в узле 3 также косвенно повлияло на снижение потерь активной мощности в сети предприятия на 4 кВт (5 %). Таким образом, решение оптимизационной задачи для распределительной сети должно осуществляться для всех участников энергообмена раздельно и основываться не только на управлении настройками оборудования, но и учитывать экономическую эффективность его работы.

Заключение

Техническое совершенствование распределительных сетей все больше приближает их по характеристикам к сетям высоких классов напряжений и открывает новые возможности по управлению ими. Внедрение источников распределенной генерации сопровождается изменением традиционной организации электроснабжения потребителей, превращая их в сети с двухсторонним питанием. Информационное обеспечение в распределительных сетях развивается с ориентацией на системы АИИС КУЭ. Такая специфика распределительных сетей позволяет рекомендовать в качестве режимной модели потоковую, основанную на сохранении балансов мощности или энергии в узлах схемы сети.

Предлагаемая потоковая модель является основой для решения задач оценки и оптимизации режимных параметров распределительных сетей. Задача оценки режимных параметров решается на основе данных, полученных от счетчиков электроэнергии, и дает более точный результат при схемно-режимных изменениях в сети в рамках цикла опроса счетчиков электроэнергии.

Описываемый в работе подход к оптимизации распределительных сетей даёт возможность обеспечить баланс интересов всех участников энергообмена. Удовлетворение интересов обеспечивается формированием в целевой функции набора подкритериев оптимизации в зависимости от организационной роли каждого субъекта сети. Все это позволяет учитывать как экономические, так и технические аспекты работы всех заинтересованных сторон.

Таким образом, предлагаемый единый математический аппарат для решения задач оценки состояния и оптимизации параметров режима работы распределительных сетей значительно упрощает расчетную модель, а также позволяет адаптировать и расширить спектр задач по мониторингу и управлению режимами работы распределительных сетей.

Summary

This paper is devoted to a new approach to estimating operation mode parameters and their further optimization. The state estimation and optimization processes are based on a new mathematical model, which consists of energy balance equations. This approach allows to get some advantages compare to a traditional model, where the estimation and optimization tasks are performed separately using classical steady-state equations. The proposed unified model according to the amount of power energy at the certain time intervals gives a better result under the changes of both topology and operation modes, which usually takes place in the distribution grids. The capabilities of the unified model are demonstrated through calculation on power/energy flow test distribution grid.

Keywords: state estimation; optimization; distribution grid; energy flow problem; constrains; smart grid; energy balances.

Литература

1. C. Saeli, C. Gatti and C. Gemme, "How the Smart Grid and private network get a chance to communicate together? the integrated circuit breaker in line with IEC 61850," Petroleum and Chemical Industry Conference Europe Conference Proceedings (PCIC EUROPE), 2011, Rome, 2011, pp. 1-6.

2. Edward Jeroen Coster, "Distribution Grid Operation Including Distributed Generation," Printed by Ipskamp drukkers: Enschede, 2010. P. 205.
3. Guobin Xu, P. Moulema and Wei Yu, "Integrating distributed energy resources in smart grid: Modeling and analysis," Energytech, 2013 IEEE, Cleveland, OH, 2013, pp. 1-5.
4. Ерошенко С.А., Карпенко А.А., Кокин С.Е., Паздерин А.В. Научные проблемы распределенной генерации // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2010. № 11–12. С. 126–133.
5. X. Tong, J. Ben and Y. Wang, "A new effective Hexagonal Discrete Global Grid System: Hexagonal quad balanced structure," Geoinformatics, 2010 18th International Conference on, Beijing, 2010, pp. 1-6.
6. P. Mohammadi, H. El-Kishky, M. Abdel-Akher and M. Abdel-Salam, "The impacts of distributed generation on fault detection and voltage profile in power distribution networks," Power Modulator and High Voltage Conference (IPMHVC), 2014 IEEE International, Santa Fe, NM, 2014, pp. 191-196.
7. Булатов Б.В., Тарасенко В.В. Алгоритмы интеллектуального управления режимом распределительной сети // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия: Энергетика. 2012. №37. С. 18–22.
8. Pazderin, A. V., & Samoylenko, V. O. Localization of non-technical energy losses based on the energy flow problem solution. Paper presented at the Proceedings of the 6th IASTED Asian Conference on Power and Energy Systems, AsiaPES 2013, pp. 100-103.
9. Мухлынин Н.Д., Паздерин А.В. Перспективные топологии и информационное обеспечение в распределительных сетях // Вестник науки Сибири. 2015. № 1 (15). С. 72–76.
10. OVR outdoor vacuum reclosers 15-38 kV ABB Descriptive bulletin.
11. A. V. Pazderin, S. E. Kokin, A. O. Egorov and E. S. Kochneva, "Solution of energy flow problem using state estimation technique," Industrial Electronics, 2009. IECON '09. 35th Annual Conference of IEEE, Porto, 2009, pp. 1736-1741.
12. A. Abur and A. Gomez-Exposito, "Power System State Estimation: Theory and Implementation," New-York: Marcel Dekker, 2004.
13. Гамм А.З., Герасимов Л.Н., Голуб И.И., и др. Оценивание состояния в электроэнергетике. М:Наука, 1983.
14. A. V. Pazderin, E. A. Plesniaev and E. V. Mashalov, "An energy flow calculation method based on energy meters data," Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, 2008. DRPT 2008. Third International Conference on, Nanjing, 2008, pp. 834-839.

Поступила в редакцию

06 октября 2016 г.

Паздерин Андрей Владимирович – д-р техн. наук, профессор, заведующий кафедрой «Автоматизированные электрические системы» Уральского федерального университета (УрФУ) имени первого Президента России Б.Н. Ельцина, г. Екатеринбург. Тел.: 8(912)241-93-37. E-mail: a.v.pazderin@urfu.ru.

Мухлынин Никита Дмитриевич – аспирант кафедры «Автоматизированные электрические системы» Уральского федерального университета (УрФУ) имени первого Президента России Б.Н. Ельцина, г. Екатеринбург. Тел.: 8(922)105-14-91. E-mail: mukhlynin@me.com.