



## РЕГУЛИРОВАНИЕ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ВЕТРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ ПРИ ПОДКЛЮЧЕНИИ К ЭНЕРГОСИСТЕМЕ КАЛИНИНГРАДСКОЙ ОБЛАСТИ

Д.А. Андрияшанов, студент, danil.andryushanov@mail.ru

Ф.О. Брацюк, студент, bracyukfilipp@mail.ru

А.Ю. Никишин, доцент, nikduke@klgtu.ru

ФГБОУ ВО " Калининградский государственный  
технический университет"

В статье дана предварительная оценка экономической эффективности использования регулирования реактивной мощности с помощью статистических тиристорных компенсаторов в слабых сетях

*ветроэлектростанция, подключение к энергосистеме, регулирование реактивной мощности, статистические тиристорные компенсаторы*

Ветровой режим Калининградской области весьма благоприятен для практического использования ветроэнергетического потенциала. Средние скорости ветра, по данным метеостанции в Балтийске в разные годы, составляют от 4,8 до 6,1 м/с.

В рамках исполнения Энергетической стратегии России на период до 2030 года на территории Калининградской области была введена в эксплуатацию ветроэлектростанция (ВЭС) мощностью в 5,1 МВт вблизи пос. Ушаково [1].

В процессе эксплуатации, однако, собственники столкнулись с рядом технических проблем, связанных с выдачей мощности ВЭС в полном объеме, обусловленных низкой мощностью короткого замыкания системы в точке подключения станции. Работа ВЭС в подобных условиях оказывает влияние на показатели качества электроэнергии, в частности на значения установившегося отклонения напряжения [2]. Поскольку соотношение активного и индуктивного сопротивления распределительной сети, выполненной проводниками малого сечения, от питающей подстанции до точки подключения близко к единице, потоки активной мощности оказывают существенное влияние на уровни напряжения в точке подключения, что, в связи со значительной неравномерностью выработки станции, обусловленной непостоянством скорости ветра, приводит к значительным их колебаниям. Вместе с тем напряжение в узлах сети в значительной мере зависит от баланса реактивной мощности. При этом современные ветроэлектрические установки (ВЭУ) способны осуществлять выработку или потребление реактивной мощности, тем самым регулируя напряжение в точке подключения к сети.

Согласно результатам исследования российских и европейских технических документов можно сделать вывод о том, что общих единых требований по подключению ВЭС к электрическим сетям не сформировано [3]. Тем не менее, как правило, должны соблюдаться следующие условия для организации выработки электроэнергии заданного качества в ЭЭС [4]:

- обеспечение работы ВЭУ при заданных условиях;
- регулирование мощности и частоты вращения ротора ВЭУ;
- регулирование активной и реактивной мощности в определенных диапазонах.

Подключение к существующим подстанциям может быть рекомендовано только для начального этапа развития ВЭС в Калининградской области. Анализ результатов расчётов статических режимов калининградской энергосистемы с различными вариантами установки ВЭС в программном пакете «NEPLAN» [5] показывает, что существующие линии электропередачи, питающие потребительские подстанции, не обладают достаточной пропускной способностью для передачи значительного количества энергии ветра. Даже 30 МВт, равномерно распределенных ВЭС (3 ВЭСx10 МВт, подключенные к трем существующим подстанциям), являются источником значительных изменений уровней напряжения и увеличивают потери мощности в системе. А при работе станции на 90 МВт ситуация куда хуже (рис. 1)

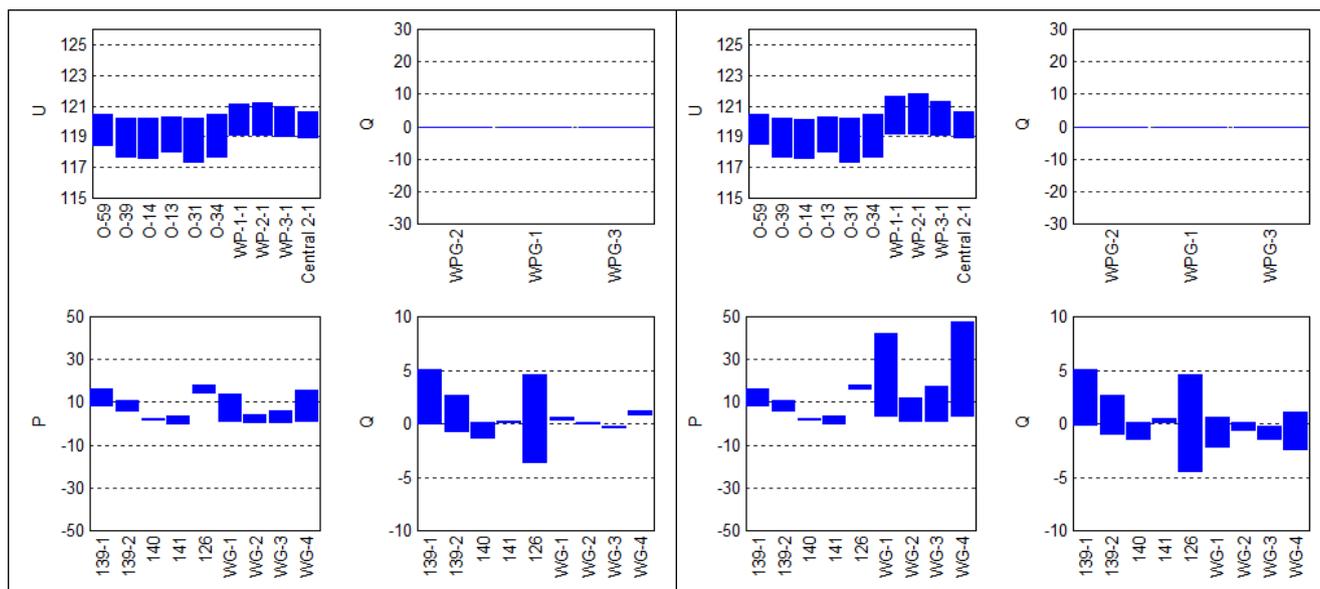


Рисунок 1 – Данные без использования регуляции реактивной мощности для 30 и 90 МВт

Для уменьшения колебаний напряжения и нагрузки реактивной мощности генераторов ветровых турбин ВЭС можно рекомендовать установку статических компенсаторов реактивной мощности (СТК) в наиболее электрически удаленной от ВЭС точке. Выбор точки подключения, а также потребность в реактивной мощности могут быть выполнены по разработанной модели. Результаты расчета для 30 МВт показаны на рис. 2, а 90 МВт – на рис. 3.

В обоих случаях мы имеем более равномерное распределение потоков активной и реактивной мощности и, как следствие, меньшую нагрузку на линии электропередачи при использовании СТК. Также при включении СТК мы решаем проблему с уровнями напряжения в точках подключения ВЭС.

Необходимая реактивная мощность компенсатора СТК может быть предварительно оценена, как 12 МВАр – индуктивная и 18 МВАр – емкостная.

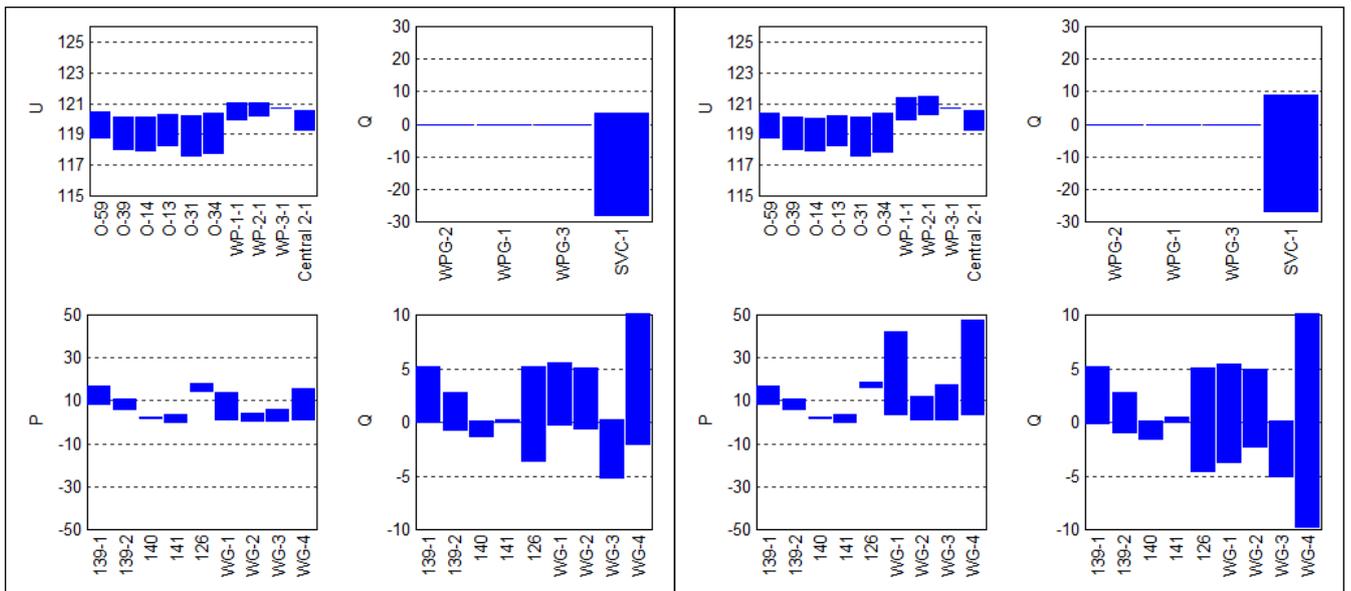


Рисунок 2 – Данные, полученные при использовании компенсатора СТК при мощности в 30 МВт

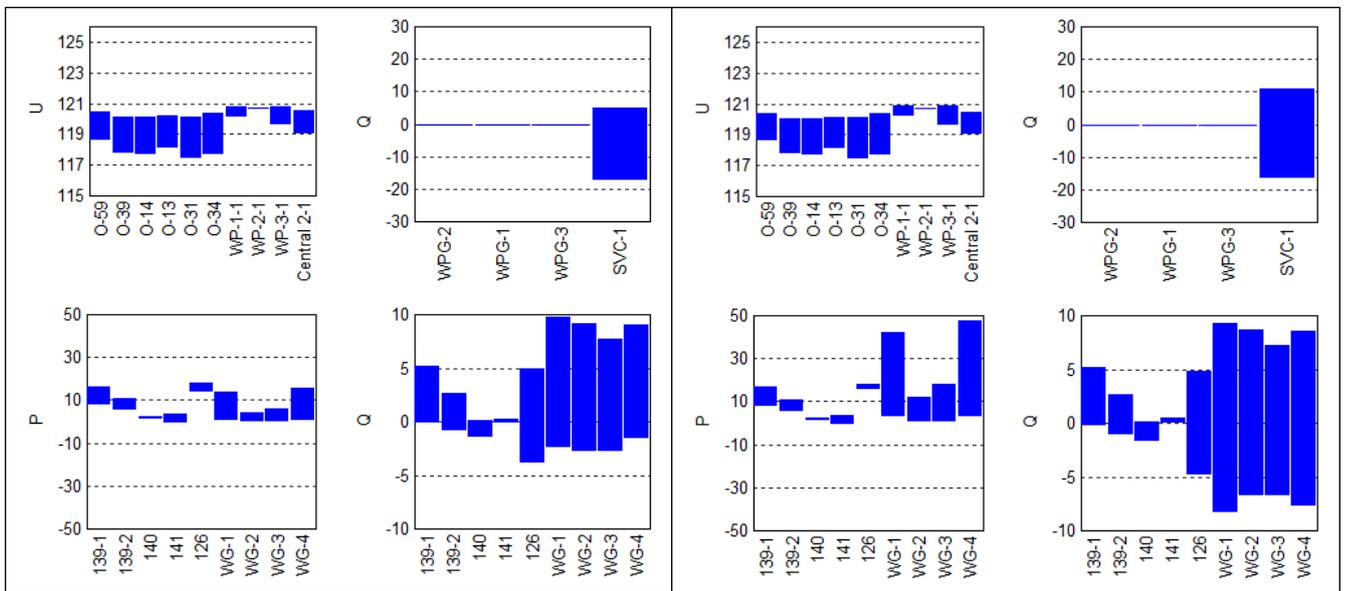


Рисунок 3 - Данные, полученные при использовании компенсатора СТК при мощности в 90 МВт

Общая стратегия использования ВЭС заключается в выработке максимально возможной активной мощности, т. е. коэффициент использования ветровых турбин ВЭС должен быть близок к единице. Установка компенсатора СТК для контроля производства или потребления реактивной мощности требует дополнительных инвестиций. Согласно приведенным выше расчетам максимальный спрос на реактивную мощность СТК можно оценить в 12 МВАр – индуктивной и 18 МВАр – емкостной, всего 30 МВАр. Реактивная мощность может вырабатываться как компенсатором СТК, так и генераторами ветровых турбин ВЭС. Оптимальная емкость СТК рассчитывается путем создания функции оптимизации цены. Функция может быть описана по формуле (1):

$$K_{\text{общ}} = K_{\text{ВЭС}} + K_{\text{СТК}}, \quad (1)$$

где  $K_{\text{ВЭС}}$  - затраты на выработку реактивной мощности с использованием генераторов ветроэнергетических установок ВЭС;  $K_{\text{СТК}}$  - затраты на генерацию реактивной мощности с использованием СТК.

Выработка реактивной мощности ветряными турбинами означает согласно диаграмме активной / реактивной мощности генератора необходимость уменьшения выработки активной мощности генератора и, как следствие, снижения дохода [2]. В первом приближении может использоваться квадратичное соотношение между активной и реактивной мощностью. В результате получаем затраты на выработку реактивной мощности по формуле (2):

$$K_{\text{ВЭС}} = k_{\text{ут}} \cdot \rho \cdot (P_{\text{ном}} - \sqrt{S_{\text{ном}}^2 - (1 - n) \cdot Q_{\text{ВЭС}}^2}), \quad (2)$$

где  $k_{\text{ут}}$  - коэффициент использования, может быть рассчитан как отношение между часами полной загрузки ВЭС и продолжительностью года;  $\rho$  - цена на ВЭС с активной выработкой электроэнергии, Евро/МВт·ч;  $P_{\text{ном}}$  - номинальная активная мощность ВЭС, МВт;  $S_{\text{ном}}$  - номинальная полная мощность ВЭС, МВт;  $Q_{\text{ВЭС}}$  - сгенерированная на ВЭС реактивная мощность, МВАр;  $n$  - коэффициент компенсации, отношение количества установленной  $Q_{\text{СТК}}$  к максимальному потреблению реактивной мощности  $Q_{\text{ПОТР}}$ .

Затраты на генерацию реактивной мощности СТК могут быть представлены в первом приближении линейным уравнением по формуле (3):

$$K_{\text{СТК}} = n \cdot Q_{\text{ПОТР}} \cdot p_{\text{СТК}}, \quad (3)$$

где  $p_{\text{СТК}}$  - цена использования СТК, Евро/МВАр.

Поскольку эксплуатационные затраты для СТК очень низки по сравнению с капитальными, цена использования СТК может быть в первом приближении рассчитана как функция планирования жизненного цикла проекта по формуле (4):

$$p_{\text{СТК}} = \frac{Q_{\text{ПОТР}} \cdot C_{\text{СТК}}}{8760 \cdot T_{\text{ж}}}, \quad (4)$$

где  $C_{\text{СТК}}$  - удельные капитальные затраты СТК, Евро/МВАр;  $T_{\text{ж}}$  - жизненный цикл проекта, года.

Расчеты для 30 МВт и 90 МВт были выполнены с использованием параметров в табл. 1. Результаты расчета даны на рис. 4.

Таблица 1 – Параметры расчета для расчета мощности СТК

$T, \text{ ч}$	$k_{\text{ут}}$	$p, \text{ Евро/МВА} \cdot \text{ч}$	$Q_{\text{ПОТР}}, \text{ МВАр}$	$C_{\text{СТК}}, \text{ Евро/МВАр}$	$T_{\text{ж}}, \text{ Г}$
2500	0,285	60	30	30 000	20

Результаты расчета показывают, что для 30 МВт оптимальной точкой является генерация 70% потребности в реактивной мощности с использованием СТК. С увеличением мощности ВЭС до 90 МВт оптимальная точка перемещается на 14% от реактивной мощности. Это имеет смысл, так как в данном случае при той же потребности в реактивной мощности реактивная нагрузка на одну ветряную турбину уменьшается, что приводит к увеличению прибыли.

Таким образом, используя предложенный авторами подход, можно определить в первом приближении оптимальное соотношение между мощностью СТК и ВЭС для обеспечения необходимого резерва реактивной мощности, что позволит поддерживать необходимый уровень напряжения при работе станции в составе слабых сетей.

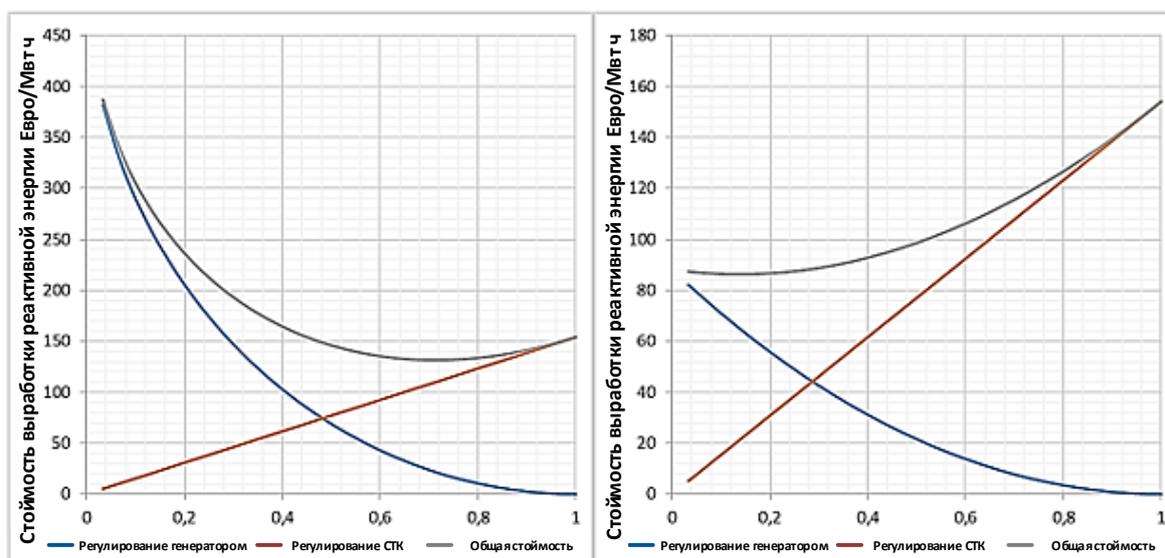


Рисунок 4 – Затраты на выработку реактивной мощности для (слева направо): 30 МВт и 90 МВт

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Калининградской области на 2018-2022 годы. – Москва: АО «Научно-технический центр единой энергетической системы», 2017. – 194 с.
2. Никишин, А.Ю. Современные ветроэнергетические установки на базе асинхронных машин / А.Ю. Никишин, В.П. Казаков // Современные проблемы науки и образования. – 2012. – №. 6. – С. 122-122.
3. Манусов, В. З. Особенности параллельной работы ветроэлектростанций и электроэнергетических систем / В. З. Манусов, Э. Г. Ядагаев // Молодёжь и наука: сборник материалов VIII Всероссийской научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых учёных, посвященной 155-летию со дня рождения К. Э. Циолковского [Электронный ресурс]. — Красноярск: Сибирский федеральный ун-т, 2012. — Режим доступа: <http://conf.sfu-kras.ru/sites/mn2012/section06.html>, свободный.
4. ГОСТ Р 50783-95. Электроагрегаты и передвижные электростанции с двигателями внутреннего сгорания. Общие технические требования
5. Никишин, А.Ю. Математические модели ветроэнергетических установок морского базирования с асинхронными машинами: дис.... канд. техн. наук / Никишин А.Ю.; Государственная академия им. адм. С.О. Макарова. – Калининград, 2008.

## REACTIVE POWER CONTROL OF WIND POWER PLANTS WHEN CONNECTED TO THE POWER SYSTEM OF THE KALININGRAD REGION

P.O. Bratsyuk, student, bracyukfilipp@mail.ru  
D.A. Andriushanov, student, danil.andryushanov@mail.ru  
A.Y. Nikishin, Associate Professor, nikduke@klgtu.ru  
Kaliningrad State Technical University

The article provides the results of the research for the possibility of controlling reactive power at the wind power plant in the Kaliningrad region using static VAR compensators.

*wind power plant, power grid connection, reactive power control, Static VAR compensator*