

Мультиагентное регулирование напряжения в электрических сетях с распределенной генерацией и активными потребителями

С.Т. ИСМАИЛОВ, С.С. ТРУФАКИН, А.Г.ФИШОВ
Новосибирский государственный технический университет
Россия
fishov@ngs.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Электрические сети, мультиагентное регулирование напряжения, интеллектуальные регуляторы, нормализаторы напряжения, контроль режима прилегающего района, распределенная оптимизация режима по потерям в сети

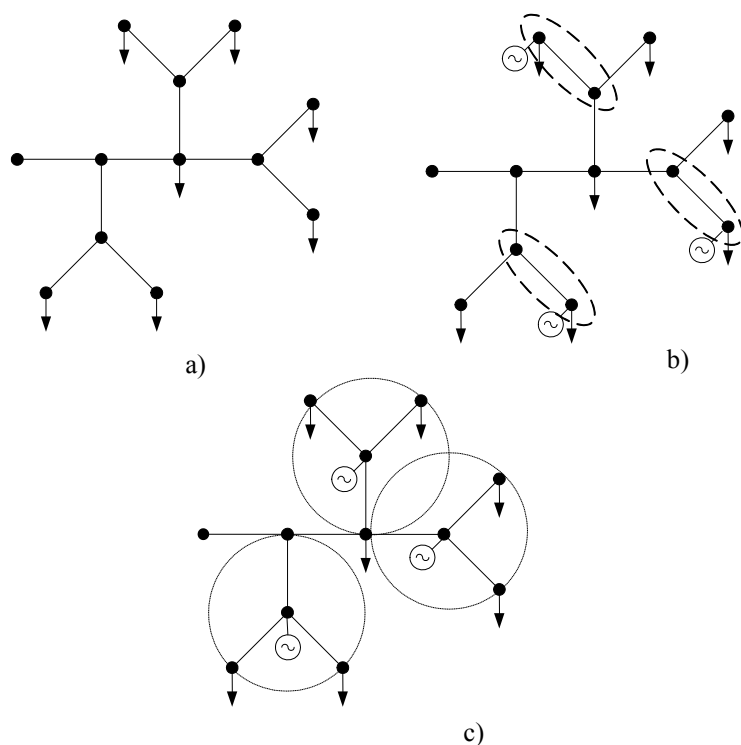
1 ВВЕДЕНИЕ

Современные электрические сети развиваются в соответствии с интересами потребителей электроэнергии, присоединяемой генерации, а также собственно сетевых компаний. Эти интересы часто являются противоречивыми. Так, сетевые компании заинтересованы в обеспечении максимального пропускания энергии как основной сетевой услуги, минимизации потерь электроэнергии при ее передаче при соблюдении требований к напряжению по безопасности и качеству. Потребители энергии заинтересованы в оптимальном качестве напряжения на шинах нагрузки, в т.ч. его стабильности. Включенная в сеть генерация заинтересована, помимо выдачи избыточных мощностей и энергии в сеть для ее продажи, в предоставлении коммерческих услуг по регулированию напряжения в своих локальных зонах сети. Появление значительного потенциала регулирования напряжения помимо сетевых компаний у потребителей энергии и распределенной генерации, противоречивость их интересов вызывают необходимость в разработке новых концепций, методов и технических средств регулирования напряжения в электрической сети.

Перспективным направлением решения данной задачи является мультиагентное (распределенное) регулирование напряжения с помощью интеллектуальных регуляторов. Под мультиагентным регулированием понимается вся совокупность мер, принимаемых каждым из субъектов процесса (сетевой компанией, потребителем электроэнергии, генерацией), для достижения собственных целей в рамках единых принципов и правил, обеспечивающих компромиссный режим напряжения электрической сети.

2 СОВРЕМЕННЫЕ ОСОБЕННОСТИ РАЗВИТИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ И МЕТОДОВ РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ

В настоящее время для распределительных электрических сетей характерен переход от пассивной сети, связывающей центры питания с узлами нагрузки (рис.1а), к сети с “активными” потребителями электроэнергии и распределенной генерацией, принимающими участие в регулировании режима сети для достижения собственных целей [1,2]. Предпосылками этого перехода являются экономические, экологические и технологические факторы, побуждающие потребителей рационализировать электропотребление, участвовать в производстве электроэнергии и регулировании напряжения.



На рисунке 1 принципиально представлены сети:

(а) – пассивная, (b,c) – с распределенной генерацией, в которых различны субъекты ее развития. В случае b – это потребители электроэнергии, в случае c – сетевая компания (Прим. Сетевые компании могут неограниченно развивать средства компенсации реактивной мощности, а также генерации в пределах покрытия потерь в электрической сети). Вариант (b) отражает желание потребителя максимально использовать потенциал генерации в собственных целях, а (c) – желание сетевой компании добиться максимального эффекта по сети в целом.

Рис. 1: Принципиальные схемы пассивной и активных сетей

На рисунках (b,c) для каждого узла генерации (или управляемой компенсации реактивной мощности) показаны районы прилегающей сети, режим напряжений которых могут контролироваться по результатам косвенных измерений на основе локальных параметров:

- расчетным путем по измерениям активной, реактивной мощности по линии, напряжению в узле подключения генерации и известным параметрам линии,
- или с использованием специальных схем измерения напряжения (рис.2б) на удаленных концах линий (с физическим моделированием падений напряжения в линии, так называемых, «Фантомных схем») [4].

Потери мощности и пропуск по прилегающему району сети могут определяться как результат косвенных измерений по локальным параметрам для узлов подключения генерации на основе известных зависимостей потерь холостого хода от напряжения, нагрузочных потерь от тока в трансформаторах и линиях прилегающего района.

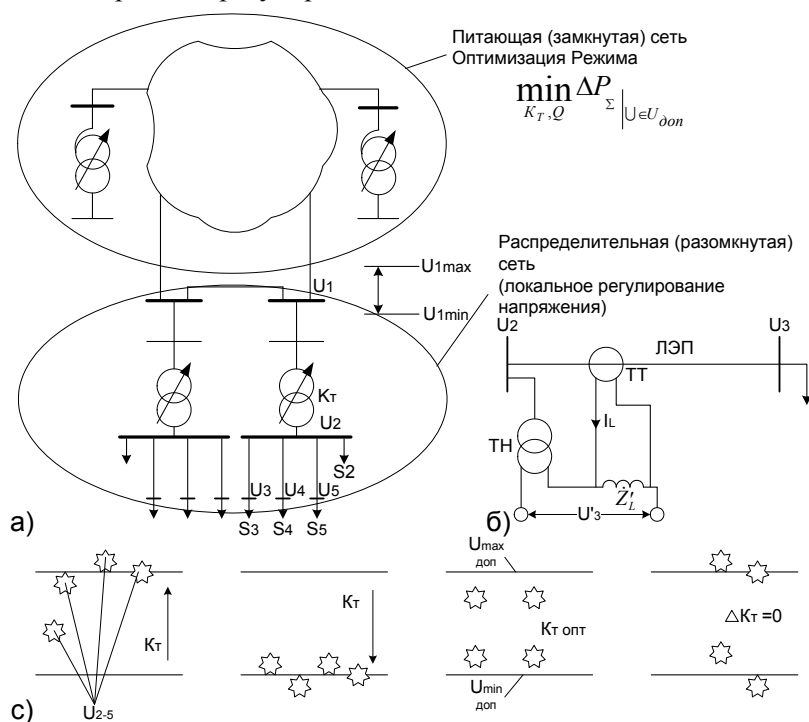
Для пассивной сети (а) основой регулирования напряжения в настоящее время является метод встречного регулирования, заключающийся в повышении напряжения в центрах питания при росте нагрузки и его понижении при уменьшении нагрузки, а также использование средств локального регулирования напряжения с уставками, определяемыми централизованно. Процесс регулирования целиком определялся сетевой компанией в соответствии с требованиями к безопасности и качеству напряжения в электрической сети.

Появление в сети распределенных средств регулирования режима напряжения, принадлежащих разным субъектам, имеющих собственные цели регулирования, определяет необходимость качественно нового решения задачи регулирования напряжения в электрических сетях на основе децентрализованного принципа. Его реализация применительно к регулированию напряжения нуждается в специальной разработке. В данной работе реализация базируется на трех основаниях:

1. Контроле каждым локальным регулятором режима прилегающего к узлу района сети, обеспечивающем необходимую информативность данных.
2. Использовании искусственного интеллекта на основе базы знаний и экспертных технологий в регуляторах, обеспечивающем адаптивность поведения регулятора, в т.ч.

позволяющем ему выполнять функции как технологической, так и противоаварийной автоматик.

- Использования единой иерархической базы знаний в каждом из локальных регуляторов (агентов системы регулирования напряжения сети), обеспечивающим целостность процесса регулирования.



Для регуляторов напряжения посредством РПН на трансформаторах (Рис.2а) овалом выделена зона контроля режима прилегающего района сети по местным параметрам с моделированием напряжений удаленных концов линий по схеме (Рис.2б). В частности, регулятор второго трансформатора контролирует напряжения в узлах 1-5.

Рис. 2: Иллюстрация сети с централизованным регулированием напряжения в питающей (передающей) сети и децентрализованным с контролем напряжений прилегающего района в распределительной сети

- принципиальная схема сети для организации регулирования напряжения;
- схема косвенного измерения напряжения конца ЛЭП при физическом моделировании падений напряжений;
- работа локального регулятора напряжения (РПН трансформатора) в различных режимных ситуациях.

3 КОНЦЕПЦИЯ МУЛЬТИАГЕНТНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПЯЖЕНИЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Обозначим цели и критерии регулирования напряжения для всех участников процесса:

Потребитель.

Оптимальное и стабильное напряжение на шинах электроприемников. Как правило, речь идет о номинальном или сниженном до 5% напряжении.

$$\Delta U = U_i - U_{жел} \rightarrow \min$$

Такое качество напряжения обеспечивает рациональное энергосбережение и минимальный износ оборудования. Эту задачу в настоящее время потребитель может решать как самостоятельно, используя для поддержания желаемого напряжения на питающих шинах 'нормализаторы' напряжения [3], так и при заказе на локальном рынке соответствующей услуги.

Распределенная по сети генерация.

- При отсутствии дополнительных коммерческих услуг – допустимое напряжение на шинах при минимуме потерь энергии на участке до коммерческих приборов учета поставляемой энергии:

$$\Delta P(U) \rightarrow \min$$

- При наличии локального рынка дополнительных услуг в зависимости от обязательств – поддержание востребованного стабильного напряжения в некоторых узлах прилегающего района сети, обеспечение допустимого режима напряжения в узлах прилегающего района, обеспечение минимальных потерь в сети прилегающего района.

$$|U_i - U_{\text{жел}}| \rightarrow \min \text{ или } \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (U_i - U_{\text{жел}})^2}{n}} \rightarrow \min \text{ или } \Delta P(U) \rightarrow \min.$$

Сетевая компания.

Допустимость режима напряжения во всех узлах сети, качественное напряжение во всех узлах нагрузки, максимум пропускания электроэнергии при минимальных потерях в сети.

$$\Delta P(U) \rightarrow \min, \\ U_i \in D.$$

Сформулируем принципы осуществления мультиагентного регулирования напряжения с участием распределенной генерации и потребителей.

- В нормальных режимах сети каждый субъект имеет право преследовать собственные цели регулирования, не создавая невозможности достижения целей другим субъектам.
- При нарушениях нормального режима сети поведение субъектов подчиняется цели предотвращения развития и ликвидации возникших нарушений.
- Для достижения целей каждый субъект эффективно использует собственные средства регулирования напряжения и доступную локальную информацию о режиме сети.

4 ПРАВИЛА МУЛЬТИАГЕНТНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ В ЛОКАЛЬНЫХ ЗОНАХ СЕТИ (ПРОЦЕДУРНАЯ ФОРМА)

Регулирование напряжения потребителем на шинах собственных электроприемников.

Если напряжение со стороны питания нормальное, то может поддерживаться желаемое напряжение на шинах.

Если напряжение со стороны питания ниже допустимого, то при отсутствии возможности выдачи дополнительной реактивной мощности должно поддерживаться пониженное напряжение. При наличии возможности выдачи дополнительной реактивной мощности она должна мобилизовываться до восстановления локального нормального режима.

Если напряжение со стороны питания выше допустимого, то при отсутствии возможности потребления дополнительной реактивной мощности должно поддерживаться повышенное напряжение. При наличии возможности потребления дополнительной реактивной мощности она должна мобилизовываться до восстановления локального нормального режима.

Регулирование в узлах включения генерации.

1. Регулирование в собственных целях генерации.

Правила:

- Если режим напряжений в прилегающей сети нормальный, то (выдача/потребление реактивной мощности) регулируется исходя из минимума потерь в зоне выдачи мощности генератора.
- Если напряжения в некоторых узлах прилегающей сети выше предельно допустимых, то снижается выдача или увеличивается потребление реактивной мощности генератора.
- Если напряжения в некоторых узлах прилегающей сети ниже предельно допустимых, то увеличивается выдача или снижается потребление реактивной мощности генератора.
- Если напряжения в некоторых узлах прилегающей сети выше предельно допустимых, а в некоторых ниже предельно допустимых, то реактивная мощность генератора изменяется

исходя из минимума среднеквадратичных превышений допустимых пределов отклонений напряжения.

2. Регулирование в прилегающем к узлу включения генерации районе сети (как коммерческая услуга локального рынка).

На локальном рынке генерацией могут предоставляться услуги:

- сетевой компании - по поддержанию напряжения исходя из условия минимума потерь в прилегающем к узлу подключения генерации районе сети или максимума пропуск энергии по району сети.

- потребителям в узлах района сети, прилегающего к узлу подключения генерации – по стабилизации напряжения на желаемом уровне в некоторых узлах сети, по поддержанию желаемого уровня напряжения в некоторых узлах сети или районе в целом.

Стабилизация напряжения на желаемом уровне в некоторых узлах сети, поддержание желаемого уровня напряжения в некоторых узлах сети или районе в целом могут осуществляться на принципе обратной связи по отклонению от уставки.

Регулирование по условиям минимума потерь в прилегающем к узлу подключения генерации районе сети или максимума пропуск энергии по району сети может осуществляться на принципе обратной связи по реакции измеряемого параметра на изменение реактивной мощности генератора.

Правила:

- Если при регулировании напряжения по условию минимума потерь в прилегающем к узлу подключения генерации районе сети увеличение напряжения возбуждения генератора приводит к снижению/увеличению потерь в сети, то осуществляют пропорциональное увеличение/снижение напряжения возбуждения.
- Если при регулировании напряжения по условию максимума пропуск энергии по району сети увеличение напряжения возбуждения генератора приводит к увеличению/снижению пропуск энергии по району сети, то осуществляют пропорциональное увеличение/снижение напряжения возбуждения.

Регулирование напряжения сетевой компанией

Регулирование напряжения сетевой компанией может осуществляться на основе 3-х концепций:

- Централизованно путем заблаговременного планирования уставок локальных средств регулирования на базе прогноза режимов работы сети с учетом участия в процессе регулирования напряжения независимых активных потребителей и распределенной генерации.
- Централизованно путем управления устройствами регулирования напряжения в реальном времени с учетом участия в процессе регулирования напряжения активных потребителей и распределенной генерации.
- Децентрализованно путем перехода к мультиагентному регулированию в реальном времени в соответствии с приведенными выше правилами.

5 РЕАЛИЗАЦИЯ МУЛЬТИАГЕНТНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ В СЕТИ

Техническая реализация мультиагентного регулирования напряжения в сети предполагает использование компьютерных алгоритмов косвенных измерений и искусственного интеллекта (экспертных систем) в каждом узле активного поведения. Обобщенная структура “интеллектуального” регулятора представлена на рис.3.

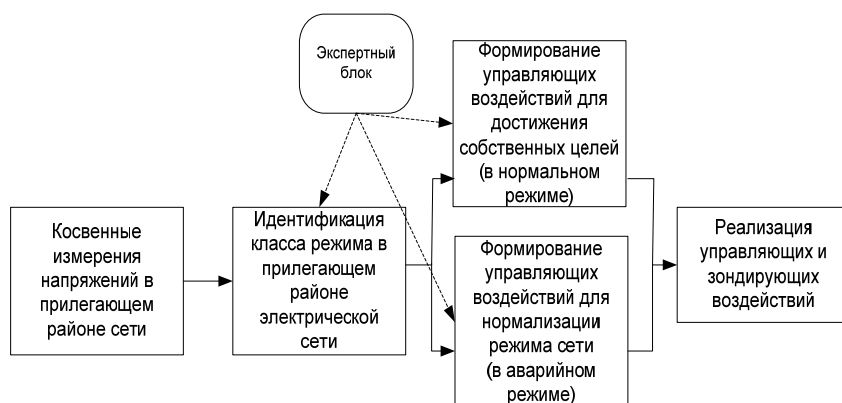


Рис. 3: Регулирование напряжения с контролем режима прилегающего района по правилам мультиагентного управления

6 ПРИМЕР МУЛЬТИАГЕНТНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ И ЕГО СРАВНЕНИЕ С ТРАДИЦИОННЫМИ МЕТОДАМИ

Объект и предмет исследования.

Объектом являлся Пендженский район электрической сети (РЭС) с центром питания (ПС Рудаки 220/110/10 кВ), представленный на рисунке 4. Предмет исследования – эффективность регулирования напряжения различными методами.

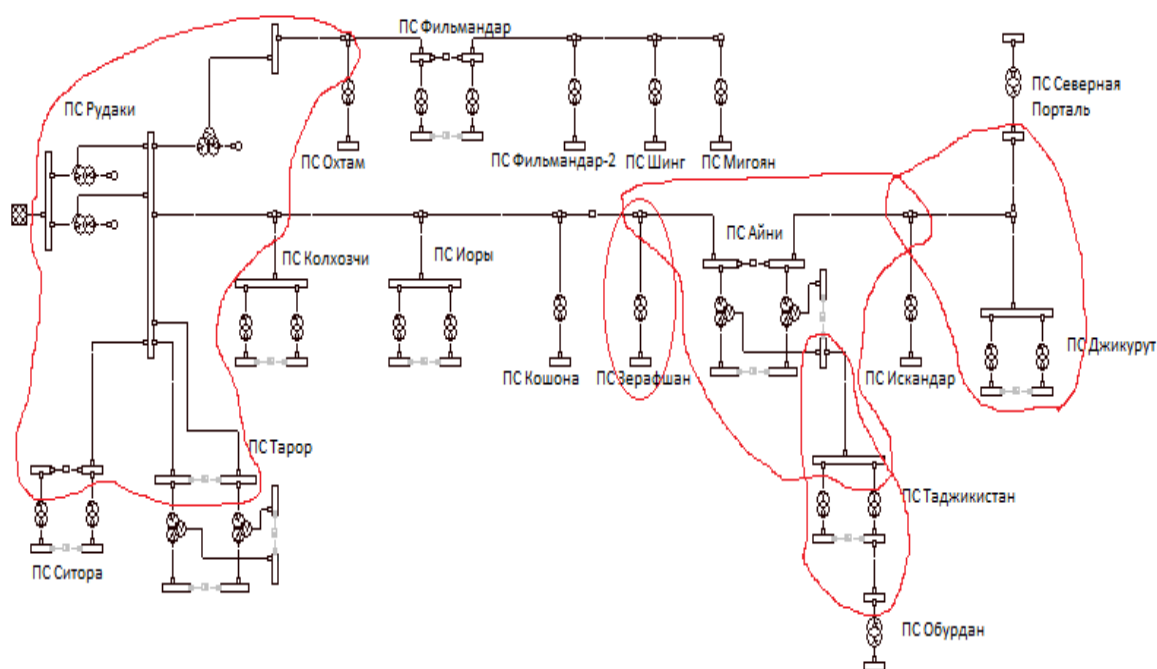


Рис. 4: Принципиальная схема Пендженского РЭС

В сети образовано пять районов регулирования:

- районы ПС Джикурт и ПС Зерафшан имеют собственную генерацию.
- остальные являются подстанциями, на которых напряжение регулируется только с помощью РПН трансформаторов.

Режим электропотребления в узлах сети задавался суточными графиками нагрузки.

Сравним различные способы регулирования напряжения применительно к самому протяженному (центральному фидеру) 110 кВ (ПС Рудаки – ПС Обурдан).

Определим общие требования к качеству регулирования напряжения:

- Отклонение напряжения на шинах электроприемников потребителей в нормальном режиме не должно превышать $\pm 5\% \cdot U_{ном}$ (далее первое расчетное условие) [5];
- Желаемое напряжение на шинах электроприемников потребителей должно находиться в диапазоне от 95% от $U_{ном}$ до $U_{ном}$; ($U_{ном}=10\text{кВ}$, 20кВ на ПС Обурдан) (далее второе расчетное условие);
- Ограничение на работу РПН трансформаторов 110/10 и 35/10 – не более 2 циклов (на увеличение и снижение) переключений за день.
- Напряжение в центре питания должно соответствовать минимуму потерь в сети.

Централизованное задание напряжения в центре питания и уставок устройств РПН на трансформаторах по времени и напряжению.

Исходные условия для расчета:

Для определения закона регулирования напряжения в центре питания (на ПС Рудаки) и проверки достаточности диапазонов регулирования РПН трансформаторов рассчитаны режимы максимальных и минимальных нагрузок электрической сети.

В результате расчета определились требуемые отпайки РПН трансформаторов РЭС и напряжение на шинах 110 кВ ПС Рудаки:

- в режиме минимальных нагрузок - 113 кВ (при минимуме потерь активной мощности в РЭС).
- в режиме максимальных нагрузок - 121 кВ (при минимуме потерь активной мощности в РЭС).

Задание настроек РПН по времени:

В зоне графика потребления ниже среднего значения (23 – 9 часов) настройка устройств РПН соответствует режиму минимальных нагрузок, в остальной зоне - режиму максимальных нагрузок.

Задание уставок РПН по напряжению

(Табл.2. Числитель - уставки выбраны по условию 1, Знаменатель – по условию 2):

Объект	$U_{min1}, \text{кВ} / U_{min2}, \text{кВ}$	$U_{max1}, \text{кВ} / U_{max2}, \text{кВ}$
ПС Рудаки 110 кВ	113/113	121/121
ПС Рудаки 35 кВ	35,2/35,3	36,7/36,9
ПС Айни 35 кВ	34,3/36,5	34,6/36
ПС Таджикистан 10 кВ 2 СШ	10,2/11	10,9/10,9

Табл. 2: Значения уставок по напряжению.

Сравнение эффективности методов регулирования напряжения в РЭС

Характеристики совокупности режимов для всего суточного графика нагрузки для напряжений приведены в таблице 3, для потерь в сети – в таблице 4.

Вид регулирования	$\bar{U}_1 / \bar{U}_2$, о.е.	σ_1 / σ_2 , о.е.	$\delta_{max1} / \delta_{max2}$, %
Централизованное с изменяемой по времени уставкой регуляторов	1,0139/0,9876	0,021/0,03	5.0/13,3
Централизованное с изменяемой по режиму напряжения уставкой регуляторов	1,0291/0,9765	0,017/0,01	5.0/4,1
Распределенное мультиагентное	1,0255/0,9732	0,017/0,003	5.0/2,05

Табл. 3: Характеристики совокупности рассчитанных режимов для разных методов регулирования

$\bar{U}$ - среднее напряжение на шинах; σ - среднее квадратическое несмещенное отклонение напряжения; δ_{max} - максимальное отклонение напряжения от номинального.

**Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем
Екатеринбург, 3 – 7 июня 2013 г.**

№	Метод регулирования	Потери активной мощности в сети в режиме максимальных нагрузок		Суточные потери энергии при работе по графику нагрузок		Примечание
		Превышение потерь относительно потерь при глобальной оптимизации, кВт	Превышение потерь относительно потерь при глобальной оптимизации, %	Превышение потерь относительно потерь при глобальной оптимизации, кВтч	Превышение потерь относительно потерь при глобальной оптимизации, %	
1	Централизованное регулирование в ЦП с постоянными уставками в районных ПС	30	1,12	902	3,43	Уставки локальных регуляторов выбраны заблаговременно с учетом графика нагрузки
2	Централизованное регулирование в ЦП с адаптивными уставками в районных ПС	0	0	328	1,25	Уставки выбраны заблаговременно и изменяются в режимах превышения и снижения средней нагрузки.
3	Мульти-агентное регулирование в районах сети	23	0,86	164	0,62	Уставки определяются в темпе процесса по единым правилам регулирования с контролем режима прилегающей сети и оптимизацией потерь в районе.
4	Централизованное регулирование с глобальной оптимизацией	2690*	100*	26292*	100*	Уставки определяются в темпе процесса в результате глобальной оптимизации сети по потерям

Табл. 4: Сравнение методов регулирования напряжений при оптимизации режима сети по потерям мощности. *- значение потерь активной мощности при централизованном регулировании с глобальной оптимизацией.

Полученные результаты свидетельствуют о преимуществе мультиагентного регулирования напряжения в распределительных электрических сетях по сравнению с традиционными методами.

7 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Централизованное регулирование напряжения, осуществляемое в настоящее время сетевыми компаниями, не отвечает интересам собственников распределенной генерации, потребителей, обладающих средствами регулирования напряжения.

Мультиагентное (децентрализованное) регулирование способно обеспечить компромиссное регулирование напряжения в интересах всех субъектов, участвующих в процессе: сетевой компании, потребителей, распределенной генерации, а также создать технологическую основу локальных рынков услуг по регулированию напряжения в сети.

В основу мультиагентного регулирования напряжения в электрических сетях могут быть положены контроль режима прилегающего района сети и общие (единые) базы правил.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Фишов А.Г. Интеллектуальная электрическая сеть - революция в отношениях субъектов и управлении режимами электроэнергетических систем//Сборник докладов 3-ей международной научно-технической конференции. Екатеринбург 22-26 октября 2012. Том 1. С.91-97.
- [2] Фишов А.Г., Калюжный Р.С. Сценарии развития региональной энергосистемы в современных условиях// Научный вестник НГТУ. - 2012 - №3(48). С.161-172.
- [3] L. Z. Feigin, S.V. Levinson, D.A. Klavsuts «Method and Apparatus for Regulating Voltage», U.S. Patent № 7 816 894 B2, filing date 06.20.2007 date of publication - October 19.2010.
- [4] А.Г. Фишов, В.В. Денисов, Б.Б. Кобец. Способ регулирования напряжения узла электрической сети- № 3937357; заявл.01.08.85; опубл. 08.10.88 , Бюл.№ 5.-4 с.
- [5] ГОСТ Р 54149-2010 Стандарт по качеству электрической энергии.