

Регулирование и стабилизация напряжения высоковольтной электрической сети управляемыми источниками реактивной мощности индуктивно-ёмкостного типа

БРЯНЦЕВ А.М., БАЗЫЛЕВ Б.И., ЛУРЬЕ А.И., СМОЛОВИК С.В.

Проблема стабилизации напряжения в электрических сетях во всех режимах нагрузки, повышения пропускной способности линий и снижения потерь радикально решается обеспечением резерва регулируемой реактивной мощности – дооснащением электрической сети управляемыми источниками индуктивно-ёмкостного типа по условию равенства напряжения центров питания и узлов нагрузок в установившихся режимах.

Ключевые слова: электрические сети, реактивная мощность, управляемый шунтирующий реактор, статические конденсаторы

Современная концепция регулирования напряжения в электрических сетях сформировалась в 60–70 гг. прошлого века, в эпоху бурного развития отечественной энергетики и промышленности. Эта концепция оформлена в трудах известных советских и российских ученых [1–5] и др.

В соответствии с концепцией требования к качеству напряжения определялись технически допустимыми отклонениями напряжения на электрооборудовании и условиями экономичности (в понимании соответствующего исторического периода). Регулирование напряжения в электрических сетях должно обеспечивать: соответствие уровней напряжения значениям, допустимым для электрооборудования; минимум потерь электроэнергии; необходимый запас устойчивости; требуемые уровни показателей качества электроэнергии в центрах питания распределительных сетей.

Одной из основных идей указанной концепции была идея так называемого встречного регулирования напряжения. В соответствии с этой идеей напряжение центра питания всегда должно было превышать напряжение узла потребления, изменяясь в сторону повышения при увеличении нагрузки и в сторону снижения при ее уменьшении [1–5]. Поток активной и реактивной мощности всегда совпадал по направлению во всех точках электропередачи; устройства компенсации реактивной мощности служили для частичной разгрузки линий электропередачи в случаях значительных потерь напряжения.

The problem of stabilizing the voltage in electric networks in all modes of their loading, increasing the transmission capacity of power lines, and reducing losses can be solved in a radical manner through ensuring a reserve of controlled reactive power, which is achieved by additionally furnishing the electric network with controlled inductive-capacitive sources of reactive power, the parameters of which are selected from the requirement of maintaining the equality of voltage at the power supply centers and load nodes under steady-state conditions.

Key words: electric networks, reactive power, controlled shunting reactor, static capacitors

В настоящих условиях значительная часть подстанций высоковольтной сети 6÷500 кВ имеет разброс текущих значений напряжений в нормальных режимах, достигающий $\pm 15\%$ номинального значения. По различным оценкам превышение отклонений напряжения против нормативных требований имеет место на более чем 40% всех подстанций 110 ÷ 220 кВ, что вызывает соответствующие нарушения требований ГОСТ 13109–97 на шинах потребителя ($\pm 5\% U_{\text{ном}}$) [6]. Исследования, проведенные на более чем 400 подстанциях 6÷500 кВ электрических сетей РФ и других стран, показали, что часто разброс напряжений в $\pm 15\%$ имеет место в пределах одного класса напряжения в одно и то же время [6]. Таким образом, следует признать, что существующая концепция регулирования напряжения высоковольтной сети не в полной мере отвечает современным условиям.

Как указывалось, существующие концепции регулирования напряжения допускают и, более того, предусматривают возможность колебания напряжения высоковольтной электрической сети при изменении режима нагрузки. В итоге, в максимальных режимах напряжение в узлах нагрузки снижается, а в минимальных режимах растет вплоть до предельно допустимых значений (рис. 1).

Основные факторы, влияющие на потери напряжения в узле нагрузки, рассмотрены на примере расчётной схемы рис. 1. Режиму передачи нагрузки соответствует векторная диаграмма рис. 1,а. Принимая значение потерь напряжения $\Delta U_{\text{н}}$ равным отрезку $0'0$, получим

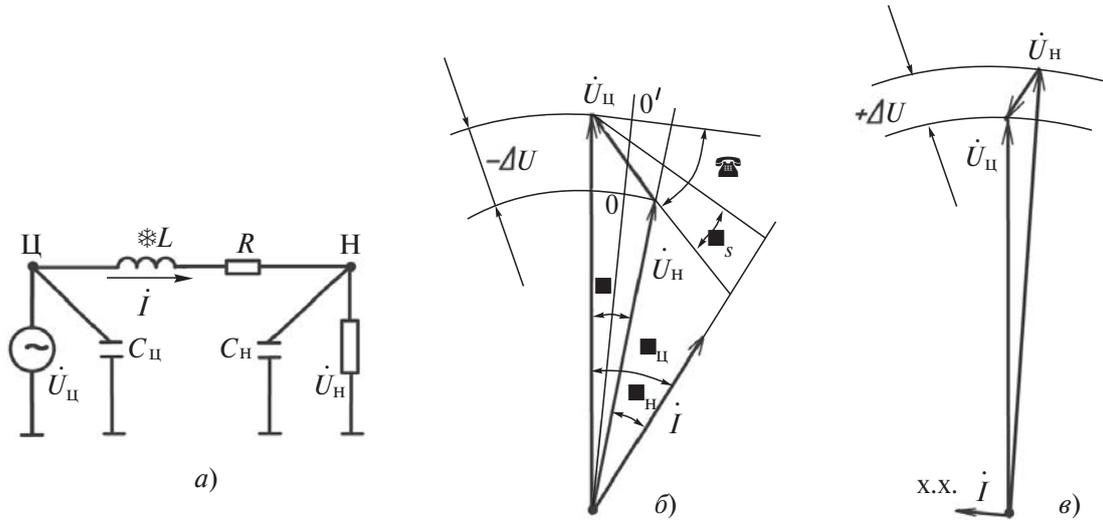


Рис. 1. Расчетная схема (а) и диаграммы тока и напряжений (центра питания $U_{Ц}$ и узла нагрузки $U_{Н}$) в режиме максимума нагрузки (б) и на холостом ходу (в)

$$\Delta U \approx U_{Н} \sin \gamma = U_{Н} \sin \left(\varphi_s + \frac{\varphi_{Ц} + \varphi_{Н}}{2} \right), \quad (1)$$

где $U_{Н}$ – напряжение узла нагрузки; φ_s – угол потерь в передаче; $\varphi_{Ц}$ – угол фазы напряжения центра питания $\dot{U}_{Ц}$ и тока линии \dot{I} ; $\varphi_{Н}$ – угол фазы напряжения узла нагрузки $\dot{U}_{Н}$ и тока линии \dot{I} .

Значение угла φ_s характеризует долю активной составляющей в продольных параметрах передачи:

$$\operatorname{tg} \varphi_s = R / \omega L,$$

где $R, \omega L$ – активная и реактивная составляющая продольных параметров передачи соответственно.

Углы $\varphi_{Ц}$ и $\varphi_{Н}$ характеризуют соотношения реактивной и активной составляющих в мощности центра питания и узла нагрузки.

Согласно (1) относительное значение потери напряжения

$$\Delta U^* = \frac{\Delta U}{U_{Н}} \sin \left(\varphi_s + \frac{\varphi_{Ц} + \varphi_{Н}}{2} \right) = \frac{S}{S_{К}} \sin \left(\varphi_s + \frac{\varphi_{Ц} + \varphi_{Н}}{2} \right), \quad (2)$$

где S – мощность, передаваемая по линии; $S_{К}$ – мощность короткого замыкания узла нагрузки.

В (2) значение тангенса угла φ_s в сетях 6÷500 кВ колеблется в пределах 0,03÷0,3 [7], что в градусах соответствует 1,7°÷16,7°. Большее значение соответствует сети, продольные параметры которой определяются линиями электропередачи, меньшее значение характерно для сети, в которой преобладают трансформаторные связи. Значения тангенсов углов $\varphi_{Ц}$ и $\varphi_{Н}$ ограничены нормативно и не должны превышать 0,5 [6], что соответствует углу 26,6° и коэффициенту мощности ($\cos \varphi$) 0,89. Следовательно, относительное значение потери напряже-

ния, равное 0,15, может иметь место, начиная с относительной мощности узла нагрузки, равной

$$\begin{aligned} \frac{S}{S_{К}} &\geq \frac{\Delta U^*}{\sin \left(\varphi_s + \frac{\varphi_{Ц} + \varphi_{Н}}{2} \right)} = \\ &= \frac{0,15}{\sin [1,6^\circ \div 16,7^\circ + 26,6^\circ]} = 0,22 \div 0,32. \end{aligned} \quad (3)$$

Такое отношение мощности узла нагрузки к мощности короткого замыкания (КЗ) в узле нагрузки как раз и характерно для 40÷50% подстанций 6÷500 кВ в энергосистемах РФ и стран СНГ.

В пусковом режиме, когда подключение линии осуществляется к центру питания без подключённой нагрузки (холостой ход передачи – х.х.), также допускается отклонение напряжения центра питания и узла нагрузки, но уже в большую сторону (рис. 1,б).

Подобная нестабильность напряжения сети – это не только ограничение пропускной способности, повышение потерь электроэнергии, ускоренный износ коммутационного оборудования, но и прямая и явная угроза развития системных аварий и «блэк-аутов» из-за частных аварийных случаев [8].

Одним из возможных путей выхода из сложившейся ситуации является изменение приоритетов существующих средств и методов регулирования напряжения с кардинальным усилением роли средств компенсации реактивной мощности – управляемых индуктивно-ёмкостных устройств или устройств FACTS [9]. На рис. 2 они обозначены, соответственно, как источники реактивной мощности ($ИРМ_{Ц}$ и $ИРМ_{Н}$).

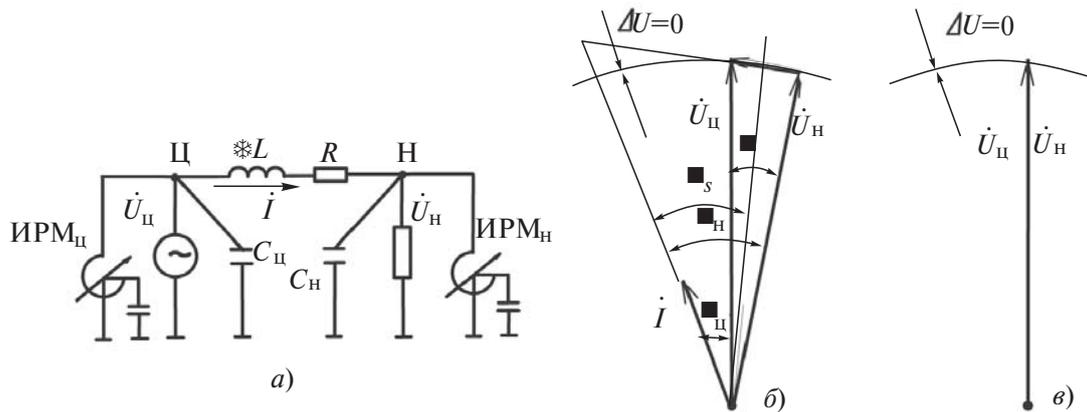


Рис. 2. Расчетная схема (а) с ИРМ индуктивно-емкостного типа ИРМ_Ц и ИРМ_Н и диаграммы тока и напряжений (центра питания $U_{Ц}$ и узла нагрузки $U_{Н}$) в режиме максимума нагрузки (б) и на холостом ходу (в)

Обеспечивая перекомпенсацию узлов центра питания и нагрузки подобными устройствами до уровня

$$\varphi_s + \frac{\varphi_{Ц} + \varphi_{Н}}{2} = 0, \quad (4)$$

согласно (1) получаем

$$\Delta U^* = 0. \quad (5)$$

Определяя разность фаз векторов $\dot{U}_{Ц}$ и $\dot{U}_{Н}$ как угол передачи линии φ (рис. 2,а), из (4) получаем следующие соотношения:

для узла нагрузки

$$\varphi_{Н} = -\left(\frac{\varphi}{2} + \varphi_s\right); \quad (6)$$

для центра питания

$$\varphi_{Ц} = \frac{\varphi}{2} - \varphi_s. \quad (7)$$

Выражения (6) и (7) определяют значения углов центра питания и нагрузки в функции угла передачи и угла потерь линии, при котором выполняется условие (5). Согласно (6) узел нагрузки должен быть всегда перекомпенсирован. Центр питания в соответствии с (7) перекомпенсирован лишь когда угол $\varphi/2$ больше угла φ_s . Следует отметить, что чем меньше R – активная составляющая в продольных параметрах передачи, тем меньше вероятность перекомпенсации центра питания. В сети без потерь ($\varphi_s = 0$) центр питания всегда недокомпенсирован.

Реактивная мощность узла нагрузки или центра питания определяется тремя составляющими (рис. 2): реактивной мощностью присоединенной нагрузки или генерации; зарядной мощностью передачи и подключенными к узлам источниками реактивной мощности.

Реактивная мощность источников ИРМ_Ц и ИРМ_Н, обеспечивающих условие (5) при заданных

значениях реактивной мощности нагрузки, генерации и передачи, определяется следующим образом.

Согласно схеме рис. 2,а и векторной диаграмме рис. 3,б

$$\operatorname{tg} \varphi_{Н} = \frac{Q_{CН} - Q_{Н} + Q_{и.н.}}{P_{Н}}; \quad (8)$$

$$\operatorname{tg} \varphi_{Ц} = \frac{Q_{CЦ} + Q_{Ц} + Q_{и.ц.}}{P_{Ц}}; \quad (9)$$

где $Q_{CЦ}$, $Q_{CН}$ – реактивная мощность центра питания и узла нагрузки; $Q_{Н}$, $Q_{Ц}$ – реактивная мощность присоединённых нагрузки и генерации; $Q_{и.ц.}$, $Q_{и.н.}$ – реактивные мощности источников центра питания ИРМ_Ц и нагрузки ИРМ_Н; $P_{Н}$, $P_{Ц}$ – активные мощности присоединённой нагрузки и генерации.

Учитывая, что угол передачи φ определяется соотношением передаваемой мощности к мощности КЗ узла нагрузки, т.е.

$$\operatorname{tg} \frac{\varphi}{2} = \frac{S}{2S_K}, \quad (10)$$

и представляя в уравнениях (6)–(9) для расчётного максимума нагрузки функцию тангенса в виде первого члена степенного ряда [10], получаем:

$$Q_{и.н.}^{\max} \approx Q_{Н} - Q_{CН} + P_{Н} \max \left(\frac{R}{\omega L} + \frac{S}{2S_K} \right); \quad (11)$$

$$Q_{и.ц.}^{\max} \approx -Q_{Ц} - Q_{CЦ} + P_{Ц} \max \left(\frac{R}{\omega L} + \frac{S}{2S_K} \right); \quad (12)$$

где $Q_{и.ц.}^{\max}$, $Q_{и.н.}^{\max}$ – реактивная мощность источников центра питания и узла нагрузки при расчётном максимуме нагрузки; $P_{Ц \max}$, $P_{Н \max}$ – активная мощность в центре питания и узле нагрузки при расчётном максимуме нагрузки.

Для случая х.х., когда

$$P_H = P_{Ц} = Q_H = Q_{Ц} = 0, \quad (13)$$

выражения (6)–(11) преобразуются в простейшие тождества:

$$Q_{и.н}^{x.x} = -Q_{Сн}; \quad Q_{и.ц}^{x.x} = -Q_{Сц}, \quad (14)$$

где $Q_{и.ц}^{x.x}$, $Q_{и.н}^{x.x}$ – реактивные мощности источников центра питания и узла нагрузки в режиме х.х. (и в пусковом режиме).

Векторная диаграмма напряжений, соответствующая тождествам (14), приведена на рис. 2,б.

Система уравнений (11)–(14) определяет необходимую мощность управляемых устройств индуктивно-ёмкостного типа в центре питания ИРМ_ц и узле нагрузки ИРМ_н во всём диапазоне возможных изменений нагрузки от расчётного максимума до х.х. Соответствующим подбором диапазона изменения мощности управляемых индуктивно-ёмкостных устройств принципиально возможно обеспечить полную независимость значений напряжения от уровня нагрузки во всем диапазоне изменений графика нагрузки от расчетного максимума до х.х.

Следует отметить, что в (12) и (14) для узла центра питания в случае, если источником напряжения является синхронный генератор, регулируемая реактивная мощность центра питания должна быть скорректирована в сторону увеличения выдаваемой генератором мощности (т.е. увеличена мощность реакторов узла) для того, чтобы обеспечить оптимальную работу генератора во всех режимах нагрузки линии (с коэффициентом мощности порядка 0,8–0,9).

Выражения (11)–(14) получены для простейшей передачи и центра питания с идеальным источником напряжения бесконечной мощности (рис. 2,а). Реально схема может оказаться существенно сложнее, центр питания может быть электрической станцией с синхронными генераторами или трансформаторной подстанцией. От центра питания может отходить несколько линий. В этом случае, естественно, возможен точный расчет по программам, учитывающим все особенности системы. Можно также сделать достаточно точную оценку, используя, например, метод эквивалентного генератора и метод суперпозиций [11], требующий несколько более сложного расчета. Многочисленные точные и оценочные расчеты, проделанные для конкретных систем электроснабжения, показали, что выражения (11)–(14), полученные для простейшей передачи (рис. 2,а), достаточно точно могут быть распространены и на более сложную сеть

произвольной конфигурации с заданными множествами центров питания и узлов нагрузки.

В качестве примера в приложении приведен отзыв главного энергетика ООО «Нарьянмарнефтегаз» С.Л. Наймана об эффективности применения схемы компенсации реактивной мощности, разработанной на основе изложенного выше подхода к регулированию и стабилизации напряжения сети.

Этот пример применения системы компенсации реактивной мощности – лишь один из более десятка уже разработанных и введенных в эксплуатацию систем автоматического регулирования и стабилизации напряжения по условию обеспечения равенства напряжений центра питания и узла нагрузки [1 и др.]. Таким образом, доказано и подтверждено на практике, что устройства управления индуктивно-ёмкостными параметрами позволяют решить проблему стабильности напряжения любой современной сети 6–500 кВ и ликвидировать предпосылки развития системных аварий по условиям статической устойчивости из-за опасного понижения или повышения напряжения сети.

В настоящее время промышленность предлагает большой выбор управляемых устройств индуктивно-ёмкостного типа, и этот ассортимент постоянно пополняется новыми перспективными разработками. Современное оборудование существенно расширяет функциональные возможности в области регулирования напряжения в сетях различного класса напряжения [9].

Оснащение сети подобными устройствами до уровня, минимизирующего потери напряжения в электрической сети, позволяет автоматически стабилизировать напряжение в пределах 1–2% заданной уставки не только в нормальных, но и в ремонтных, пусковых и послеаварийных режимах.

В итоге достигается:

автоматическая стабилизация напряжения сети 6–500 кВ по заданной уставке в нормальных, ремонтных и послеаварийных режимах в пределах $\pm 5\%$ номинального значения;

исключение коммутационного оборудования из процессов регулирования напряжения в нормальных режимах;

повышение пропускной способности существующей сети до 1,5 раз;

снижение потерь в линии, трансформаторах и нагрузке до 20–30%;

исключение режимов недовозбуждения генераторов;

снижение ущерба, наносимого субъектам рынка электроэнергии от действий противоаварийной автоматики.

Одним из перспективных направлений в области управляемых устройств индуктивно-ёмкостного типа являются ИРМ на базе УШР и БСК [13]. Отличительной особенностью ИРМ данного типа является высокая стабильность параметров установившихся режимов УШР, поскольку постоянная времени естественного затухания переходных процессов в его контуре подмагничивания на два порядка превышает длительность периода промышленной частоты. Это дает возможность обеспечить стабилизацию напряжения в точке подключения с точностью до 0,2% заданной уставки и ограничить до допустимых значений колебания напряжения, возникающие при аварийных и коммутационных процессах. Исследования на основе анализа областей устойчивости системы доказали, что эквивалентная постоянная времени может находиться в диапазоне от 0,01 до 20 с и существенно не влияет на показатели устойчивости [14]. Этот диапазон характерен для УШР. Сейчас уже накоплен положительный опыт эксплуатации УШР с такими параметрами быстрого действия. В частности, исследования динамической устойчивости протяженной электропередачи напряжением 500 кВ для наиболее тяжелых аварий (двухфазного на землю КЗ с последующим неуспешным АПВ) выявили благотворное воздействие УШР на демпфирование послеаварийных колебаний. Имеется также мнение, что в системе с внедрением технологии FACTS должен быть контур управления, отличающийся низким быстродействием. Это должно быть предусмотрено для того, чтобы не вступать в противоречие с функциями быстрого регулирования напряжения или любыми другими быстрыми стабилизирующими или вспомогательными функциями, которые могут быть включены в общую схему управления реактивной мощностью [9].

Пример, подтверждающий эффективность работы не только в установившихся, но и в переходных режимах, наглядно подтверждается многолетней эксплуатацией ИРМ 110 кВ в электрической сети, питающей предприятия нефтегазового комплекса [8]. Так, установка ИРМ 110 кВ на подстанциях Игольская и Катильгинская, по данным заказчика, кроме улучшения установившихся режимов привела к десятикратному снижению аварийных отключений нагрузки и пятидесятикратному снижению потерь добычи нефти от перебоев электроснабжения, отдаления сроков сооружения дополнительных параллельных линий передачи [6].

В течение многих лет разработкой оборудования, входящего в состав ИРМ, занимаются специалисты ООО «ЭСКО». Специальное оборудование для автоматических систем стабилизации напряже-

ния, разработанное по авторским решениям ООО «ЭСКО»:

управляемые шунтирующие реакторы 6, 10, 35 кВ мощностью 3,6; 10; 16; 25 Мвар для электрической сети с изолированной нейтралью (УШР 6÷35 кВ);

управляемые шунтирующие реакторы 110, 220, 330, 500 кВ мощностью 25, 63, 100, 180 Мвар для электрической сети с заземленной нейтралью (УШР 110÷500 кВ);

источники реактивной мощности 6÷500 кВ на базе управляемых шунтирующих реакторов и батарей статических конденсаторов с диапазоном мощностей от $\pm 3,6$ до ± 180 Мвар (ИРМ 6÷500 кВ).

Объем поставок оборудования по проектам с использованием технических решений ООО «ЭСКО» только в электрической сети стран ЕврАзЭС за последние три года составил более 5 Гвар:

Страна	Число систем	Установленная мощность, Гвар
Российская Федерация	47	3,638
Республика Казахстан	9	1,23
Республика Беларусь	2	0,36
Литовская республика	1	0,18
Монголия	1	0,00363
Итого	60	5,42

Однако это составляет лишь незначительную часть общей потребности, которая на текущий момент по различным оценкам в РФ и странах СНГ составляет 40÷50 Гвар [6]. Причём потенциальный рынок УШР и ИРМ благодаря активному освоению FACTS-технологий и «интеллектуальных сетей» уже в ближайшие годы увеличится в несколько раз [8, 12, 14].

Таким образом, сделаны лишь первые шаги по применению в электрических сетях управляемых устройств индуктивно-ёмкостного типа для регулирования и автоматической стабилизации напряжения. Однако использование только экономических методов в рамках отдельных хозяйственных субъектов (генерация, транзит, потребитель) для широкомасштабного оснащения, обеспечивающего максимальный системный эффект, явно недостаточно. Потребуется усиление роли государства через пересмотр, в том числе технических регламентов, гарантирующих обеспечение нормативных показателей стабильности и управляемости напряжением за счёт дооснащения сети устройствами индуктивно-ёмкостного типа по условию равенства напряжения центров питания и узлов нагрузок в установившихся режимах.

До последнего времени считалось, что основная надежность электроснабжения обеспечивается в первую очередь наличием достаточного резерва активной мощности. Это действительно так для ста-

билизации частоты тока. Однако даже самый большой резерв активной мощности (достигаемой строительством новых электростанций) не обеспечивает стабилизации напряжения всех точек системы. Для достижения этой цели необходим резерв регулируемой реактивной мощности, обеспечивающий равенство напряжений центров питания и узлов нагрузок во всех точках системы.

Приложение. Опыт эксплуатации схемы компенсации реактивной мощности в электрической сети 220/35/10/6 ООО «Нарьянмарнефтегаз» (г. Нарьян-Мар, 01 ноября 2010 г. Главный энергетик С.Л. Найман).

К исходу 2008 г. в развивающейся локальной электрической сети 220/35/10/6 ООО «Нарьянмарнефтегаз», питающей нефтегазовые месторождения Южное Хыльчую (Ненецкий автономный округ), возникла сложная ситуация с включением ВЛ 220 кВ «Южное Хыльчую–Варандей» длиной 150 км (рис. 3). При включении этой линии значительно повышалось напряжение на приемном конце и до 40 Мвар увели-

чивался сток реактивной мощности с линии на передающем конце. Две (из пяти планируемых), уже введенные на тот момент в эксплуатацию автономные газотурбинные электростанции (ГТУ) по 25 МВт каждая, не могли обеспечить включение ВЛ 220 кВ до ПС «Варандей». По расчетам проектного института требовалось задействовать как минимум три ГТУ. Но даже после введения в эксплуатацию всех пяти ГТУ не снималась проблема их неустойчивой работы. В результате, небольшие изменения нагрузки в пределах 1 МВт при общей загрузке сети более 20 МВт регулярно приводили к аварийной остановке генераторов и полному погашению электрической сети. В течение 2009 г. и первой половины 2010 г. произошло несколько десятков таких «блэк-аутов».

Ситуация радикальным образом изменилась после ввода в эксплуатацию схемы компенсации реактивной мощности, разработанной инженеринговой компанией ООО «Электросетевые компенсаторы» (ООО «ЭСКО»), содержащей четыре неуправляемых шунтирующих реактора (ШР) по 3,3 Мвар каждый, один УШР с подмагничиванием мощностью 25 Мвар

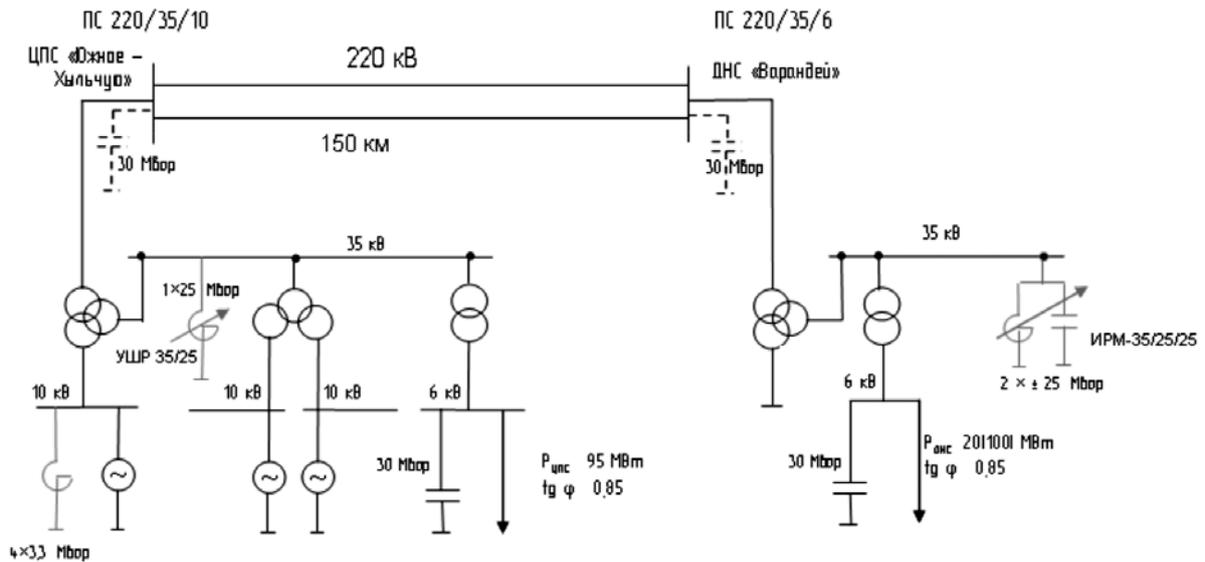


Рис. 3. Схема компенсации реактивной мощности в электрической сети 220/35/10/6 ООО «Нарьянмарнефтегаз»



Рис. 4. Управляемый шунтирующий реактор типа РТУ-25000/35-УХЛ1 на подстанции 220/35/10 кВ «Южное Хыльчую»



Рис. 5. Батареи статических конденсаторов мощностью 25 Мвар в составе ИРМ 35/25/25 кВ на ПС «Варандей»

и один ИРМ, содержащий УШР мощностью 25 Мвар и две БСК мощностью ± 25 Мвар каждая (рис. 3–5).

Результаты ввода в эксплуатацию схемы компенсации реактивной мощности во второй половине 2010 г.:

1) электрическая сеть 220/35/10/6 ООО «Нарьянмарнефтегаз» устойчиво работает при любых реально возникающих колебаниях нагрузки вплоть до 10 МВт;

2) на подстанциях 220 кВ «Южное Хыльчую» и «Варандей» напряжение 220 кВ автоматически стабилизируется по заданной уставке в рабочем диапазоне от 220 до 230 кВ с точностью ± 1 кВ независимо от текущей нагрузки сети;

3) во всех режимах работы сети (нормальных, послеаварийных, пусковых) работа генераторов ГТУ с недо возбуждением исключена;

4) пропускная способность сети 220/35 кВ введена в соответствие с проектными значениями: номинальная мощность передачи сети 220 кВ «Южное Хыльчую–Варандей» 20 МВт (с перспективой увеличения мощности до 100 МВт), сеть 35 кВ ЦПС «Южное Хыльчую» 95 МВт.

Вывод. 1. Проблема радикально решается обеспечением резерва регулируемой реактивной мощности – дооснащением электрической сети управляемыми источниками индуктивно-емкостного типа по условию равенства напряжения центров питания и узлов нагрузок в установившихся режимах.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Электрические системы.** Т. II/Под ред. В.А. Веникова. – М.: Высшая школа, 1971.
2. **Карпов Ф.Ф.** Компенсация реактивной мощности в распределительных сетях. – М.: Энергия, 1975.
3. **Мельников Н.А., Солдаткина Л.А.** Регулирование напряжения в электрических сетях. – М.: Энергия, 1968.
4. **Поспелов Г.Е., Федин В.Т.** Энергетические системы. – Минск: Высшая школа, 1974.
5. **Солдаткина Л.А.** Электрические сети и системы. – М.: Энергия, 1972.
6. **Стабилизация** напряжения электрической сети высокого напряжения внутрисетевыми управляемыми источниками... (Хроника). – Электричество, 2011, № 3.
7. **Справочник** по проектированию электроэнергетических систем/Под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапир. 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1985.
8. **Брянцев А.М., Брянцев М.А., Базылев Б.И. и др.** Состояние и перспективы применения в электрических системах РФ и СНГ регулируемых источников реактивной мощности (ИРМ) с управляемыми подмагничиванием шунтирующими реакторами

(УШР) и батареями конденсаторов (БСК). – Энергоэксперт, 2010, № 2(19).

9. **Hingorani N.G., Gyugyi L.** Understanding FACTS Concept and Technology of Flexible AC Transmission Systems. – New York: IEEE Press, 2000.

10. **Корн Г., Корн Т.** Справочник по математике для научных работников и инженеров. – М.: Наука, 1968.

11. **Бессонов Л.А.** Теоретические основы электротехники. – М.: Высшая школа, 1964.

12. **Брянцев М.А., Базылев Б.И., Дягилева С.В. и др.** Автоматические системы компенсации реактивной мощности и стабилизации напряжения электрической сети на базе УШР и БСК. – М.: ТРАВЭК, 2010.

13. **Управляемые** подмагничиванием электрические реакторы. – Сб. статей. 2-е изд./Под ред. А.М. Брянцева. – М.: Знак, 2010.

14. **Bryantsev A., Dorofeev V., Zilberman M. et al.** Magnetically controlled shunt reactor application for AC HV and EHV transmission lines. – Paris: CIGRE-2006, B4-307.

[10.01.12]

*А в т о р ы : **Брянцев Александр Михайлович** окончил энергетический факультет Казахского политехнического института в 1973 г. В 1992 г. защитил докторскую диссертацию «Магнитно-вентильные управляемые реакторы с предельным насыщением магнитной цепи». Председатель наблюдательного совета ООО «Электросетевые компенсаторы», профессор кафедры «Электроэнергетические системы» НИУ «МЭИ».*

***Базылев Борис Иванович** окончил электромеханический факультет Смоленского филиала МЭИ в 1997 г. В 2001 г. защитил кандидатскую диссертацию «Разработка и оптимизация конструкции управляемых подмагничиванием дугогасящих реакторов серии РУОМ для электрических сетей 6, 10 кВ». Главный конструктор ООО «Источники реактивной мощности».*

***Лурье Александр Иосифович** окончил электромеханический факультет МЭИ в 1958 г. В 1965 г. защитил кандидатскую диссертацию «Исследование и применение математического моделирования магнитных полей рассеяния трансформаторов и реакторов на электропроводящей бумаге». Старший научный сотрудник Всероссийского электротехнического института.*

***Смоловик Сергей Владимирович** окончил Ленинградский политехнический институт в 1963 г. В 1988 г. защитил докторскую диссертацию «Методы математического моделирования переходных процессов высокоиспользованных и не традиционных синхронных генераторов электроэнергетических систем». Заместитель заведующего отделом перспективного проектирования электроэнергетических систем ОАО НИИПТ.*