

ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ РЕШЕНИЕ ПРОБЛЕМЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ В РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ЭНЕРГЕТИКЕ

А.Г. Фишов¹, И.Л. Клавсуц¹, М.В. Хайруллина¹, Д.А. Клавсуц², А.Б. Клавсуц²

¹Новосибирский государственный технический университет, г. Новосибирск,

²Научно-производственное предприятие ООО «АВЭК», г. Новосибирск

Развитие распределенной генерации – общемировая тенденция. В распределенной энергетике потребители переходят в статус «активных» участников процесса производства электроэнергии и регулирования режима сети для достижения собственных целей. Это требует разработки и внедрения технологий, позволяющих сбалансировать интересы всех участников процесса. Данное исследование представляет решение задачи регулирования напряжения в распределительных электрических сетях при противоречивости интересов между потребителями электроэнергии и сетевыми компаниями. Предлагается система децентрализованного регулирования напряжения мультиагентного типа, обеспечивающая компромиссное напряжение в электрических сетях за счет использования каждым регулятором единых правил поведения с обязательным контролем режима прилегающего района сети, и реализованная в специальном устройстве управления спросом на электроэнергию – DSM (demand side management).

Экспериментальные исследования проведены на примере распределительной сети с малой генерацией Сургутской энергосистемы. Моделирование осуществлено с помощью созданной программы по критерию минимума потерь активной мощности в прилегающих районах сети. Сравнение методов регулирования напряжения осуществлялось по результатам моделирования характерных режимов электрической сети с учетом разных методов регулирования напряжения при заданных графиках нагрузки. Оптимальный режим напряжения, найденный с помощью разработанной программы, близок к результату глобальной оптимизации. При этом увеличивается пропуск электроэнергии по сети и не требуется полная наблюдаемость сети.

Ключевые слова: распределенная энергетика, устройство управления спросом на электроэнергию, регулирование напряжения, децентрализованное регулирование.

Введение

Развитие распределенной генерации в сочетании с традиционным централизованным электро-снабжением – общемировая тенденция. В России в настоящее время распределенная генерация представлена объектами, находящимися вблизи конечного потребления, вне зависимости от владельца, а именно: блок-станциями, ТЭЦ в населенных пунктах, объектами малой и средней генерации [1].

Официальная статистика по малой и средней генерации в России встречается редко, в других странах представлена фрагментарно, в последние годы – преимущественно возобновляемой энергетикой. Можно лишь отметить, что в США еще в 2007 г. было установлено около 12 млн блоков общей мощностью примерно 200 ГВт, или 25 % от общей установленной мощности в 811 ГВт [1]. В ближайшие два десятилетия США прогнозируют обеспечить объектами распределенной генерации 20 % новых генерирующих мощностей. Канада обеспечивает потребность в электроэнергии через распределенную генерацию на уровне 13 %. Общемировой показатель, по данным World Alliance for Decentralized Energy, в 2011 г. составил 12,5 %.

В России, по оценкам некоторых экспертов, в 2013 г. 5,7 % всего потребления электроэнергии обеспечивалось за счет генерирующих мощно-

стей, построенных промышленными предприятиями [2, 3]. За период 2006–2011 гг. объем электроэнергии, вырабатываемой на объектах распределенной генерации, увеличился более чем на 30 %. При этом наиболее высокие темпы роста объемов выработки на объектах распределенной генерации наблюдались в Северо-Западном, Центральном, Уральском и Сибирском федеральных округах.

Положительная динамика объемов распространения малой и средней генерации происходит под влиянием следующих ключевых факторов: рост энергоэффективности; снижение и предсказуемость затрат конечных потребителей; сокращение потерь в сетях и перетоков мощности, повышение надежности энергоснабжения; отсутствие потребности в сетевой инфраструктуре; снижение выбросов углекислого газа и других загрязняющих веществ; поддержка системы при аварийных ситуациях.

Несмотря на явные преимущества, существует ряд проблем, не позволяющих отечественной энергетике более активно развивать распределенную генерацию. В их числе: высокие таможенные пошлины на газовые турбины, требования в сфере технического регулирования и лицензирования, проблемы технологического присоединения к электрическим сетям сетевых организаций. Ключевыми проблемами являются:

чевая же проблема – отсутствие ясной государственной политики и объективной оценки влияния распределенной генерации на энергосистему в целом. Программными документами (Энергетическая стратегия России на период до 2030 года и Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2020 года с перспективой до 2030 года) малая и средняя распределенная генерация предусмотрена только после 2026 г.

Не будем углубляться в содержание всех перечисленных проблем. Остановимся на том факте, что в распределенной энергетике потребители переходят в статус «активных» участников процесса производства электроэнергии и регулирования режима сети для достижения собственных целей. Это требует разработки и внедрения технологий, позволяющих сбалансировать интересы всех участников процесса, смоделировать и оценить влияние распределенной генерации на энергосистему.

Моделирование традиционной системы регулирования напряжения не представляет особых проблем, так как именно она реализована в обычных вычислительных комплексах. Моделирование мультиагентных систем, в том числе децентрализованных, использующих контроль режима прилегающих районов и экспертные блоки в подсистемах принятия решений, в настоящее время в программном обеспечении не реализовано. Это обусловило актуальность данного исследования.

1. Постановка задачи

В условиях противоречивости интересов потребителей и сетевой компании в распределенной энергетике, технологической и методологической нерешенности данного вопроса, требуется качественно новое решение задачи регулирования напряжения, обеспечивающее компромисс интересов участников.

Данное решение предполагает разработку устройства, позволяющего осуществлять регулирование напряжения для собственных нужд, и программы расчета режимов. Оно ориентировано на блок-станции и объекты малой и средней генерации, представляющие собой основной интерес в данном исследовании.

2. Теория вопроса

Для пассивной сети основой регулирования напряжения является метод встречного регулирования, заключающийся в повышении напряжения в центрах питания при росте нагрузки и его понижении при уменьшении нагрузки, а также использование средств локального регулирования напряжения с определяемыми централизованно уставками.

Можно выделить три концепции регулирования напряжения, применяемые в существующих электрических сетях:

- централизованное регулирование в центрах питания (ЦП) с постоянными уставками локаль-

ных регуляторов; данный тип регулирования применяется в распределительных сетях с низкой автоматизацией;

- централизованное регулирование в ЦП с адаптивными уставками локальных регуляторов, при котором последние изменяются по заданной временной программе или контролируемой нагрузке;

- централизованное регулирование в режиме реального времени с оптимизацией режима всей сети при полной управляемости.

Данные концепции ориентированы на интересы сетевых компаний, а не собственников распределенной генерации и потребителей, имеющих собственные интересы и средства регулирования напряжения.

Конкретизируем цели регулирования напряжения для всех участников процесса: потребителя, распределенной генерации, сетевой компании.

Потребитель: наличие оптимального и стабильного напряжения на шинах электроприемников. Как правило, речь идет о номинальном или сниженном на 5–10 % напряжении. При этом его величина должна соответствовать стандарту качества электрической энергии, например, национальному стандарту Российской Федерации ГОСТ Р 54149–2010 и идентичному ему европейскому региональному стандарту EN 50160: 2010, и быть достаточной для обеспечения нормальной работы электрооборудования. Математически это формализуется следующим образом:

$$\Delta U = |U_i - U_{i \text{ жел}}| \rightarrow \min, \quad (1)$$

где ΔU – отклонение напряжения от желаемого значения; U_i – значение напряжения в i -м режиме; $U_{i \text{ жел}}$ – желаемое напряжение в i -м режиме.

Такие уровни напряжения соответствуют стандарту качества и обеспечивают оптимальный режим электропотребления, т. е. минимальное потребление электрической мощности и максимальное увеличение срока службы оборудования.

Распределенная генерация: при отсутствии коммерческих обязательств по регулированию напряжения – обеспечение допустимого напряжения на шинах при минимуме потерь энергии на участке до коммерческих приборов учета поставляемой энергии. Данная цель описывается формулой

$$\Delta P(U) \rightarrow \min, \quad (2)$$

где ΔP – потери энергии.

При наличии коммерческих обязательств по регулированию напряжения в зависимости от их характера цели регулирования состоят в поддержании стабильного напряжения в некоторых узлах прилегающего района сети, обеспечении допустимого режима напряжения в узлах прилегающего района, обеспечении минимальных потерь в сети прилегающего района:

$$|U_i - U_{i \text{ жел}}| \rightarrow \min, \quad (3)$$

или

$$\sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (U_i - U_{i \text{ жел}})^2}{n}} \rightarrow \min, \quad (4)$$

или

$$\Delta P(U) \rightarrow \min. \quad (5)$$

Сетевая компания: обеспечение необходимого режима напряжения во всех узлах сети, качественного напряжения в узлах нагрузки и максимума пропускания электроэнергии при минимальных потерях:

$$\Delta P(U) \rightarrow \min, \quad (6)$$

$$U_i \in D, \quad (7)$$

где U_i – напряжение в i -м узле сети; D – область допустимых напряжений в узлах сети.

Основные принципы осуществления децентрализованного регулирования напряжения с участием распределенной генерации и потребителей могут быть сформулированы следующим образом [4, 5]:

– в нормальных режимах электрической сети каждый субъект имеет право преследовать собственные цели регулирования, не создавая невозможности достижения целей другим субъектам;

– при нарушениях нормального режима электрической сети поведение субъектов подчиняется цели предотвращения развития и ликвидации возникших нарушений;

– для достижения целей каждый субъект использует собственные средства регулирования напряжения и доступную локальную информацию о режиме электрической сети.

3. Предлагаемые решения

В качестве решения задачи регулирования напряжения, обеспечивающего компромисс интересов потребителя, распределенной генерации и сетевой компании, предлагается использование нового метода и разработанных на его основе специальных инновационных устройств управления спросом на электроэнергию – DSM (Demand Side Management)¹.

¹Имеются патенты и заявки на изобретения:

– Патент на изобретение № 2377630 Российская Федерация. Стабилизатор переменного напряжения с элементами защиты и резервирования (варианты) / Л.З. Фейгин, С.В. Левинзон, П.Л. Косой, И.Л. Клавсуц, А.А. Серегина, И.Л. Фейгин; заявл. 16.09.2008.

– Patent US, no. 7.816.894, US. Method and Apparatus for Regulating Voltage / L.Z. Feigin, S.V. Levinzon, D.A. Klavsuts. October 19.2010.

– The international application for the invention no. PCT/RU2009/000441 Regional Phase before the European Patent Office European Patent Application No. 09 814 841.4-1239 Publication Number 2 343 620 «Alternating voltage stabilizer with protection elements (embodiments)» / L.Z. Feigin, S.V. Levinson, I.L. Klavsuts et al. 31.08.2009.

– Патент України на винахід № 103498. Стабілізатор з мінної напруги з елементами захисту (варіанти) / L.Z. Feigin, S.V. Levinson, I.L. Klavsuts et al. 25.10.2013.

Функциональная блок-схема устройства приведена на рис. 1.

Напряжение регулируется пофазно автоматически посредством вольторегулирующих трансформаторов (T_A, T_B, T_C). Обмотка низшего напряжения (НН) трансформаторов включается в фазу сети последовательно с нагрузкой. Обмотка высшего напряжения (ВН) включается в сеть регулирования. Напряжение на нагрузке, согласно второму закону Кирхгофа, равно векторной сумме напряжения сети и ЭДС, индуцированной обмоткой высшего напряжения в обмотке низшего напряжения. Реализуется три режима: «Вольтоограничение», «Вольтодобавка», «Транзит». При изменении напряжения на нагрузке изменяются ток и мощность в нагрузке и в сети, что позволяет потребителю обеспечивать свои интересы, регулируя спрос на потребление электроэнергии.

Запатентованный метод прошел обсуждение в рамках международных конференций [6–11, 13]. Инновационное устройство DSM разработано, совершенствуется и производится в промышленных масштабах научно-производственным предприятием ООО «АВЭК» (г. Новосибирск) под торговой маркой NORMELTM®. Устройство внедрено и более пяти лет успешно эксплуатируется на многих предприятиях, зданиях, сооружениях и уличном освещении РФ и СНГ.

Как показывают исследования и практика, использование инновационных устройств DSM способствует экономии материальных и финансовых ресурсов, связанных с производством, передачей и потреблением электроэнергии более чем на 50 %, при условии их системной установки в энергосистемах. Локальная установка устройств позволяет потребителям экономить электроэнергию на 5–25 %, а также оптимизировать режимы работы оборудования, что приносит дополнительный экономический эффект [12].

В целях моделирования мультиагентных систем, в том числе децентрализованных, использующих контроль режима прилегающих районов и экспертные блоки в подсистемах принятия решений, разработана программа расчета режимов с интеллектуальными локальными регуляторами путем создания внешних процедур для обычных программ расчета режимов.

– Евразийский патент на изобретение № 018813. Стабилизатор переменного напряжения (варианты) / L.Z. Feigin, S.V. Levinson, I.L. Klavsuts et al. 30.10.2013.

– The application for the invention no. 2014116596/07(026157). The device (utility model) of modes control of the work of asynchronous motor / L.Z. Feigin, I.L. Feigin, A.B. Klavsuts, I.L. Klavsuts. 25.04.2014.

– Патент на полезную модель № 162459. Нормализатор переменного напряжения / А.Б. Клавсуц, В.Г. Трубин. 18.11.2015.

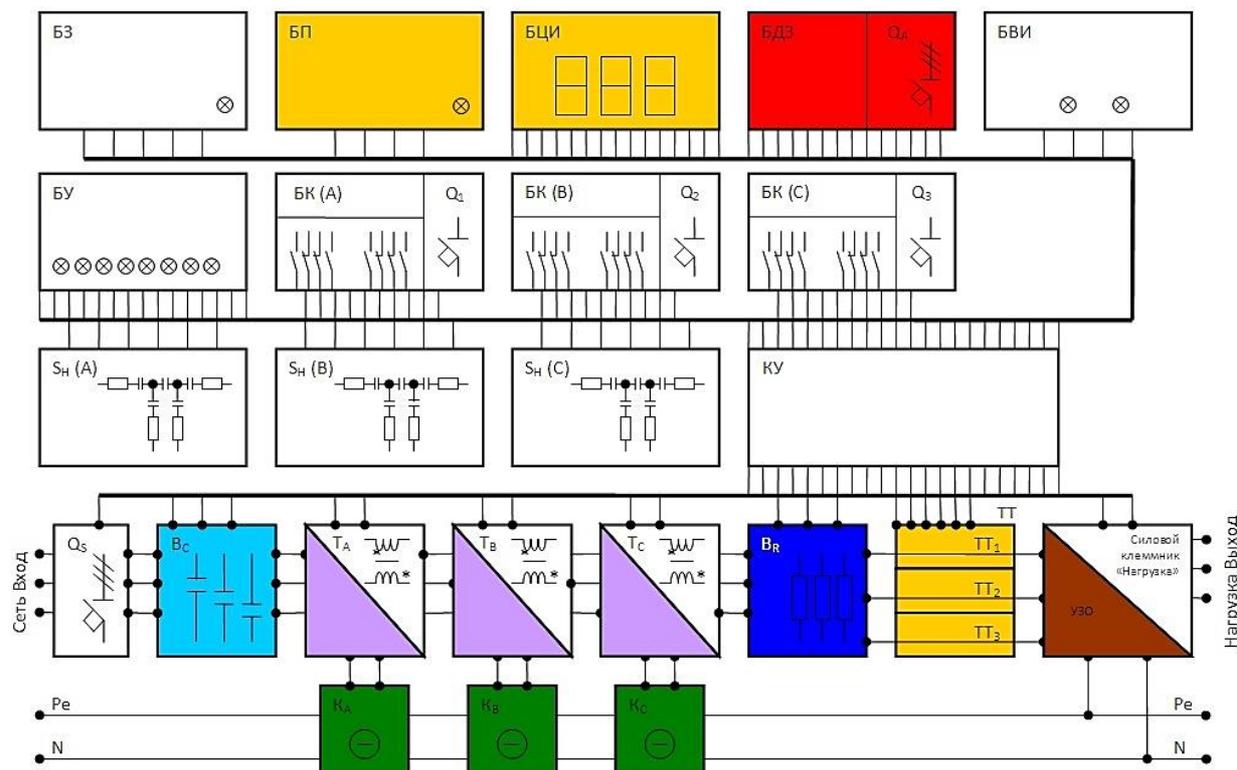


Рис. 1. Функциональная блок-схема устройства DSM: БПП – блок подавления помех; QS – вводной автомат; BC – блок силовых снабберов; T_A – трансформатор фазы «А»; T_B – трансформатор фазы «В»; T_C – трансформатор фазы «С»; BR – резисторный блок; УЗО до 85 кВА либо силовой клеммник «Нагрузка»; ТТ – блок трансформаторов тока; KA – кулер фазы «А»; KB – кулер фазы «В»; KC – кулер фазы «С»; B3 – блок защиты; БП – блок питания; БЦИ – блок цифровой индикации; БДЗ – блок дифференциальной защиты; БУ – блок управления; БК (A) – блок коммутации фазы «А»; БК (B) – блок коммутации фазы «В»; БК (C) – блок коммутации фазы «С»; SH (A) – снаббер фазы «А»; SH (B) – снаббер фазы «В»; SH (C) – снаббер фазы «С»; КУ – коммутационный узел

Программа находит установившийся компромиссный режим напряжения в сети при корректировках уставок локальных регуляторов по заложенным правилам децентрализованного регулирования. Для этого в каждом активном узле последовательно выполняется несколько следующих процедур:

- выделение прилегающего к узлу района электрической сети с контролируемым по местным параметрам режимом;
- классификация режима сети (нормальный, аварийный) и внесение контролируемых параметров (количество активных узлов, режим напряжения в прилегающем районе каждого активного узла, напряжение в узлах с недопустимыми параметрами и т. д.) в протокол;
- корректировка уставки регулятора в активном узле в соответствии с заданными целями регулирования (поддержание стабильного желаемого напряжения на шинах некоторых электроприемников; обеспечение допустимого режима напряжения в прилегающем районе сети; минимизация потерь в прилегающем районе сети).

При этом необходимым условием для каждого регулятора является допустимость режима напряжения во всех узлах прилегающего района электрической сети.

Результатом расчета является режим электрической сети с уставками по напряжению регуляторов, а также величины показателей, характеризующих достижимость целей регулирования.

4. Экспериментальные исследования: оценка эффективности

При многоцелевом регулировании напряжения в электрической сети возникает неопределенность в оценке его эффективности, так как задача становится многокритериальной и требуется оценка качества компромиссного режима напряжения. Эту оценку предлагается проводить путем сравнения степеней достижения целей регулирования разными методами его осуществления. Многорежимность создается заданием суточных графиков нагрузки и генерации.

В качестве показателей достижения целей регулирования предлагается использовать:

- отклонения средних значений напряжений в узлах нагрузок от желаемых значений;
- среднеквадратические отклонения напряжений в узлах от желаемых значений;
- максимальные отклонения напряжений в узлах от желаемых значений;

– значения пропускания или потерь активной мощности в сети.

Оценка качества компромисса производится по следующему алгоритму.

1. Для каждой из концепций регулирования напряжения, планируемых режимов электропотребления в узлах сети и выработки активной мощности генераторами проводится расчет электрических режимов с моделированием работы соответствующих регуляторов.

2. Для каждого из субъектов при разных способах (концепциях) регулирования напряжения определяются степени (коэффициенты) достижения целей.

Коэффициент степени достижения целей ($K_{сд}$) определяется по формуле

$$K_{сд} = \frac{\sum_{i=1}^k t_i}{T}, \quad (8)$$

где $\sum_{i=1}^k t_i$ – продолжительность режимов, в которых цель субъекта достигнута, ч; k – число режимов, в которых цель субъекта достигнута; T – общая продолжительность анализируемых режимов, ч.

3. Рассчитываются обобщенные показатели удовлетворенности режимом напряжения всеми субъектами. Так, для оценки степени удовлетворенности режимом напряжения потребителями и распределенной генерацией используется число узлов нагрузки (генерации) сети, в которых коэффициент степени достижения целей больше заданного значения (напр., 0,5).

По полученным результатам делаются выводы.

В качестве примера приведем результаты исследования во фрагменте схемы высоковольтной распределительной сети с малой генерацией Сургутской энергосистемы (RF), представленной на рис. 2.

Требовалось оценить эффективность децентрализованного регулирования напряжения при оказании генерацией коммерческих услуг сетевой компании по регулированию напряжения. Схема содержит три объекта малой генерации, передающие и распределительные сети напряжением 110, 35 и 6 кВ. При моделировании нагрузки были учтены их статические характеристики по напряжению.

Проведена оценка эффективности регулирования напряжения тремя различными способами:

а) ЦР РПН – централизованное регулирование исключительно при помощи устройств для регулирования напряжения на трансформаторах под нагрузкой (РПН); моделировалась ситуация, когда распределенная генерация (РГ) не контролируется сетевой компанией и поддерживает номинальное напряжение на своих шинах;

б) ЦР РПН + РГ – централизованное регулирование при помощи и РГ – распределенной генерации (моделировалась глобальная оптимизация с полной наблюдаемостью и управляемостью сети);

в) ДР – децентрализованное регулирование по критерию минимума потерь мощности в сети (распределенная генерация предоставляет сетевой компании услуги по снижению потерь).

Моделирование осуществлено с помощью созданной программы по критерию минимума потерь активной мощности в прилегающих районах сети. Сравнение методов регулирования напряжения осуществлялось по результатам моделирования характерных режимов электрической сети с учетом разных методов регулирования напряжения при заданных графиках нагрузки.

Различные способы регулирования сравнивались по величине суммарного пропускания и потерь



Рис. 2. Схема фрагмента распределительной электрической сети

Потери электроэнергии для разных способов регулирования напряжения

Контролируемые районы	Суточные потери электроэнергии, МВт/ч		
	Способ регулирования		
	ЦР РПН	ЦР РПН + РГ	ДР
Район 1	22,188	21,154	21,276
Район 2	15,848	13,989	15,162
Район 3	4,538	4,504	4,399
Вся электрическая сеть	122,685	107,726	111,716

электроэнергии по сети. Результаты представлены в таблице.

Оптимальный режим напряжения, найденный с помощью разработанной программы при децентрализованном регулировании, близок к результату глобальной оптимизации. При этом увеличивается пропуск электроэнергии по сети и не требуется полная наблюдаемость и управляемость сети.

Заключение

Предложены способы децентрализованного регулирования напряжения в распределительной электрической сети, позволяющие обеспечивать компромиссный режим напряжения, удовлетворяющий интересам различных субъектов сети с применением инновационного метода и устройства управления спросом на электроэнергию. Разработаны алгоритмы осуществления интеллектуального децентрализованного регулирования напряжения с контролем прилегающего района электрической сети на основе косвенных измерений для разных критериев регулирования. Разработана специальная программа для моделирования децентрализованного регулирования напряжения с контролем параметров режимов прилегающего района сети.

Предложена методика оценки качества компромиссных режимов напряжения, основанная на сравнении показателей удовлетворенности субъектов сети в достижении индивидуальных целей.

Выполненные расчеты подтверждают эффективность предложенных способов децентрализованного регулирования напряжения и их способность обеспечить компромиссное регулирование напряжения в интересах всех субъектов, участвующих в процессе: сетевой компании, потребителей, распределенной генерации.

Литература

1. Развитие распределенной генерации. – М.: Энергетический центр Московской школы управления Сколково. – <http://nnhpe.spbstu.ru/wp-content/uploads/2015/01/Skolko.pdf> (дата обращения: 02.08.2016).
2. Быкова, О. Куда движется электроэнергетика? / О. Быкова, П. Аблязов. – <http://www.bigpowernews.ru/research/document47671.phtml> (дата обращения: 25.07.2016).

3. Распределенная энергетика России 2010–2015. Отраслевой обзор. Инициативное исследование InfoLine. – http://infoline.spb.ru/services/4/katalog/demo/raspredelenie_energii_2010_2015.pdf (дата обращения: 29.07.2016).

4. Клавсуц, И.Л. Методы управления режимами потребителей в энергосистеме: дис. ... канд. техн. наук / И.Л. Клавсуц. – Новосибирск, 1999. – 160 с.

5. Фишов, А.Г. Интеллектуальная электрическая сеть – революция в отношениях субъектов и управлении режимами электроэнергетических систем / Электроэнергетика глазами молодежи: науч. тр. III междунар. науч.-техн. конф., 22–26 октября 2012, Екатеринбург: в 2 т. – Екатеринбург: УрФУ, 2012. – Т. 1. – С. 91–97.

6. Klavtsuts, D.A. Innovative Method of Demand Side Management / D.A. Klavtsuts, I.L. Klavtsuts, S.V. Levinzon // *Proceeding of 46-th International Universities' Power Engineering Conference – UPEC 2011. Section «Innovation and Future Power System». Germany: South Westphalia University of applied Sciences, Soest, September, 5–8, 2011.*

7. Klavtsuts, D.A. New Method for Regulating Voltage an AC Current / D.A. Klavtsuts, I.L. Klavtsuts, S.V. Levinzon // *Proceeding of 46-th International Universities' Power Engineering Conference – UPEC 2011. Section «Power Conversion». Germany: South Westphalia University of applied Sciences, Soest, September, 5–8, 2011.*

8. Klavtsuts, I.L. Integration Innovative Method of Demand Side Management in Smart Grid / I.L. Klavtsuts, S.V. Levinzon, D.A. Klavtsuts // *Proceeding of 47th International Universities' Power Engineering Conference – UPEC 2012. UK: Brunel University Institute of Power Systems in the School of Engineering and Design at Brunel University, London, September, 4–7, 2012. DOI: 10.1109/UPEC.2012.6398686.*

9. Klavtsuts, D.A. Aspects of Evaluating the Efficiency of Introducing Innovative Method and Technology Demand Side Management in Smart Grid System / D.A. Klavtsuts, I.L. Klavtsuts, G.L. Rusin // *Proceeding of 48th International Universities' Power Engineering Conference – UPEC 2013. Ireland: Dublin Institute of Technology, Dublin, September, 2–5, 2013. DOI: 10.1109/UPEC.2013.6715030.*

10. Perfecting Business Processes in Electricity Grids by the Use of Innovative Technology of Demand Side Management in the Framework of the General Conception of Smart Grids / I.L. Klavtsuts, D.L. Klav-

suts, G.L. Rusin, I.S. Mezhev // *Proceeding of 49th International Universities' Power Engineering Conference – UPEC 2014. Romania: Cluj-Napoca, September, 2–5, 2014.* DOI: 10.1109/UPEC.2014.6934690.

11. Klavsuts, D.A. *Providing the Quality of Electric Power by Means of Regulating Customers' Voltage* / D.A. Klavsuts, I.L. Klavsuts, T.V. Avdeenko // *Proceeding of 49th International Universities' Power Engineering Conference – UPEC 2014. Romania: Cluj-Napoca, September, 2–5, 2014.* DOI: 10.1109/UPEC.2014.6934691.

12. Fishov, A.G. *Multi-Agent Regulation of Vol-*

tage in Smart Grid System with the Use of Distributed Generation and Customers / A.G. Fishov, D.A. Klavsuts, I.L. Klavsuts // *Applied Mechanics and Materials.* – 2014. – Vol. 698. – P. 761–767. DOI: 10.4028/www.scientific.net/AMM.698.761

13. *Technological Basis for Compromise of Interests at Voltage Regulation in Electric Grids* / A.G. Fishov, I.L. Klavsuts, D.A. Klavsuts, M.V. Khayrullina // *Proceeding of 50 International Universities' Power Engineering Conference – UPEC 2015. UK: Staffordshire University, September, 1–4, 2015.* DOI: 10.1109/UPEC.2015.7339780.

Фишов Александр Георгиевич, д-р техн. наук, профессор, зав. кафедрой «Автоматизированные электроэнергетические системы», Новосибирский государственный технический университет, г. Новосибирск; fishov@corp.nstu.ru.

Клавсуц Ирина Львовна, канд. техн. наук, доцент, доцент кафедры «Менеджмент», Новосибирский государственный технический университет, г. Новосибирск; klavsucz@corp.nstu.ru.

Хайруллина Марина Валентиновна, д-р экон. наук, профессор, зав. кафедрой «Менеджмент», Новосибирский государственный технический университет, г. Новосибирск, khayrullina@corp.nstu.ru.

Клавсуц Дмитрий Александрович, магистр менеджмента, директор по стратегическому развитию, Научно-производственное предприятие ООО «АВЭК», (NORMEL™®), г. Новосибирск; d.klavsuts@normel.ru.

Клавсуц Александр Борисович, технический директор, Научно-производственное предприятие ООО «АВЭК», (NORMEL™®), г. Новосибирск; a.klavsuts@normel.ru.

Поступила в редакцию 9 августа 2016 г.

DOI: 10.14529/power160305

TECHNOLOGICAL SOLUTION TO VOLTAGE REGULATION PROBLEM IN DISTRIBUTED GENERATION

A.G. Fishov¹, fishov@corp.nstu.ru,
I.L. Klavsuts¹, klavsucz@corp.nstu.ru,
M.V. Khayrullina¹, khayrullina@corp.nstu.ru,
D.A. Klavsuts², d.klavsuts@normel.ru,
A.B. Klavsuts², d.klavsuts@normel.ru

¹ *Novosibirsk State Technical University, Novosibirsk, Russian Federation,*

² *Scientific Industrial Enterprise LLC "AVEC", (NORMEL™®), Novosibirsk, Russian Federation*

The development of the distributed generation is a world tendency. Consumers of the distributed generation act as "active" participants at producing electric energy and regulating grid modes when achieving their own aims. This system requires development and introduction of technologies promoting the interests of all process participants. This research offers a solution to the task of voltage regulation within the distributed electric grids under condition of inconsistent interests of power consumers and distribution companies. This solution includes a system of decentralized multi-agent voltage regulation, which provides trade-off network voltage based on a uniform practice code for each regulator. This system may be implemented as a special device controlling power demand – DSM (Demand Side Management).

Experiments were carried out in the Surgut's small-sized distributed generation. A specially developed software enabled simulation aimed at minimum real-power losses in adjacent grid regions. Voltage regulation methods were compared based on results of simulation of typical grid modes with due regard to voltage regulation peculiarities dependent on the specified load curves. An optimal voltage mode determined with the developed

software is close to global optimization. It increases grid power capacity without the need for a total grid observability.

Keywords: distributed generation, power demand control, voltage regulation, decentralized control.

References

1. *Razvitie raspredelennoy generatsii* [Distributed Generation Development]. Moscow, Skolkovo SEnec. Available at: <http://nnhpe.spbstu.ru/wp-content/uploads/2015/01/Skolkovo.pdf> (accessed 02.08.2016).
2. Bykova O., Abljazov P. *Kuda dvizhetsya elektroenergetika?* [Where does the Power Generating Industry Aims to?]. Available at: <http://www.bigpowernews.ru/research/document47671.phtml> (accessed 25.07.2016).
3. *Raspredelennaya energetika Rossii 2010–2015* [Distributed Generation of Russia 2010–2015]. *Otraslevoy obzor. Initsiativnoe issledovanie InfoLine*. Available at: http://infoline.spb.ru/services/4/katalog/demo/raspredelenie_energii_2010_2015.pdf (accessed 29.07.2016).
4. Klavsuts I.L. *Metody upravleniya rezhimami potrebiteley v energosisteme. Dis. kand. tekhn. nauk* [Methods of Demand Side Management in Energy System. Ph.D. thesis in Engineering Science]. Novosibirsk, 1999. 160 p.
5. Fishov A.G. [Smart Electric Grid as a Revolutionary Method of Entity Relation and Power Grid Mode Control]. *Power Engineering as Viewed by Youth: Proceeding of the Third International Scientific and Technical Conference*. Yekaterinburg, October, 22–26, 2012, Vol. 1, pp. 91–97. (in Russ.)
6. Klavsuts D.A., Klavsuts I.L., Levinzon S.V. Innovative Method of Demand Side Management. *Proceeding of 46-th International Universities' Power Engineering Conference – UPEC 2011. Section "Innovation and Future Power System"*. Germany: South Westphalia University of Applied Sciences, Soest, September, 5–8, 2011.
7. Klavsuts D.A., Klavsuts I.L., Levinzon S.V. New Method for Regulating Voltage an AC Current. *Proceeding of 46-th International Universities' Power Engineering Conference – UPEC 2011. Section "Power Conversion"*. Germany: South Westphalia University of applied Sciences, Soest, September, 5–8, 2011.
8. Klavsuts I.L., Levinzon S.V., Klavsuts D.A. Integration Innovative Method of Demand Side Management in Smart Grid. *Proceedings of 47th International Universities' Power Engineering Conference – UPEC 2012*. UK: Brunel University Institute of Power Systems in the School of Engineering and Design at Brunel University, London, September, 4–7, 2012. DOI: 10.1109/UPEC.2012.6398686
9. Klavsuts D.A., Klavsuts I.L., Rusin G.L. Aspects of Evaluating the Efficiency of Introducing Innovative Method and Technology Demand Side Management in Smart Grid System. *Proceeding of 48th International Universities' Power Engineering Conference – UPEC 2013*. Ireland: Dublin Institute of Technology, Dublin, September, 2–5, 2013. DOI: 10.1109/UPEC.2013.6715030
10. Klavsuts I.L., Klavsuts D.L., Rusin G.L., Mezhev I.S. Perfecting Business Processes in Electricity Grids by the Use of Innovative Technology of Demand Side Management in the Framework of the General Conception of Smart Grids. *Proceedings of 49th International Universities' Power Engineering Conference – UPEC 2014*. Romania: Cluj-Napoca, September, 2–5, 2014. DOI: 10.1109/UPEC.2014.6934690
11. Klavsuts D.A., Klavsuts I.L., Avdeenko T.V. Providing the Quality of Electric Power by Means of Regulating Customers' Voltage. *Proceeding of 49th International Universities' Power Engineering Conference – UPEC 2014*. Romania: Cluj-Napoca, September, 2–5, 2014. DOI: 10.1109/UPEC.2014.6934691
12. Fishov A.G., Klavsuts D.A., Klavsuts I.L. Multi-Agent Regulation of Voltage in Smart Grid System with the Use of Distributed Generation and Customers. *Applied Mechanics and Materials*, 2014. Vol. 698, pp. 761–767. DOI: 10.4028/www.scientific.net/AMM.698.761
13. Fishov A.G., Klavsuts I.L., Klavsuts D.A., Khayrullina M.V. Technological Basis for Compromise of Interests at Voltage Regulation in Electric Grids. *Proceeding of 50 International Universities' Power Engineering Conference – UPEC 2015*. UK: Staffordshire University, September, 1–4, 2015. DOI: 10.1109/UPEC.2015.7339780

Received 9 August 2016

ОБРАЗЕЦ ЦИТИРОВАНИЯ

Технологическое решение проблемы регулирования напряжения в распределенной энергетике / А.Г. Фишов, И.Л. Клавсуц, М.В. Хайруллина и др. // Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». – 2016. – Т. 16, № 3. – С. 41–48. DOI: 10.14529/power160305

FOR CITATION

Fishov A.G., Klavsuts I.L., Khayrullina M.V., Klavsuts D.A., Klavsuts A.B. Technological Solution to Voltage Regulation Problem in Distributed Generation. *Bulletin of the South Ural State University. Ser. Power Engineering*, 2016, vol. 16, no. 3, pp. 41–48. (in Russ.) DOI: 10.14529/power160305